

4. Etude d'une installation HTA	B3
4a Introduction et méthodologie	B3
Livraison et comptage de l'énergie électrique	B4
Méthodologie	B5
4b Réglementation, normes et architectures de réseaux	B11
Réglementation et normes	B18
Architectures de réseaux	B18
4c Liaison à la terre du neutre	B21
Modes de liaison à la terre du neutre	B22
Neutre isolé	B23
Mise à la terre par résistance	B24
Neutre à la terre par réactance faible (neutre impédant)	B25
Mise à la terre par réactance de compensation (neutre compensé)	B26
4d Plan de protection	B29
Protections	B30
Sélectivité	B34
4e Alimentations de remplacement et de sécurité	B39
Normes et définitions	B40
Choix des alimentations de remplacement	B41
Transfert de sources en HTA	B43
5. Postes HTA	B45
Schéma général et types de postes	B46
Réseau de distribution d'énergie	B46
Types de postes HTA	B47
Poste d'intérieur ou préfabriqué d'extérieur	B48
Fonctions d'un poste	K48
Le savoir faire Schneider Electric	K49
Choix d'un poste	B50
Contraintes et étapes du choix d'un poste	B50
Poste de livraison HTA à comptage BT	B52
Définition et contraintes réglementaires	B51
Schéma et équipements	B52
Choix du transformateur	B53
Choix des cellules HTA	B54
Choix du matériel BT	B56
Installation, liaisons, raccordements	B57
Prise de terre et conducteurs de protection	B58
Verrouillages d'exploitation	B59
Poste de livraison HTA à comptage HTA	B60
Définitions et contraintes réglementaires	B60
Schéma et équipements	B61
Sélectivité	K64
Comptage HTA et mesures privées	K64
Postes de répartition HTA/HTA et sous-stations HTA	B65
Présentation et exemple de schéma	B65
Poste de centrale autonome	B66
Exemples de schéma	B66

6. Equipements et leurs caractéristiques	B67
Cellules HTA	B68
Caractéristiques des équipements préfabriqués HTA sous enveloppe métallique	B68
Types de fonctions et appareillage correspondant	B71
Normes	B73
Types de cellules et d'appareillages	B75
Tenue à l'arc interne	B76
Techniques d'isolation	B77
Techniques de coupure	B78
Condensateurs HTA	B80
Rappels sur l'énergie réactive	B80
La compensation d'énergie réactive d'une installation	B81
Capteurs	B83
Capteurs de courant phase : Transformateurs de courant (TC)	B83
Capteurs de courant phase LPCT	B88
Capteurs de courant résiduel	B89
Capteurs de tension : Transformateurs de tension (TT)	B90
Transformateurs	B92
Définition et paramètres caractéristiques	B92
Choix du diélectrique et de la technologie	B93
Choix d'un transformateur : contraintes réglementaires	B96
Détermination de la puissance optimale	B97
Surcharge d'un transformateur	B100
Transformateurs en parallèle	B101
Transformateurs bi-tension et élévateurs	B102
Protection des transformateurs	B103
Ventilation, mode de refroidissement, normes de construction	B106
Démarrateurs et protection moteurs HTA	B107
Rappel sur les moteurs	B107
Démarrateurs et protection des moteurs HTA	B108

4

Etude d'une installation HTA *4a Introduction et méthodologie*

page

Livraison et comptage de l'énergie

Niveaux de tension et livraison de l'énergie
électrique

B4

Méthodologie

Cadre général

B5

Éléments à prendre en compte

B6

Bonnes pratiques des sites critiques

B9

Tableau synthétique des points à étudier

B10

Niveaux de tension et livraison de l'énergie électrique

Niveaux de tensions

Les niveaux de tension sont définis par les normes NF C 15-100 et NF C 13-200.

tension alternative	domaine de tension	autre appellation	valeurs usuelles en France (tension d'utilisation)
≤ 50 V	TBT		12 - 24 - 48 V
≤ 500 V	BTA	BT (basse tension)	220 - 380 - 400 V
≤ 1000 V	BTB		
1 < U ≤ 50 kV	HTA	MT (moyenne tension)	5,5 - 6,6 - 10 - 15 - 20 - 36 kV
U > 50 kV	HTB1	HT (haute tension)	63 - 90
	HTB2		

Organisation du réseau

L'énergie électrique en France est produite dans les centrales principalement nucléaires (80 % de la production), hydrauliques ou thermiques et délivrée à sa sortie en HTA, généralement 5,5 kV à 6,6 kV parfois 15 ou 20 kV.

Transport HTB

A la sortie de la centrale, l'énergie électrique est élevée en HTB (225 ou 400 kV) dans un poste d'urgence HTA/HBT qui alimente le réseau de transport HTB. Ce réseau est maillé afin de permettre l'interconnexion entre une centaine de centrales débitant simultanément pour couvrir la consommation. Il assure aussi, par interconnexion, des échanges avec les pays européens.

Répartition HTB

Au voisinage des centres de consommation, des postes de répartition et interconnexion abaissent la tension en 63 kV ou 225 kV (plus rarement 90 kV et 150 kV) et alimentent un réseau de répartition régional HTB. Ce réseau généralement en boucle, dessert des postes abaisseurs HTB/HTA.

Postes HTB/HTA

Ces postes sont de deux types selon leur réseau aval HTA :

- postes «sources» HTB/HTA alimentant le réseau public de distribution HTA. (environ 2000 postes)
- postes «de livraison» privés HTB/HTA alimentant le réseau des quelques 600 consommateurs importants d'énergie de la grande industrie (sidérurgie, chimie, etc.) dont la puissance dépasse 10 MW.

Distribution HTA

Les postes source alimentent le réseau HTA (en général 20 kV) qui dessert :

- les postes HTA/BT de «distribution publique» (environ 620 000) qui desservent les très nombreux abonnés BT
- les postes d'abonnés HTA des utilisateurs privés plus gros consommateurs.

Livraison et de comptage de l'énergie en HTA

Le raccordement se fait obligatoirement en HTA au dessus de 250 kVA (1) jusqu'à une limite de puissance 10 MW, avec deux types de comptage :

Poste HTA à comptage BT

Lorsque le poste de livraison comporte un seul transformateur HTA/BT de courant secondaire assigné $I_s \leq 2000$ A (2)

Ceci correspond pour un transformateur 20 kV/400V à une puissance normalisée ≤ 1250 kVA. Le réseau en aval du poste est alors un réseau BT.

Poste HTA à comptage HTA

Lorsque le poste de livraison comporte :

- soit un seul transformateur HTA/BT de courant secondaire $I_s > 2000$ A(1)
- soit plusieurs transformateurs.

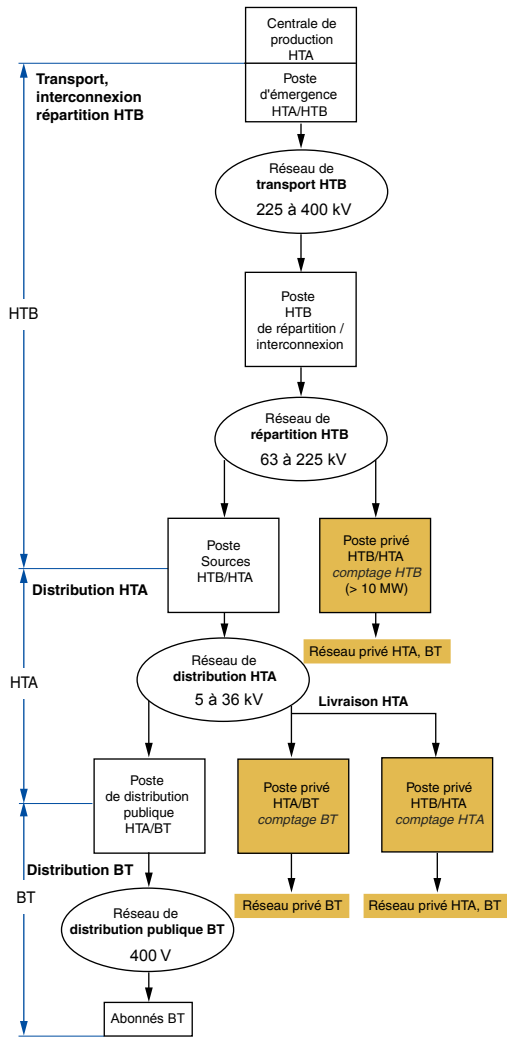
Le réseau en aval du poste comporte, selon les cas, une distribution HTA vers une ou plusieurs sous-stations HTA, ou directement une distribution BT.

(1) Limites des raccordements en HTA et BT

Le raccordement

- peut se faire en HTA à partir de 50 kVA (par exemple si une extension ultérieure de puissance est prévue) et obligatoirement au dessus de 250 kVA
- se fait obligatoirement en BT en dessous de 36 kVA et en général en BT jusqu'à 250 kVA

KVA	35	50	250
BT obligatoire			
		HTA possible en général BT	HTA obligatoire



La livraison de l'énergie électrique HTA se fait :

- avec comptage BT pour un poste comportant un seul transformateur HTA/BT de courant secondaire assigné inférieur ou égal à 2000 A, (un transformateur 20 kV/400 V de puissance inférieure ou égale à 1250 kVA).
- avec comptage HTA dans les autres cas

La conception d'une installation doit prendre en compte de multiples préoccupations qui doivent aboutir à une optimisation technico-économique, sans concessions vis à vis des aspects de sécurité du personnel. Des études d'analyse des risques sont de plus en plus un préalable pour déterminer une solution optimisée adaptée à la criticité et à la législation des sites.

La conception d'une installation électrique impliquant la HTA comporte, quelle que soit la complexité de l'installation des éléments de base communs : l'approche technico-économique de la solution doit être globale et rechercher un compromis adapté entre la sécurité, la disponibilité et l'efficacité énergétique de l'installation.

Pris en compte de l'ensemble des coûts

L'aspect technico-économique doit prendre en compte l'ensemble des coûts sur la durée de vie de l'installation.

Coût de l'investissement initial

Désigné par CAPEX (Capital Expenditure) ce coût intègre notamment :

- Etudes : ce sont les étapes classiques de réalisation d'une installation (schémas électriques, besoin de puissance, plan de protection, sélectivité...). Des études d'analyse des risques de l'installation peuvent être indispensables compte tenu du caractère critique de l'activité (ex : data centers, process sensible), voire être exigées par la législation (ex : NF C 15-211 pour les établissements de santé publics ou privés). Ces études ont un impact sur l'architecture des produits et les services et font appel à des expertises spécifiques (études de sélectivité, protection foudre...)
- Equipements matériels : leur coût est à comparer aux fonctionnalités offertes, qui peuvent permettre des gains appréciables sur l'exploitation et la maintenance (ex : maintenabilité des tableaux sous tension, appareillage communicant).
- Installation et mise en œuvre : la prise en compte des pertes d'exploitation liées aux impératifs de délais peut être un élément important, amenant à la définition de pénalités de retard et à l'orientation vers des solutions intégrées pré-testées en usine, de type postes préfabriqués, pour raccourcir les délais et maîtriser les risques.

Coût d'exploitation

Désigné par OPEX (Operation Expenditure) il inclut tous les coûts de fonctionnement, qui dépendent des options prises lors de la phase étude.

- personnel d'exploitation et de maintenance, lié au mode de conduite de l'installation
- contrats de maintenance
- consommation électrique, liés aux choix retenus en matière :
 - d'optimisation des contrats de fourniture
 - d'optimisation de l'exploitation, par la mesure et la surveillance des principaux paramètres de fonctionnement et des consommations.

Coût total

Désigné par TCO (Total Cost of Ownership), il intègre le CAPEX et l'OPEX sur la durée de vie de l'installation. Cette approche permet notamment la prise en compte des coûts directs et des coûts cachés, constatés souvent à posteriori.

Recherche du meilleur compromis technico-économique assurant la sécurité

La recherche d'un optimum ne doit faire aucune concession aux aspects liés à la sécurité des personnes, tout en intégrant les aspects technico-économiques précédents et les risques liés au fonctionnement de l'installation

Respect des règlements et normes

La connaissance et le respect des règles de sécurité imposées selon l'activité du site (protection des travailleurs, IGH, ERP, établissements de santé publics et privés, sites classés ICPE...) est un préalable absolu (voir page B12).

Equilibre adapté entre coûts et disponibilité de l'énergie

Les coûts, évalués en TCO, sont à mettre en balance avec les risques pour les personnes et les biens résultant des pannes ou dysfonctionnement de l'installation :

- obligations légales : pour les hôpitaux l'obligation, assortie de responsabilités pénales, de garantir la continuité des soins dans les situations de « crise électrique », et d'assurer une disponibilité de l'énergie adaptée à la criticité des applications
 - coûts des pertes de production pour des process continus, se cumulant souvent avec ceux d'arrêt pour remise en route des installations.
 - coût de perte d'exploitation pour des sites critiques (ex. : data centers).
- Ces éléments sont liés à la disponibilité des équipements, et donc la à disponibilité et à la qualité l'énergie électrique exigée compte tenu de leur criticité de fonctionnement.

La recherche d'un optimum adapté devra donc intégrer notamment des éléments de :

- criticité des applications (1)
- disponibilité des équipements et de l'énergie électrique (2)
- qualité de l'énergie (3)
- architecture et sources de remplacement secours

Et la solution concilier :

- sûreté d'alimentation par l'architecture et le recours à des sources de remplacement
- simplicité d'exploitation, prenant en compte le niveau de qualification du personnel
- maintenabilité : périodicité et organisation pro-active basée sur : une maintenance préventive et une maintenance prédictive
- utilisation des possibilités de communication des équipements
- flexibilité de l'installation permettant son adaptation et son évolution (extension).

(1) Criticité : la criticité d'un événement est le produit de la fréquence de survenance par le facteur de gravité (extrait du « Plan blanc de gestion de la crise » pour les hôpitaux).

La norme NF C 15-211 (installations électriques de locaux à usage médical) définit ainsi 3 niveaux :

- niveau 1 : pas de coupure
- niveau 2 coupure ≤ 15 s
- niveau 3 : coupure 15 s à 30 mn.

(2) Disponibilité : la disponibilité d'un équipement (plus largement d'un système) est son aptitude à remplir sa mission à un instant déterminé. La disponibilité de l'énergie revient à la continuité de sa fourniture dans les conditions de qualité prévues.

(3) Qualité de l'énergie : les éléments relatifs à la qualité de l'énergie sont précisés par la norme EN 50160. Ils impliquent la fréquence, l'amplitude la forme de l'onde et la symétrie du système triphasé

Les principaux éléments à prendre en compte sont les suivants.

Analyse des risques de l'installation

Cette étape est souvent un préalable indispensable pour orienter vers les options les mieux adaptées à l'activité du site et la criticité des applications. Par exemple les établissements de santé sont tenus "de faire l'analyse des risques en fonction des conditions locales de dessertes offertes par le distributeur, d'étudier les solutions les plus adéquates et de se doter des équipements nécessaires" (circulaire DHOS/E4/2005/256 revue en sept. 2006). Cette analyse peut impliquer de risques électriques, mais aussi concerner des phénomènes pouvant indirectement déboucher sur des "situations de crise électrique" (effet de la foudre, contrôle d'accès, vandalisme, etc).

Mode de conduite

Avant et pendant l'étude de conception d'un réseau, il faut avoir présent à l'esprit le mode de conduite envisagé pour l'exploitation de l'installation.

- conduite par du personnel qualifié ou non
- niveau d'automatisation souhaitable
- type de supervision avec prise en compte des possibilités du web.

La solution peut être imposée au début de l'étude par les contraintes et le type d'installation (exemple : danger pour le personnel dans certaines industries chimiques). Sinon les diverses possibilités doivent être étudiées tout au long du déroulement de l'étude. Le choix de solutions intégrant la communication dès l'origine entraîne un supplément de coût faible, comparé aux avantages retirés.

Tension d'alimentation

Le poste, en aval du point de livraison comporte-t-il un réseau privé de distribution ou des cellules HTA protégeant des récepteurs (transformateurs, moteurs, ...) ? Est-il nécessaire d'avoir une, deux ou trois tensions différentes dans le réseau privé éventuel ? Ce choix a des conséquences économiques importantes.

Types de postes

Il faut se poser suffisamment tôt la question du choix du ou des postes utilisés :

- poste d'intérieur, avec les contraintes de génie civil, environnement et sécurité correspondantes
- poste d'extérieur préfabriqué qui apporte une réponse globale à la plupart de ces contraintes.

Contraintes amont

- mode de raccordement au réseau, lié aux possibilités du réseau (antenne, boucle, double dérivation) à la puissance de l'installation (type de comptage) et prenant en compte les aspects tarifaires (un ou plusieurs fournisseurs, possibilité de délestage, production complémentaire autonome...)
- qualité de la source amont (puissance de court-circuit, régime de neutre, présence de surtensions à fréquence industrielle ou à front raide, micro-coupures ou baisses de tension fugitives, etc.) et présence d'autres utilisateurs proches pouvant influencer sur la qualité de l'énergie.

Contraintes aval

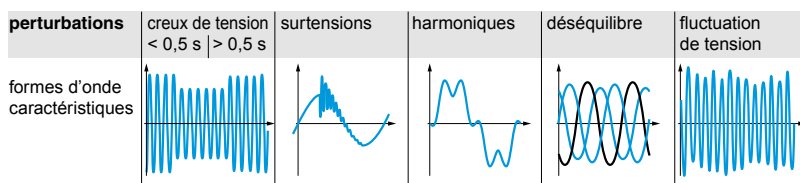
- besoin de continuité de service (ou niveau de disponibilité)
- localisation et caractéristiques des récepteurs présentant des contraintes de fonctionnement spécifiques (exemple : les récepteurs de forte puissance qui génèrent de fortes chutes de tension lors de leurs démarrages, les fours à arc ou les récepteurs à vitesse variable, générateurs d'harmoniques, les ordinateurs nécessitant une alimentation permanente, etc.).

Générateurs d'harmoniques

On s'assurera que l'effet polluant des générateurs d'harmoniques éventuels a bien été pris en compte et maîtrisé par isolement dans un réseau spécifique et/ou utilisation de filtres si nécessaires.

Fractionnement éventuel des sources d'alimentation pour tenir compte des récepteurs polluants

On peut fractionner les sources d'alimentation pour isoler les récepteurs "polluants" (générateurs d'harmoniques) ce qui permet également de rester maître du ou des régimes de neutre.



L'analyse préalable des risques a souvent un impact en terme d'architecture, mais aussi de mode de conduite, maintenance, formation du personnel

L'association d'une architecture de Gestion Technique Electrique (contrôle-commande) associée à l'architecture de puissance, utilisant les possibilités de communication des équipements suivant des protocoles standards

- des creux de tension
- des coupures brèves
- des coupures longues
- des surtensions temporaires
- des surtensions transitoires (chocs de manœuvre ou chocs de foudre).

En régime normal d'alimentation, les perturbations du réseau public peuvent être :

- des creux de tension
- des coupures brèves
- des coupures longues
- des surtensions temporaires
- des surtensions transitoires (chocs de manœuvre ou chocs de foudre)
- des fluctuations rapides de tension (flicker)
- des distorsions harmoniques.



La nouvelle norme NF C 13-200 préconisera de séparer les récepteurs sensibles des récepteurs polluants et de réduire les niveaux de perturbation qu'ils génèrent à des valeurs acceptables par les récepteurs sensibles.

Les perturbations produites comportent :

- distorsions harmoniques (électronique de puissance)
- déséquilibres (récepteurs monophasés)
- fluctuations rapides de tensions (flicker) (fours à arc)
- à-coups de tension (dûs au démarrage de moteurs).

Ces perturbations peuvent générer :

- des échauffements dangereux
- des surtensions
- des résonances
- des chutes de tension
- des contraintes mécaniques dans les machines tournantes
- des dysfonctionnements, arrêts ou détérioration de machines.

Bilan des puissances

Il se fait en calculant la somme des puissances installées et, en déduisant la puissance absorbée réellement compte tenu des divers facteurs de simultanéité, d'utilisation, etc.

Bilan de puissance par site géographique

Pour une installation très étendue, on réalise un bilan de puissance par site géographique qui détermine une première approche de la structure du réseau ainsi que le choix du nombre des réseaux de transport (un pour les récepteurs polluants, un pour les autres récepteurs) et la nécessité d'avoir un, deux ou trois niveaux de tension.

Choix du régime de neutre

Il fait intervenir les critères suivants : la politique générale (sites similaires), la législation en vigueur, les contraintes liées au réseau, les contraintes liées à l'exploitation du réseau, les contraintes liées à la nature des récepteurs. Lorsque le ou les régimes de neutre sont choisis, ils entraînent le choix des protections à mettre en œuvre.

Transformateurs

On peut alors choisir les transformateurs, les tensions de transport, de distribution et d'utilisation ayant été définis, les bilans de puissance par site géographique effectués et les récepteurs polluants isolés. On standardisera les puissances des transformateurs à 3 ou 4 pour des raisons économiques et de maintenance.

Compensation de l'énergie réactive

On étudiera également la compensation de l'énergie réactive qui sera réalisée localement, globalement ou de manière panachée en fonction des résultats de l'étude technico-économique correspondante.

Sources de sécurité et de remplacement

il faut définir leur nombre et leurs caractéristiques. Elles peuvent être imposées par les décrets et les textes législatifs (Établissement Recevant du Public, Immeuble de Grande Hauteur) ou installées pour protéger l'outil de production et, bien sûr, assurer la protection des personnes. Il est parfois nécessaire de disposer d'une source autonome ; cette éventualité dépend du bilan économique du coût de l'énergie et/ou des contraintes amont et aval. Dans le cas où la continuité de service doit être impérativement conservée (exemple : ventilateur d'un haut fourneau) la source autonome (turbine à gaz par exemple) est une source de remplacement qui fonctionne en permanence.

Schéma unifilaire

De l'étude de tous les points précédents découle le schéma unifilaire qui est un premier squelette hiérarchisé.

Il doit comporter les divers équipements fonctionnels à installer sur le réseau compte tenu des fonctions de raccordement, répartition, protection des équipements, utilisation des sources, délestages...

Les étapes suivantes permettront d'optimiser ces équipements.

Choix des canalisations

Il s'agit de choisir et calculer les canalisations. A partir de l'intensité nominale I_n , on en déduit une intensité fictive I_f qui tient compte de multiples coefficients liés à la température ambiante, l'exposition solaire, la proximité d'autres canalisations, le mode de pose, etc. De cette intensité fictive, on en déduit la section (en utilisant les tableaux donnés par les câblers). On devra vérifier ultérieurement :

- la tenue de la canalisation au courant de court-circuit maximal I_{cc} (ne pas oublier de tenir compte de la durée du court-circuit qui peut, dans certains cas, atteindre la seconde)
- la chute de tension
- la tenue de l'écran du câble dans le cas de défaut phase-masse
- l'optimisation des pertes.

Plan de protection

Il passe par le choix d'une méthode de sélectivité ampéremétrique, chronométrique ou logique ou de modes combinés ? La coordination des protections HTA entre elles et entre la HTA et la basse tension en découle et peut entraîner une remise en cause de la structure du réseau définie précédemment.

Éléments à prendre en compte

(suite)

Calcul des chutes de tension

Il doit être réalisé :

- en régime normal
- en régime perturbé (cas du démarrage des gros moteurs asynchrones par exemple).

Ceci permet de constater l'importance de la perturbation sur le réseau, de déterminer ou de vérifier si le mode de démarrage est correct. Il faut toujours associer la chute de tension et la durée de la chute de tension.

Calcul des courants de court-circuit

Il est effectué :

- en aval des transformateurs en considérant
 - la valeur maximum de la première crête (régime transitoire), qui détermine la tenue aux efforts électrodynamiques
 - la valeur efficace I_{cc} du courant de court-circuit (régime établi) qui détermine le pouvoir de coupure et la tenue thermique de l'appareillage.
- en aval des générateurs en considérant
 - le régime subtransitoire pour déterminer la tenue aux efforts électrodynamiques
 - le régime transitoire pour déterminer le pouvoir de coupure de l'appareillage et sa tenue thermique
 - le régime permanent pour déterminer la tenue thermique de tous les éléments (dont les câbles) et pour déterminer les réglages des relais de protection.

Ajustements

Ces différents calculs entraînent souvent la révision de la structure du réseau dans le cas où le courant de court-circuit I_{cc} est trop grand ou la chute de tension trop grande ; cela peut entraîner également une séparation des sources ou un regroupement des sources fractionnées et, après avoir révisé la structure du réseau, il est nécessaire de recommencer les différentes étapes du cheminement précédent. Ce rebouclage peut avoir lieu plusieurs fois.

Choix du fournisseur

Une dernière étape sera de choisir le fournisseur. Ce choix tiendra compte de multiples facteurs :

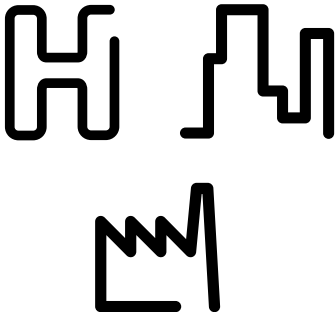
- facteur économique
- capacité à fournir et maîtriser une solution d'ensemble, avec les études d'ingénierie de réseau et d'optimisation de l'installation
- envergure internationale du constructeur pour des installations dépendant de multinationales, avec des standards communs entre sites
- capacité de support et de services et types de contrats
- présence de services de maintenance du fournisseur dans la région où sera implantée l'installation
- présence commerciale du fournisseur dans la région l'installation
- modularité et interchangeabilité des équipements
- capacité de communication des matériels et support associé
- sécurité des équipements électriques (cellules de type compartimenté ...)
- facilité d'installation
- facilité de raccordement des câbles.

Bonnes pratiques pour les sites sensibles

Au delà des éléments précédents, la conception de certaines installations critiques doit s'inspirer d'un ensemble de «bonnes pratiques» qui découlent des réglementations la plus avancées (hôpitaux, data centers...). L'évolution actuelle de la réglementation (ex : mise à jour en cours de la norme C13-200) tend à généraliser les concepts et méthodes associées à ces bonnes pratiques.

Niveau de criticité d'applications : ex. hospital

- Criticité 1 : pas de coupure autorisée
- Criticité 2 : coupure \leq 15 s
- Criticité 3 : coupure 15 s à 30 mn (NFC 15-211)



Généralisation de méthodes éprouvées

La conception de certaines installations critiques, pour prendre en compte la multiplicité des risques de dysfonctionnement et leurs conséquences, doit s'inspirer d'un ensemble de «bonnes pratiques». Ces recommandations issues de méthodes utilisées dans les activités comme le nucléaire ou l'avionique, ont été étendues à des sites critiques comme les data centers ou les hôpitaux (voir exemple page B20) Elles tendent maintenant à se généraliser et à être reprises dans des normes compte tenu de la complexité et de l'interaction des équipements techniques.

Règles des bonnes pratiques

L'expérience montre que la conjonction des événements pouvant conduire à des pannes dans une installation électrique est telle que le risque zéro n'existe pas. Les défaillances ne peuvent être écartées quelles que soient les précautions. Il est nécessaire de préparer la gestion de possibles situations de crises électriques. Les recommandations qui suivent sont inspirées de l'exemple de sites sensibles et des règlements les plus avancés.

Analyse du risque et segmentation selon la criticité

- Réaliser une analyse préalable et exhaustive des besoins de l'installation pour :
 - identifier les applications et leur niveau de criticité 1, 2, 3
 - adapter les installations aux différents niveaux, en traiter les sources de risques.
- Cette analyse devra être réactualisée dans le temps.
- Les phases d'évolution d'un incident n'étant pas toujours prévisibles il faut aussi :
 - travailler sur des protocoles, des conduites à tenir
 - réaliser éventuellement des simulations.

Préparation technique et du personnel au risque électrique

Préparer la gestion d'un événement de crise lié à une panne d'électricité par :

- l'identification claire de la chaîne de secours électrique établie sur les sites
- l'identification des moyens techniques et humains dont on dispose
- l'anticipation des réactions à envisager : l'imprécision est réduite en s'entourant de moyens, d'un réseau, de partenaires et de technologies de communication. Il est essentiel de disposer de ressources techniques et en personnel, internes et externes, performantes.

Gestion de la crise électrique et de l'après-crise

La gestion de crise impose une démarche préventive, comportant :

- une préparation et un entraînement des acteurs concernés, par des exercices.
- l'organisation de la traçabilité des événements pour améliorer les procédures, par un journal de crise rendant compte des caractéristiques de la panne électrique, des moyens mis en œuvre et de l'efficacité du plan de crise.

Utilisation d'alimentation pouvant palier la défaillance du distributeur

Prévoir des sources de secours, ou des délestages pour garantir la fiabilité et la continuité de l'alimentation électrique en cas de défaillance du réseau distributeur.

Conception de l'architecture électrique et dimensionnement des installations en intégrant les besoins de demain

- Adapter la conception de l'architecture et le dimensionnement des installations de distribution interne aux niveaux de disponibilité attendus par les différents services de l'établissement, ceci en prenant en compte les besoins futurs.
- Pour cela il sera nécessaire de connaître l'évolution future de l'activité du site et la puissance électrique à envisager.

Réalisation d'essais périodiques

- Réaliser l'essai des installations normales et de secours selon les préconisations des constructeurs avec une périodicité appropriée aux risques (ex. des hôpitaux : périodicité < 1 mois)
- Vérifier régulièrement la capacité des installations de secours à reprendre la totalité de la charge des services prioritaires.

Assurer une maintenance régulièrement et sa traçabilité

- Organiser une maintenance régulière des matériels et équipements participant à la garantie de la fiabilité de l'alimentation électrique.
- Consigner les opérations de maintenance préventive et corrective dans un registre spécifique pour chaque dispositif de secours électrique pour le le suivi et la traçabilité des interventions

Maintenir le niveau de performance des matériels et du personnel

Le niveau de performance et la réactivité étant essentielle, il est important :

- de permettre la maintenance des matériels en perturbant le moins possible les activités
- de procéder aux essais périodiques réels en charge des groupes électrogènes et autres sources autonomes, de remplacement et de sécurité
- d'assurer et d'actualiser un niveau de formation du personnel lui permettant de prendre les décisions adaptées.

Tableau synthétique de points à étudier dans une installation HTA

Schneider Electric peut proposer des services d'ingénierie et de réalisation d'ensemble prenant en compte tous les points de l'étude de l'installation, avec une expertise et des moyens d'études avancés.

Point à étudier	Contenu
Réseau du distributeur et contraintes amont	<ul style="list-style-type: none"> ● Raccordement possible (antenne, boucle, double dérivation) ● Type de comptage BT ou HTA (suivant puissance et nombre de transformateurs de l'installation) ● Aspects tarifaires (un ou plusieurs fournisseurs, possibilité de délestage, production complémentaire autonome...) ● Puissance de court-circuit du réseau amont ● Régime de neutre du poste source (impédant, compensé) ● Risques de perturbations (surtensions à fréquence industrielle ou à front raide, micro-coupures ou baisses de tension fugitives, foudre, etc.) et présence d'utilisateurs proches pouvant influencer sur la qualité de l'énergie.
Contraintes aval	<ul style="list-style-type: none"> ● Découpage de l'installation en zones prenant en compte la criticité des applications et le niveau de disponibilité souhaitable. ● Redondances de sources éventuelles ou sources de remplacement ou secours ● Localisation et caractéristiques des récepteurs à contraintes de fonctionnement spécifiques (ex : récepteurs de forte puissances générant des chutes de tension au démarrages, générateurs d'harmoniques, récepteurs nécessitant une alimentation sans interruption, etc.).
Conduite, mesure, supervision, maintenance	<ul style="list-style-type: none"> ● Qualification du personnel ● Niveau d'automatisation souhaitable ● Contraintes d'installation (ex : zones de danger d'industries chimiques) ● Type de supervision (possibilités du web) ● Informations de gestion souhaitées, pour qui et avec quelles autorisations d'accès ● Systèmes de mesures correspondants
Types de postes	<ul style="list-style-type: none"> ● Intérieur, avec les contraintes de génie civil, environnement et sécurité correspondantes ● Extérieur préfabriqué qui apporte une réponse globale à ces contraintes.
Régime de neutre	<ul style="list-style-type: none"> ● Législation en vigueur ● Contraintes liées au réseau et à son exploitation ● Contraintes liées à la nature des récepteurs. <p>Lorsque le ou les régimes de neutre sont choisis, ils entraînent le choix des protections à mettre en œuvre.</p>
Bilan des puissances	<ul style="list-style-type: none"> ● Calcul de la somme des puissances installées et des puissances absorbées réellement compte tenu des divers facteurs de simultanéité, d'utilisation, etc. ● Fractionnement éventuel des sources d'alimentation pour isoler les récepteurs "polluants" (générateurs d'harmoniques).
Architecture et schéma unifilaire de puissance	<ul style="list-style-type: none"> ● Equipements fonctionnels à installer sur le réseau compte tenu des fonctions à réaliser (raccordement, répartition, protection des équipements, utilisation des sources, délestages...) ● Types de cellules HTA (fixe, débrochable) choix lié à l'exploitation, la maintenance et la disponibilité de l'énergie.
Architecture de contrôle commande à associer à la puissance	<ul style="list-style-type: none"> ● Compte tenu des éléments définis pour la conduite, mesure, supervision, maintenance.
Calcul des courants de courts-circuits	<ul style="list-style-type: none"> ● En aval des transformateurs : <ul style="list-style-type: none"> ○ valeur maximum de la première crête (régime transitoire), qui détermine la tenue aux efforts électrodynamiques ○ valeur efficace I_{cc} du courant de court-circuit (régime établi) qui détermine le pouvoir de coupure et la tenue thermique de l'appareillage ● En aval des générateurs : <ul style="list-style-type: none"> ○ régime subtransitoire qui détermine la tenue aux efforts électrodynamiques ○ régime transitoire qui détermine le pouvoir de coupure de l'appareillage et sa tenue thermique ○ régime permanent pour déterminer la tenue thermique de tous les éléments (dont les câbles) et pour déterminer les réglages des relais de protection.
Plan de protection	<ul style="list-style-type: none"> ● Choix d'une méthode de sélectivité ou de modes combinés ● Type et réglages des protection (attention aux fonctionnements possibles sur groupe de secours, qui nécessitent réglages plus bas des seuils. ● Alimentation des protections (TC, TT, LPCT...) et caractéristiques ● Coordination des protections entre la niveaux HTA, et la basse tension.
Compensation d'énergie réactive	<ul style="list-style-type: none"> ● Nécessité en fonction des récepteurs et du contrat de fourniture d'énergie ● Réalisation près des charges, globale ou de manière panachée en fonction des résultats de l'étude technico-économique correspondante.
Transformateurs, condensateurs moteurs...	<ul style="list-style-type: none"> ● Etudes du mode et des contraintes de fonctionnement associées et impact sur les protections de mise en et hors services.

4

Etude d'une installation HTA 4b Réglementations, normes et architectures de réseaux

page

Réglementations et normes

Principaux textes officiels et normes applicables en HTA et BT B12

Installations à réglementation spécifique (exemples) B14

Applications des normes NF C 13-100 et NF C 13-200 B15

Architectures de réseaux

Critères de choix B18

Exemple d'architecture de site critique B20

Principaux textes officiels et normes applicables en HTA et BT

Ces réglementations ont pour but, dans l'ordre :

- d'améliorer la sécurité des personnes
- de confiner les défauts et limiter leurs conséquences
- de protéger les biens.

Le contenu de ce chapitre est un aperçu très partiel des décrets et des normes. Chaque ligne, chaque mot de ces derniers peuvent être déterminants ; tout intervenant concerné doit se rapprocher des services locaux de sécurité et de vérification compétents de manière à obtenir les compléments d'information et en tenir compte dans la mise en œuvre pour la faire approuver.

Les extraits ou interprétations qui suivent ont pour but d'insister sur quelques éléments importants, relatifs aux installations électriques situées depuis le point de livraison jusqu'au tableau général basse tension compris.

Ils concernent les points suivants :

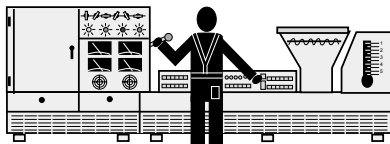
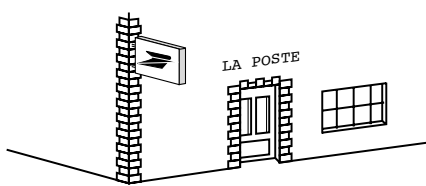
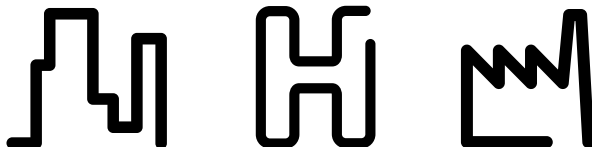
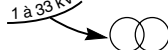
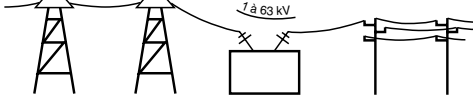
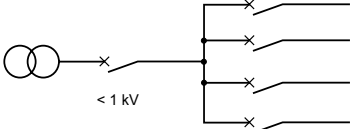
- obligation d'installation de sécurité
- nombre des installations de sécurité
- conditions d'utilisation à d'autres fins que la sécurité
- séparation des installations normales et de sécurité
- conditions d'implantation
- conditions de raccordement au réseau public
- conditions d'exploitation.

Ces éléments se traduisent par des moyens :

- nombre et séparation des circuits électriques de puissance
- nombre et séparation des tableaux (ou postes)
- dispositifs de protection et conduite des tableaux
- quelques schémas électriques et matériels autorisés
- accessibilité aux locaux et aux matériels.

Textes officiels et normes

textes ou normes relatifs aux installations électriques

<p>Protection des travailleurs. Nombreux décrets et arrêtés, dont le décret du 14 nov. 88 abrogeant celui du 14 nov. 62, regroupés dans la publication NF C 12-101 de l'UTE.</p>	
<p>Protection contre les risques d'incendie et de panique dans les établissements recevant du public. Nombreux décrets et arrêtés regroupés dans les publications NF C 12-200 et NF C 12-201 de l'UTE. Alimentation électrique de sécurité NFS 61-940 (février 2002).</p>	
<p>Immeubles de grande hauteur. Décret du 15 nov. 67 et arrêtés jusqu'au 22 oct. 82 regroupés dans la publication NF C 12-061 de l'UTE. Installation BT dans les locaux à usage médical : norme NFC 15-211 (août 2006). Circulaire n°DHOS/E4/256 (septembre 2005). Réglementation ICPE (Installations Classées pour la Protection de l'Environnement) suivant le décret du 21 septembre 1977</p>	
<p>Poste de livraison de 1 à 33 kV à partir du réseau de distribution publique. Règles NF C 13-100 (avril 2001).</p>	
<p>Installations électriques à haute tension. Règles NF C 13-200 (version 2009 en préparation).</p>	
<p>Installations électriques à basse tension. Règles NF C 15-100 (décembre 2002).</p>	
<p>textes officiels Protection des travailleurs dans les établissements qui mettent en œuvre des courants électriques.</p>	<p>domaines d'application Tout établissement industriel, commercial, agricole ou administratif, qu'il soit public, privé ou associatif, mettant en œuvre des courants électriques. Exceptions : ouvrages de distribution publique (normalement non accessibles à des personnes étrangères au distributeur d'énergie électrique).</p>
<p>Protection contre les risques d'incendie et de panique dans les établissements recevant du public (ERP).</p>	<p>Tout bâtiment ou enceinte dans lesquels sont admis des personnes à quelque titre que ce soit en plus du personnel de l'établissement.</p>
<p>Sécurité contre les risques d'incendie dans les immeubles de grande hauteur (IGH)</p>	<p>Tout corps de bâtiment dont le dernier niveau, par rapport au sol le plus haut utilisable par des engins de secours du service public, est à plus de :</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 50 mètres pour les immeubles d'habitation ● 28 mètres pour les autres immeubles.

Définitions simplifiées des installations électriques et des alimentations (ou sources)

Attention : pour plus de détails, se reporter aux textes officiels.

qualificatif	fonction	nature des alimentations (ou sources)
normale	Assurer l'exploitation courante.	Réseau public et/ou sources autonomes (groupes générateurs).
de sécurité	Assurer la sécurité des personnes par un maintien en service, en cas de sinistre ou de défaillance des sources normales : <ul style="list-style-type: none"> ● au moins d'un minimum d'éclairage ● et, selon les établissements, des matériels mécaniques à entraînement électrique dont l'arrêt comporte des risques pour les personnes (ascenseurs contrôlé dans le nucléaire, etc.). 	Sources normales et/ou sources de remplacement autonomes ou issues d'un raccordement spécial au réseau public. A titre d'exemple, pour les IGH et les industries à process dont l'arrêt comporte des risques pour les personnes, il faut au moins 2 sources de sécurité ou de remplacement assurant la sécurité (à des dérogations près).
de remplacement	Poursuivre tout ou partie de l'exploitation en cas de défaillance ou d'arrêt des sources normales. Réalimenter au minimum et en priorité les installations de sécurité.	Sources différentes des sources normales, autonomes et/ou issues du réseau public (comme la double dérivation).

Fonctions et équipements de sécurité

Attention : pour plus de détails, se reporter aux textes officiels.

	assurer au moins	équipements de sécurité selon les établissements
en cas de sinistre	Le maintien en service indispensable pendant toute la durée du sinistre ⁽¹⁾ .	<ul style="list-style-type: none"> ● éclairage minimal ● ascenseurs et monte-charge accompagnés pour les IGH ● désenfumage ● secours en eau et pompes ● ventilation mécanique des locaux de transformation si elle existe ● télécommunications de l'immeuble.
	Le maintien en service nécessaire seulement au début du sinistre.	<ul style="list-style-type: none"> ● matériels mécaniques dont l'arrêt présente des dangers pour les personnes (le personnel et/ou le voisinage). ● volets de désenfumage ● détections et alarmes ● signalisation de position des volets de désenfumage et des portes coupe-feu des ascenseurs.
hors le cas de sinistre	La sécurité des personnes en cas de défaillance des sources normales et de remplacement.	Selon l'affectation de l'établissement et selon qu'il est prévu : <ul style="list-style-type: none"> ● de poursuivre l'exploitation ● d'évacuer le personnel.
dans tous les cas	Le démarrage des sources de remplacement (affectées à la sécurité).	Installations nécessaires au démarrage en secours des sources autonomes (groupes générateurs) en cas de défaillance des sources normales de démarrage des sources autonomes.

(1) C'est-à-dire lié essentiellement au temps d'évacuation des personnes (au moins 1 heure).

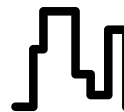
Accès et conditions d'exploitation de la HTA au TGBT

- seul le personnel qualifié et agréé peut avoir accès à l'installation
- des interverrouillages mécaniques doivent garantir le respect des consignes d'exploitation
- le basculement des installations normales sur les installations de sécurité doit être rapide (quelques secondes), voire automatique dans tous les cas à risque aggravé :
 - rassemblement de nombreuses personnes (personnel ou public) à partir de 20, mais généralement au-delà de 100
 - immeuble de grande hauteur
 - industries à process thermique chimique, biologique, nucléaire...
 - transports aériens et souterrains
 - établissements sanitaires
 - etc.

Installations à réglementation spécifiques (exemples)

Exemples de règles d'installations

Installations électriques des IGH (immeubles de grande hauteur)



Les installations ont des obligations sévères, qui sont plus ou moins applicables aux autres établissements pour la protection des travailleurs et/ou du public selon les configurations et le nombre des personnes présentes simultanément.

Élément	Obligations
Poste ou local de transformation	<ul style="list-style-type: none"> à ventilation sur l'extérieur. Si la ventilation est mécanique, elle doit être alimentée par une source de sécurité si le poste alimente des installations de sécurité, il doit comporter au moins 2 transformateurs (1). Chaque transformateur doit pouvoir alimenter à lui seul les installations de sécurité.
Sources autonomes alimentant les installations de sécurité	A partir de plusieurs moteurs thermiques générateurs tels que la défaillance de l'un d'entre eux laisse disponible la puissance nécessaire au démarrage et au fonctionnement de tous les équipements de sécurité (2). Cette défaillance doit entraîner le délestage des équipements n'intéressant pas la sécurité.
Transformateurs HTA/BT,	<ul style="list-style-type: none"> à refroidissement naturel sans ventilation forcée le volume maximum autorisé de diélectrique inflammable par récipient, éventuellement communicant, est de 25 litres. Ceci impose en fait l'utilisation, dans les IGH, de transformateurs secs enrobés type Trihal.
Tableaux d'alimentation des installations de sécurité en BT et en HTA	Les installations de sécurité doivent être alimentées depuis 2 tableaux : <ul style="list-style-type: none"> le tableau général commun aux sources normales et de remplacement un tableau spécifique aux installations de sécurité situé dans un local distinct.
Circuits d'alimentation des installations de sécurité en BT et/ou en HTA	Chaque équipement de sécurité doit être alimenté par 2 canalisations différentes, alimentées en permanence par la source normale ou de remplacement et être commutées automatiquement sur la source de sécurité en cas de défaillance des autres sources. En cas de défaillance de l'une des canalisations, un dispositif doit commuter automatiquement l'alimentation sur la canalisation restant alimentée.

(1) sauf si 2 postes distincts alimentent la même installation de sécurité.

(2) Par dérogation, dans les cas d'immeubles voisins, les installations de sécurité peuvent être alimentées par une source de sécurité commune sous réserve que sa puissance permette l'alimentation de sécurité de l'immeuble nécessitant la plus grande puissance.

Installations électriques des établissements de santé publics et privés



La législation de ces établissements a fortement évolué, prenant en compte les risques liés à la disponibilité de l'alimentation électrique et les conséquences des perturbations ou pannes.

Elle est devenue une des plus avancées en termes de « bonnes pratiques » pour des sites à activités critiques (voir page B9).

Les établissements de santé, notamment les hôpitaux, ont effet l'obligation de garantir la continuité des soins aux patients, tout en assurant la sécurité du personnel et des visiteurs (établissement recevant du public), dans des infrastructures où cohabitent un ensemble de processus complexes :

- des processus très critiques, qui n'autorisent aucune coupure (blocs opératoires, services de réanimation, unités de soins intensifs, laboratoires d'analyses, etc.)
- des secteurs sensibles, dont les coupures ne peuvent excéder 15 secondes
- des zones pouvant supporter des interruptions d'alimentation sans risque pour les patients et le personnel : salles d'attente, cuisines, locaux administratifs.

La législation comprend 4 textes réglementaires majeurs :

- Livre blanc : la sécurité électrique dans les établissements de santé
- Plan blanc de gestion de crise (avril 2004)
- Circulaire DHOS/E4 n°2006-393 de sept. 2006
- Norme NF C 15-211 applicable de puis janvier 2007.

La réglementation ci-dessus implique notamment les obligations et responsabilités suivantes :

Éléments	Obligations
Garantir la continuité des soins	Cette obligation légale implique la responsabilité pénale du chef d'établissement et impose les dispositions décrites ci-après.
Pouvoir maintenir l'alimentation électrique du site en situation de crise électrique	<ul style="list-style-type: none"> garantir la fiabilité et la continuité de l'alimentation électrique en cas de défaillance du distributeur, qui n'a qu'une obligation de moyens, mais pas de résultats disposer d'alimentations électriques redondantes indépendantes du distributeur
Pouvoir gérer les situations de crise électrique	<ul style="list-style-type: none"> élaborer une procédure validée et réactualisée dans le temps impliquant : <ul style="list-style-type: none"> l'analyse préalable du risque la préparation technique au risque électrique la gestion de la crise puis de l'après crise par la traçabilité des événements
Concevoir et dimensionner les installations en fonction de la criticité des activités	<ul style="list-style-type: none"> satisfaire aux niveaux de disponibilité présents et futurs attendus par les différents services en fonction de leur criticité <ul style="list-style-type: none"> criticité 1 : pas de coupure tolérée criticité 2 : coupure < 15 s criticité 3 : coupure de 15 s à 30 mn
Anticiper sur les besoins futurs et l'évolution de l'activité	<ul style="list-style-type: none"> prévoir les extensions dans le dimensionnement pouvoir réaliser des extensions en assurant le fonctionnement normal
Prévoir une maintenance	<ul style="list-style-type: none"> assurer la maintenance préventive et corrective pour chaque dispositif de secours électrique, assortie d'une traçabilité
Réaliser les essais des matériels	<ul style="list-style-type: none"> essais périodiques (période < 1 mois) des installations normales et de secours vérifier la capacité des installations de secours à reprendre la totalité de la charge des services prioritaires
Garantir la performance de l'installation, tout au long de son cycle de vie	<ul style="list-style-type: none"> utiliser des ressources internes et externes performantes. Notamment : <ul style="list-style-type: none"> un chargé d'exploitation clairement identifié et garant de la cohérence électrique globale de l'établissement un personnel disposant du niveau de formation requis et actualisé lui permettant de prendre les décisions adaptées.

Ce type de prescription a bien sûr une incidence sur la conception de l'installation électrique :

Caractère global, expertises pointues et multiples pour prendre en compte les interactions de fonctionnement, capacité de surveillance s'appuyant sur une architecture de communication associée à la distribution de puissance, logistique de support, moyens de formation, etc. Schneider Electric prend en compte de l'ensemble de ces besoins dans une démarche permanente de sûreté de fonctionnement.

Application des normes NF C 13-100 et NF C 13-200

Rappel des domaines d'application des normes NF C 13-100 et NF C 13-200

Lorsqu'une installation est alimentée par un réseau de distribution publique, les caractéristiques de la protection générale et du comptage doivent être définies en accord avec le distributeur.

Norme NF C 13-100 - poste de livraison

(1 kV \leq $U_n \leq$ 33 kV ; $I_n \leq$ 630 A)

La norme s'applique aux installations électriques qui constituent le poste de livraison de l'énergie électrique à un utilisateur à partir d'un réseau de distribution publique, sous une tension nominale comprise entre 1 kV et 33 kV, le courant assigné du poste étant au plus égal à celui indiqué par le distributeur.

En général, le poste est alimenté sous une tension nominale de 24 kV, (tension de service 20 kV) pour un courant assigné des cellules HTA d'arrivée $I_n \leq$ 400 A.

Norme NF C 13-200 - installations électriques HT

(1 kV \leq $U_n \leq$ 63 kV)

La norme s'applique aux installations électriques alimentées en courant alternatif sous une tension nominale comprise entre 1 kV et 63 kV, pour une fréquence inférieure à 100 Hz.

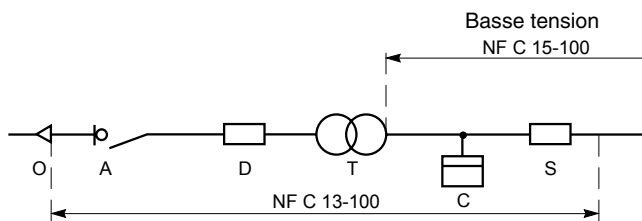
Ces installations peuvent être alimentées :

- par un réseau de distribution publique par l'intermédiaire d'un poste de livraison
- par une source autonome d'énergie
- par un réseau de distribution publique et une source autonome d'énergie.

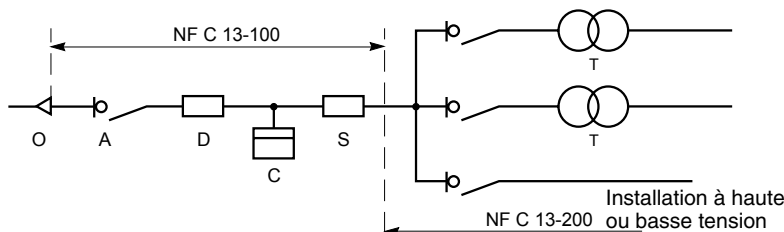
La norme NF C 13-200 fait l'objet d'une refonte prévue pour 2009, prenant en compte en particulier des éléments liés à la disponibilité et à la qualité de l'énergie en fonction de la criticité des applications.

Limites d'application

Les normes définissent les conditions qui doivent être établies et maintenues pour assurer la sécurité des personnes, la conservation des biens et pour limiter les perturbations dans le fonctionnement du réseau du distributeur d'énergie. Les schémas ci-dessous donnent les limites d'application des normes NF C 13-100, NF C 13-200 et NF C 1500, suivant le type de poste raccordé au réseau HTA : poste à comptage BT ou à comptage HTA.



Poste de livraison à comptage en BT : dans le cas d'un seul transformateur HTA/BT de courant secondaire $I_s \leq$ 2000 A (1), puissance inférieure ou égale à 1 250 kVA.



Poste de livraison à comptage en HTA, alimentant plusieurs transformateurs HTA/BT ou desservant une installation privée HTA. Ce mode de comptage est également obligatoire dans le cas d'une installation alimentant un seul transformateur de courant secondaire $I_s >$ 2000 A (1).

Légendes des schémas

- O Point de raccordement du poste au réseau de distribution HTA.
 A Appareil de sectionnement (sectionneur ou interrupteur-sectionneur).
 D Dispositif de protection HTA.
 C Comptage.
 S Dispositif de sectionnement ou de mise à la terre.
 T Transformateur HTA/BT.

(1) La limite I_s 2000 A correspond en pratique à un transformateur de puissance 1250 kVA en 20 V.

Principe d'application

Application des normes NF C 13-100 et NF C 13-200 (suite)

La NF C 13-100, partie 4, intervient jusqu'aux bornes aval de sectionnement du comptage. Elle impose des mesures au niveau du poste pour assurer la sécurité.

La norme NF C 13-200 intervient pour l'éventuelle partie privée de l'installation.

Les principales recommandations de ces normes sont les suivantes.

Elles sont développées dans les différents chapitres concernés, notamment "Postes HTA/BT"

Le courant de base I_B du poste est la somme des courants assignés des transformateurs et autres appareils alimentés directement à la tension du réseau d'alimentation du poste. Pour $I_B > 45$ A la protection du poste doit être assurée par une cellule disjoncteur.

Protection contre les chocs électriques

Il s'agit de protéger les personnes contre :

- les contacts directs avec les parties actives des matériels électriques
- les contacts indirects avec des masses ou éléments conducteurs susceptibles d'être mis sous tension par suite d'un défaut.

Protection contre les contacts directs

La protection est réalisée par la mise hors de portée des parties actives par éloignement, interposition d'obstacle ou isolation.

En pratique, dans les postes équipés d'appareillage sous enveloppe métallique préfabriquée (voir [page B68](#)), les protections nécessaires résultent de la conception et sont réalisées en usine. Les protections complémentaires à prévoir au niveau du transformateur sont :

- le capotage des bornes BT du transformateur
- les verrouillages par serrures HTA/TR/BT.

Protection contre les contacts indirects

Elle consiste à faire en sorte qu'en cas de défaut d'isolement entre une partie active et une masse on ne puisse avoir, dans aucune partie du poste, une tension de contact supérieure à $U_L = 50$ V (tension limite conventionnelle de sécurité).

Cette protection est réalisée par :

- une liaison équipotentielle entre toutes les masses et tous les éléments conducteurs, y compris le sol
- une protection homopolaire dont la réalisation dépend du type de poste (voir suite : "protections contre les défauts terre")
- des règles complémentaires pour la résistance de la prise de terre des postes à comptage BT (voir [page B58](#)).

Protection contre les effets thermiques

Protection contre les risques d'incendie

Les matériels électriques doivent être choisis et installés de façon à ne pas présenter de danger d'incendie pour les matériaux voisins.

Ainsi il faut éviter le risque de propagation d'incendie avec les matériels à diélectrique huile de plus de 25 litres. C'est le cas de tous les transformateurs HTA/BT immergés qui doivent comporter les protections suivantes :

- si le transformateur est situé à l'intérieur du bâtiment, il faut prévoir :
 - un dispositif de détection d'émission de gaz, d'élévation de pression ou de température (bloc relais type DMCR ou DGPT2)
 - un bac de rétention ou une fosse de récupération
- si le transformateur est situé dans un local électrique extérieur à une distance ≥ 8 mètres du bâtiment principal, aucune mesure particulière n'est à prévoir.

Protection contre les risques de brûlures

Les températures des surfaces externes des enveloppes et panneaux des matériels accessibles ne doivent pas excéder :

- 70 °C pour les surfaces métalliques
- 80 °C pour les surfaces isolantes.

Les équipements préfabriqués ont des normes adaptées à ces contraintes.

Sur le transformateur, la protection complémentaire à prévoir est un thermostat si les parois sont accessibles.

Protection électrique

Les surcharges, courts-circuits et courants de défaut à la terre sont éliminés par les dispositifs de protection amont ou aval du transformateur sur un ordre d'ouverture :

- soit de leurs propres déclencheurs
 - soit de relais indirects.
- Ces dispositifs doivent être coordonnés avec les protections HTA en amont et BT.

Protection contre les surcharges aval

Elle est assurée, en aval du ou des transformateurs par les dispositifs de protection conformes à la NF C 15-100.

Protection contre les courts-circuits

Il s'agit des courts-circuits pouvant provenir de l'installation du poste. La protection à utiliser dépend du courant de base I_B du poste dont la valeur est :

- en comptage BT, le courant assigné du seul transformateur du poste
- en comptage HTA, la somme des courants assignés des transformateurs et autres appareils HTA (moteurs...) alimentés.

La règle de choix est la suivante :

- lorsque $I_B < 45$ A et que le poste ne comporte qu'un seul transformateur, la protection peut être réalisée soit par des fusibles soit par un disjoncteur.
- $I_B = 45$ A correspond à un transformateur de 400 kVA en 5,5 kV, 630 kVA en 10 kV, 1000 kVA en 15 kV, 1250 kVA en 20 kV.

Le chapitre "Postes" indique les fusibles à utiliser selon le transformateur protégé.

- lorsque $I_B > 45$ A ou que le poste comporte plusieurs transformateurs, la protection des départs doit être réalisée par disjoncteur.

Le réglage des déclencheurs ou relais du disjoncteur doit être tel que le courant minimal de court-circuit de l'installation (en pratique $I_{ccbi} = 0,86 I_{cctri}$) provoque le fonctionnement dans un temps assurant une sélectivité satisfaisante avec la protection du réseau HTA amont.

En outre les appels de courant à la mise sous tension de l'installation aval ne doivent pas amener de fonctionnement intempestif.

Ces conditions sont en général remplies avec un courant de réglage égal à la plus petite des deux valeurs $8 I_B$ et $0,8 I_{ccbi}$. Le temps d'élimination du courant de court-circuit doit, en règle générale, être $\leq 0,2$ s.

Protection contre les défauts à la terre

- pour les postes à comptage BT, la NF C 13-100 précise que :
 - si la distance entre l'organe de protection et le transformateur est ≤ 100 m et si l'organe de protection et de coupure ne comprend que des fusibles sans autre dispositif de déclenchement (exemple cellule SM6 type QM), la protection homopolaire est assurée par le distributeur d'énergie
 - dans le cas contraire (longueur > 100 m et/ou protection par relais indirects), il faut une protection homopolaire sur le départ, par cellule combinée interrupteur-fusibles (type QM), ou disjoncteur (DM1)
- pour les postes à comptage HTA à réseau HTA privé, la NF C 13-200 précise :
 - cas du neutre isolé (schéma IT) : le réseau HTA privé étant situé en aval d'un transformateur HTA/BT, il faut prévoir un dispositif de contrôle d'isolement du réseau
 - cas du neutre direct à la terre (schéma TT ou TN) : la protection homopolaire est assurée au niveau du disjoncteur général situé en amont ; des besoins d'exploitation peuvent amener à installer des protections homopolaires aussi sur certains départs. D'autre part, lorsque le régime de neutre du poste source amont est de type neutre compensé, il est nécessaire de prévoir des protections wattmétrique homopolaires (PWH) en complément de la protection contre les courts-circuits et les défaut de terre au niveau de la protection du poste. Voir [page B27](#).

Protection des transformateurs

Ces protections sont présentées [page B92](#).

Contre les défauts internes

Il s'agit de défauts des transformateurs immergés dans un diélectrique liquide :

- baisse du niveau diélectrique
- dégagement de gaz
- surpression dans la cuve.

La protection à prévoir est un bloc relais type DMCR ou DGPT2 lorsque $P > 630$ kVA.

Contre les contraintes externes

Il s'agit des défauts suivants :

- surtensions
- surcharges côté utilisateur
- court-circuit
- détérioration du diélectrique (transformateurs respirants).

Les protections à prévoir sont :

- parafoudre
- thermostat (si diélectrique liquide) ou sonde thermique (transformateur sec)
- fusibles ou relais à maximum d'intensité sur le disjoncteur
- assécheur d'air et/ou conservateur pour transformateurs respirants.

L'architecture d'un réseau a de nombreuses implications en termes de sécurité, de coûts et d'impact économiques.

Le choix est un optimum technico-économique répondant aux impératifs de sécurité et prenant en compte la criticité du site avec les risques humains et économiques liés aux pannes.

Schneider Electric propose une démarche permanente de sûreté de fonctionnement intégrant l'ensemble de ces impératifs sur la durée de vie de l'installation.

Architecture des réseaux électriques

Paramètres de choix

L'ensemble des constituants d'un réseau électrique HTA peut être agencé selon différentes architectures. Ce choix a une incidence pour les charges directement alimentées en HTA, mais qui s'étend jusqu'aux charges BT.

Le choix de l'architecture a une incidence sur :

- la disponibilité de l'énergie électrique, avec des repercussions possibles en cas de panne, en fonction de la criticité du site, pour :
 - la sécurité des personnes et les responsabilités qui en découlent
 - les coûts économiques d'arrêt d'exploitation et/ou de perte de production en cours
 - l'environnement, en fonction de la législation
- le coût d'investissement initial (CAPEX)(1)
- les coût d'exploitations (OPEX)(1), répartis dans le temps sur la durée de vie de l'installation.

Le choix de l'architecture sera donc fait, pour chaque application, en fonction des impératifs de sécurité et d'un optimum technico-économique.

(1) voir page B5

Types d'architectures

On distingue essentiellement les types de réseaux HTA suivants :

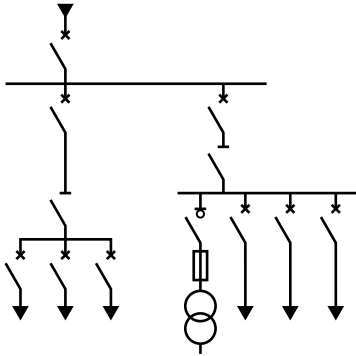
- les réseaux à architecture radiale
 - en simple antenne
 - en double antenne
 - en double dérivation
 - en double alimentation avec double jeu de barres
- les réseaux bouclés
 - en boucle ouverte
 - en boucle fermée
- les réseaux incluant une production interne d'énergie
 - avec groupes de production locale
 - avec groupes de remplacement.

Le tableau ci-dessous résume les caractéristiques principales de ces structures et leur comparaison. Différents exemples de ces architectures donnés page suivante.

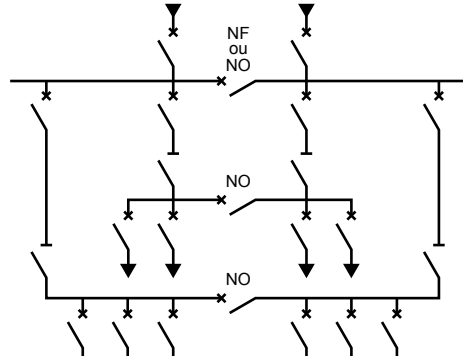
architecture	utilisation	avantages	inconvénients
radiale			
simple antenne	<ul style="list-style-type: none"> ● process non exigeants en continuité d'alimentation 	<ul style="list-style-type: none"> ● structure la plus simple et facile à protéger ● coût initial minimal 	<ul style="list-style-type: none"> ● faible disponibilité d'alimentation ● temps de coupure sur défaut éventuellement long ● un seul défaut entraîne la coupure de l'alimentation d'antenne en aval du défaut
double antenne	<ul style="list-style-type: none"> ● process continu : sidérurgie, pétrochimie 	<ul style="list-style-type: none"> ● bonne continuité d'alimentation ● maintenance possible du jeu de barres du tableau principal 	<ul style="list-style-type: none"> ● solution coûteuse ● fonctionnement partiel du jeu de barres en cas de maintenance
double dérivation	<ul style="list-style-type: none"> ● réseaux étendus ● extensions futures limitées 	<ul style="list-style-type: none"> ● bonne continuité d'alimentation ● simplicité des protections 	<ul style="list-style-type: none"> ● nécessité de fonctions d'automatisme
double jeu de barres	<ul style="list-style-type: none"> ● process à grande continuité de service ● process avec forte variation des charges 	<ul style="list-style-type: none"> ● bonne continuité d'alimentation ● souplesse d'utilisation : transferts sans coupure ● souplesse de maintenance 	<ul style="list-style-type: none"> ● solution coûteuse ● nécessité de fonctions d'automatisme
en boucle			
boucle ouverte	<ul style="list-style-type: none"> ● réseaux très étendus ● extensions futures importantes ● charges concentrées sur différentes zones d'un site 	<ul style="list-style-type: none"> ● moins coûteux que la boucle fermée ● simplicité des protections ● nécessité de fonctions d'automatisme 	<ul style="list-style-type: none"> ● coupure d'alimentation d'un tronçon sur défaut pendant reconfiguration de boucle
boucle fermée	<ul style="list-style-type: none"> ● réseaux à grande continuité de service ● réseaux très étendus ● charges concentrées sur différentes zones d'un site 	<ul style="list-style-type: none"> ● bonne continuité d'alimentation ● pas de nécessité de fonctions d'automatisme 	<ul style="list-style-type: none"> ● solution coûteuse ● complexité du système de protection
avec production interne d'énergie			
production locale	<ul style="list-style-type: none"> ● sites industriels à process autoproduit d'énergie ex. : papeterie, sidérurgie 	<ul style="list-style-type: none"> ● bonne continuité d'alimentation ● possibilités d'options tarifaires avantageuses 	<ul style="list-style-type: none"> ● solution coûteuse
remplacement (normal/secours)	<ul style="list-style-type: none"> ● sites industriels et tertiaires ex. : hôpitaux, data-centers 	<ul style="list-style-type: none"> ● bonne continuité d'alimentation des départ prioritaire 	<ul style="list-style-type: none"> ● nécessité de fonctions d'automatismes

Exemples d'architectures

radiale



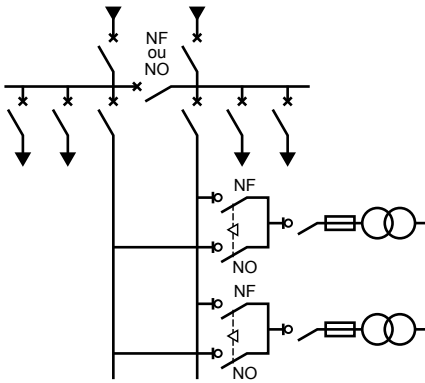
Simple antenne



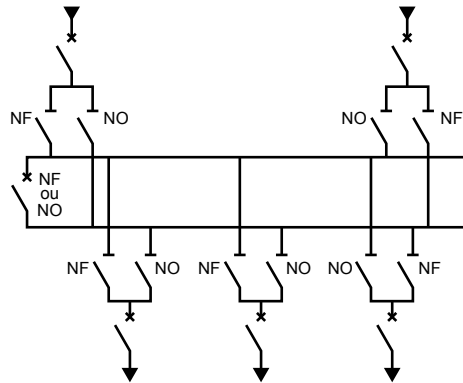
Double antenne (avec jeux de barres tronçonnées)

Légende :
NF : normalement fermé
NO : normalement ouvert

Tous les appareils de coupure sans légende sont normalement fermés

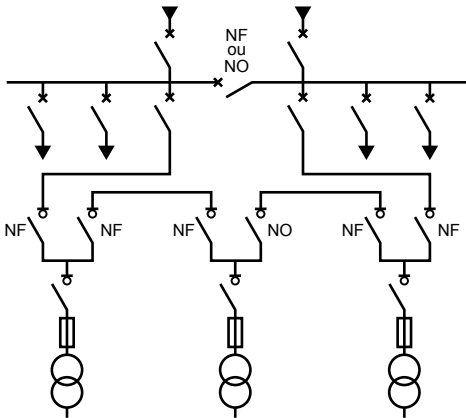


Double dérivation

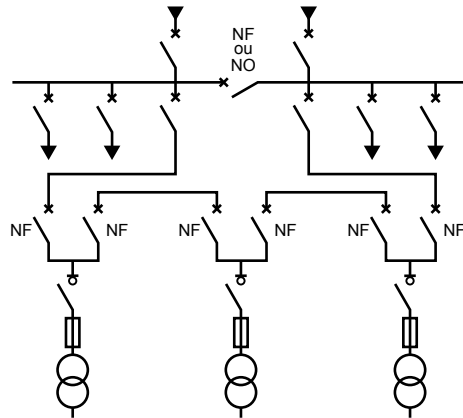


Double jeu de barres

en boucle

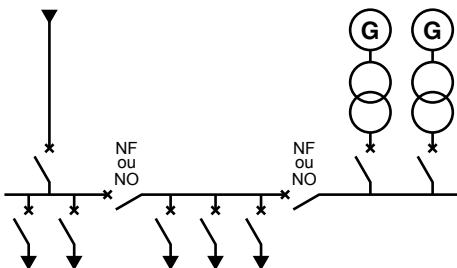


Boucle ouverte

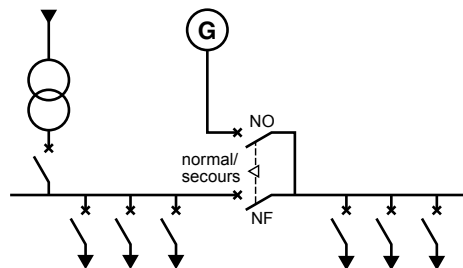


Boucle fermée

avec production interne d'énergie



Production locale

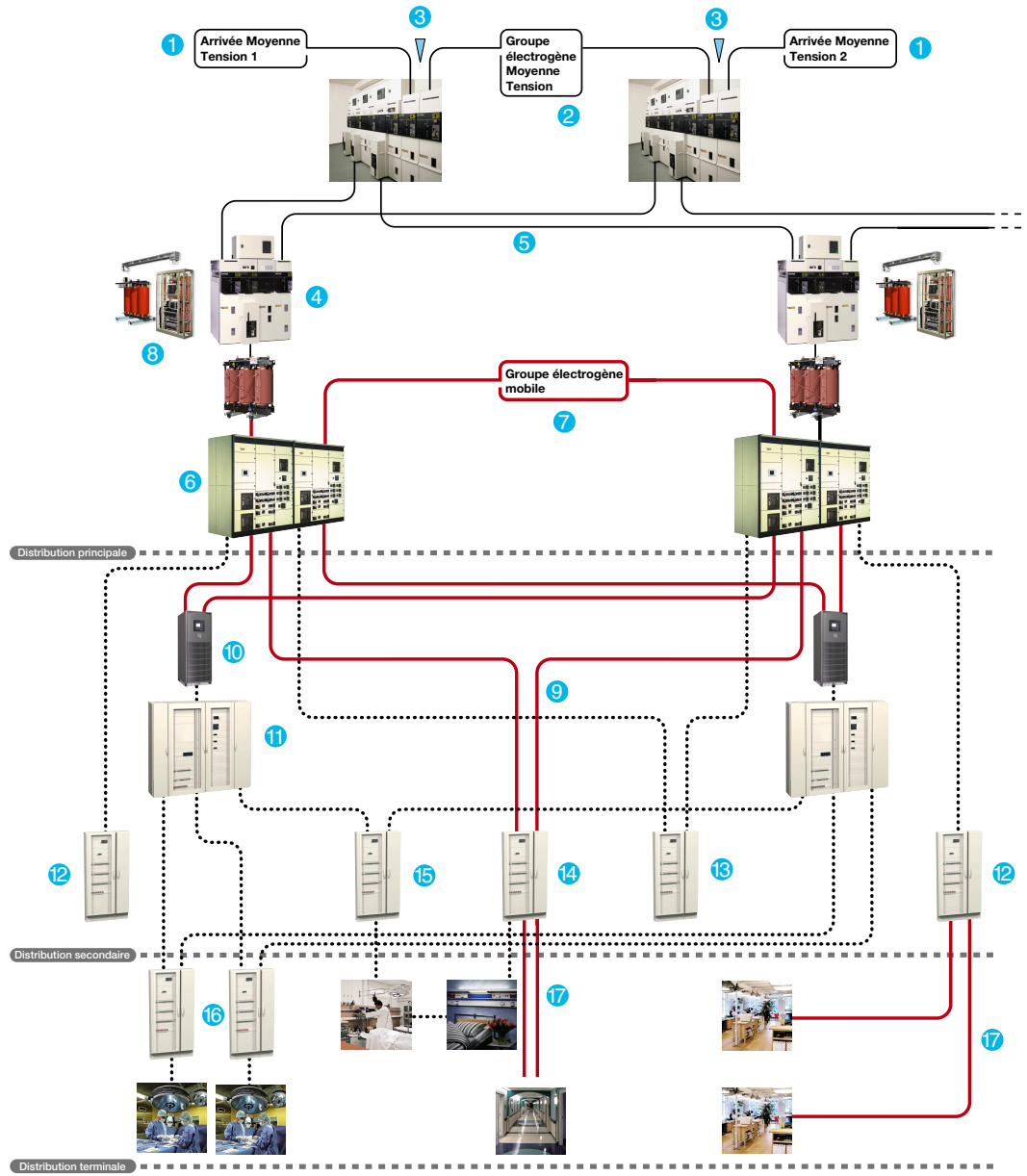


Production de remplacement (normal/secours)

Exemple d'architecture pour site critique : hôpital

- 1 Deux arrivées distributeur indépendantes jusqu'en HTB.
- 2 Centrale groupe électrogène de secours dimensionnée pour reprendre les circuits prioritaires et alimentant une boucle HTA.
- 3 Transfert automatique de sources entre les arrivées ou entre une arrivée et la centrale groupe pour assurer la continuité d'alimentation des charges.
- 4 Poste de transformation HTA/BT alimenté par une boucle HTA depuis le poste de livraison.
- 5 Boucle HTA avec automatisme de reconfiguration en cas de défaut sur un câble HTA en aval du poste d'arrivée.
- 6 TGBT (tableaux généraux basse tension) IS 333 à haute disponibilité.
- 7 Secours ultime par groupe électrogène BT (mobile ou non) pour alimenter les TGBT prioritaires.
- 8 CEP (canalisations électriques préfabriquées) pour liaison BT sécurisée transformateur-TGBT.
- 9 CEP en colonne montante.
- 10 Onduleurs alimentant les services de criticité 1 (blocs opératoires, services de réanimation, soins intensifs, automates d'analyses, etc.).
- 11 TG HDHQ (tableaux généraux haute disponibilité, haute qualité) médical alimentant les charges de criticité 1.
- 12 Tableaux divisionnaires alimentant les charges de : criticité 3 (unité de stérilisation, espaces d'accueil, bureaux, restauration, consultation, etc.).
- 13 Tableaux divisionnaires d'hospitalisation alimentant des charges de criticité 2 ex : zone de désenfumage.
- 14 Tableau divisionnaire alimentant les charges de criticité 1 du service d'urgence.
- 15 Tableau IT Médical alimentant les charges de criticité 1 du plateau technique et de la salle de réanimation.
- 16 Tableau IT Médical alimentant les charges de criticité 1 du plateau technique et de la salle de réanimation.
- 17 Canalisations préfabriquées souples de faible puissance.

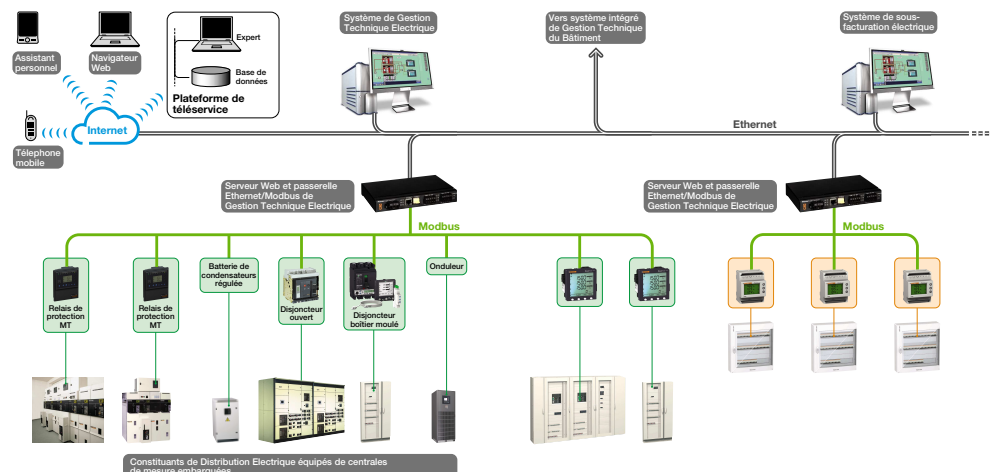
Architecture de puissance sécurisée



Architecture de contrôle commande associée (exemple)

Schneider Electric peut associer une architecture de contrôle commande adaptée, grâce à une expertise globale et à des équipements communicants suivant des protocoles standard et qui constituent autant de points possibles de surveillance et de contrôle.

La réalisation de l'installation s'inscrit dans une démarche permanente sûreté de fonctionnement associant architectures, produits et services



4

Etude d'une installation HTA *4c Liaison à la terre du neutre*

page

Régimes de neutre

Cinq modes de liaisons à la terre du neutre	B22
Neutre isolé	B23
Mise à la terre par résistance	B24
Neutre à la terre par réactance faible (neutre impédant)	B25
Mise à la terre par réactance de compensation (neutre compensé)	B26

Cinq modes de liaison à la terre du neutre

Le choix de la mise à la terre du neutre des réseaux HTA a été longtemps un sujet de controverses, compte tenu de l'impossibilité de trouver un compromis unique pour les différents types de réseaux. L'expérience acquise permet aujourd'hui d'effectuer un choix pertinent en fonction des contraintes propres à chaque réseau. Ce chapitre présente et compare les différents types de liaison à la terre du neutre, qui se distinguent par leur mode de raccordement du point neutre et leur technique d'exploitation.

Impédance de mise à la terre

Le potentiel du neutre peut être fixé par rapport à la terre par cinq méthodes différenciées par la nature (capacité, résistance, inductance), et la valeur (zéro à l'infini) de l'impédance Z_N de liaison que l'on connectera entre neutre et terre :

- $Z_N =$: **neutre isolé**, pas de liaison intentionnelle
- Z_N est une **résistance** de valeur plus ou moins élevée
- Z_N est une **réactance**, de valeur faible en général
- Z_N est une **réactance de compensation**, destinée à compenser la capacité du réseau
- $Z_N = 0$: le neutre est relié **directement à la terre**.(1)

(1) Ce type de schéma n'est pas utilisé dans les réseaux HTA européens aériens ou souterrains. Il ne sera pas développé ici. Il est par contre généralisé dans les réseaux aériens nord-américains à puissance de court-circuit peu élevée ; le neutre est distribué et utilisé comme conducteur de protection avec mise à la terre à chaque poteau.

Difficultés et critères de choix

Les critères de choix concernent de multiples aspects :

- techniques (fonction du réseau, surtensions, courant de défaut, etc.)
- d'exploitation (continuité de service, maintenance)
- de sécurité
- économiques (coûts d'investissements, d'exploitation)
- habitudes locales ou nationales.

En particulier, deux considérations techniques importantes sont contradictoires :

Réduire le niveau des surtensions

Des surtensions trop importantes sont à l'origine du claquage diélectrique des isolants électriques, avec des courts-circuits comme conséquence.

Les surtensions ont plusieurs origines :

- surtensions de foudre auxquelles sont exposés tous les réseaux aériens jusqu'au point de livraison aux usagers
- surtensions internes au réseau engendrées par les manoeuvres et certaines situations critiques (résonances)
- surtensions résultant du défaut à la terre lui-même et de son élimination.

Réduire le courant de défaut à la terre (I_{k1}) (voir figure ci-contre)

Un courant de défaut trop élevé entraîne toute une série de conséquences :

- dégâts par l'arc au point de défaut ; en particulier, fusion des circuits magnétiques des machines tournantes
 - tenue thermique des écrans de câble
 - dimensions et coût de la résistance de mise à la terre
 - induction dans les circuits de télécommunications voisins
 - danger pour les personnes, par élévation du potentiel des masses.
- Malheureusement, l'optimisation de l'une de ces exigences entraîne automatiquement la dégradation de l'autre. Ainsi, deux méthodes typiques de mise à la terre du neutre accentuent ce contraste :
- le neutre isolé, qui supprime la circulation dans le neutre du courant de défaut terre mais génère des surtensions plus importantes
 - le neutre à la terre direct, qui réduit au minimum les surtensions, mais provoque un courant de défaut élevé.

En ce qui concerne les considérations d'exploitation, on notera selon le mode de liaison à la terre du neutre adopté :

- la possibilité ou non de fonctionner lors d'un premier défaut maintenu
- la valeur des tensions de contact développées
- la plus ou moins grande simplicité de mise en œuvre de la sélectivité des protections.

Ainsi le choix se portera souvent sur une solution intermédiaire de neutre relié à la terre par impédance.

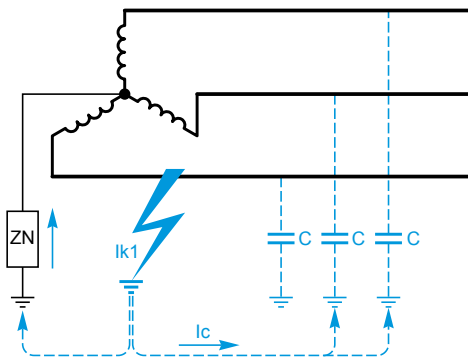


Schéma équivalent d'un réseau sur défaut à la terre. Les capacités C sont les capacités naturelles de fuite des câbles à la terre. Le courant I_c est le courant capacitif total du réseau se reboulant à travers les phases saines du réseau.

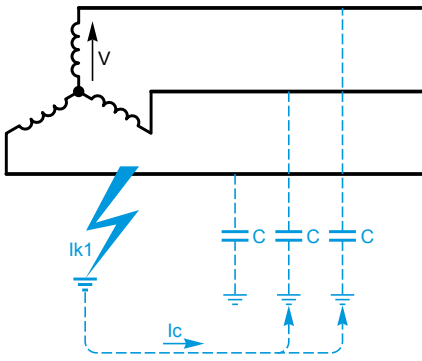
Synthèse des caractéristiques des régimes de neutre

caractéristiques	régimes de neutre				
	isolé	compensé	résistance	réactance	direct
amortissement des surtensions transitoires	-	+ -	+	+ -	++
limitation des surtensions 50 Hz	-	-	+	+	+
limitation des courants de défaut	+	++	+	+	--
continuité de service (autorisation du non déclenchement au premier défaut)	+	+	-	-	-
protection sélective simple	-	--	+	+	+
dispense d'un personnel qualifié	-	-	+	+	+

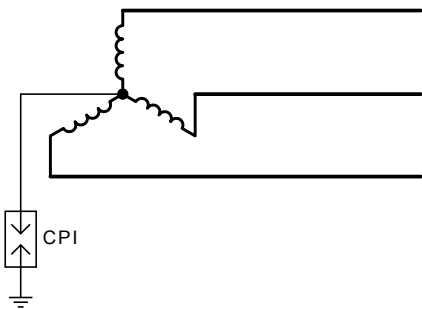
Légende : + bon
- médiocre

Neutre isolé

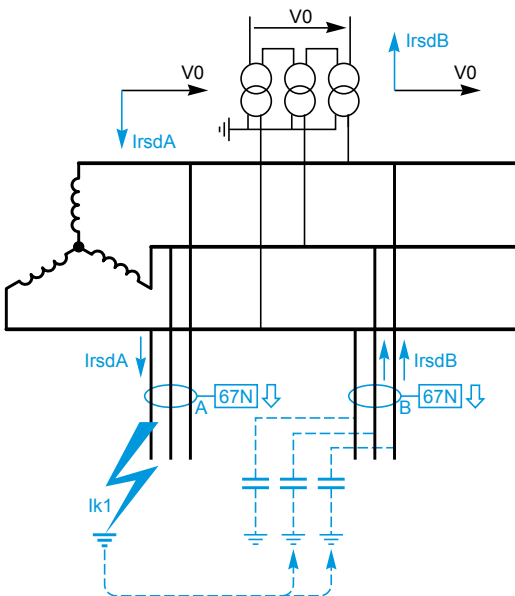
Ce schéma favorise la continuité de service en n'imposant pas le déclenchement sur un défaut 1^{er} défaut d'isolement. Ce dernier doit par contre être localisé et éliminé, un 2^{ème} défaut sur une autre phase imposant le déclenchement.



Courant de défaut capacitif sur réseau isolé



Contrôleur permanent d'isolement (CPI)



Détection par maximum de courant terre directionnelle

Schéma de principe

Il n'existe aucune liaison électrique intentionnelle entre le point neutre et la terre, à l'exception des appareils de mesure ou de protection.

Technique d'exploitation

Dans un tel réseau, un défaut phase-terre ne provoque qu'un faible courant par l'intermédiaire des capacités phase-terre des phases saines (figure ci-contre).

On démontre que $I_{k1} = 3 C \omega V$

- V étant la tension simple
- C la capacité d'une phase par rapport à la terre
- ω la pulsation du réseau avec $\omega = 2 \pi f$

Le courant de défaut I_{k1} peut subsister longtemps en principe sans dommages car il ne dépasse pas quelques ampères (2 A par km environ pour un câble unipolaire 6 kV de 150 mm² de section isolé au PRC dont la capacité est de 0,63 µF/km). Il n'est donc pas nécessaire d'intervenir pour éliminer ce premier défaut, ce qui confère à cette solution l'avantage essentiel de maintenir la continuité de service.

Mais ceci entraîne des conséquences :

- l'isolement doit être surveillé en permanence, et un défaut non encore éliminé doit être obligatoirement signalé par un **contrôleur permanent d'isolement (CPI)** ou par une protection à maximum de tension résiduelle (ANSI 59N)
- la recherche ultérieure du défaut exige d'une part un appareillage d'autant plus complexe qu'il est automatique, pour permettre une identification rapide du départ en défaut, et d'autre part un service entretien qualifié pour l'exploiter
- au cas où le premier défaut n'est pas éliminé, un deuxième défaut survenant sur une autre phase va provoquer un véritable court-circuit biphasé par la terre, qui doit être éliminé par les protections de phase.

Avantage

L'avantage essentiel est la continuité de service du départ en défaut parce que le courant de défaut très faible permet de ne pas déclencher automatiquement au premier défaut ; c'est un deuxième défaut qui nécessitera une coupure.

Inconvénients

- La non-élimination des surtensions transitoires par écoulement à la terre est un handicap majeur si elles sont élevées.
- De plus, en cas de mise à la terre d'une phase, les autres se trouvent portées à la tension composée ($U = e V$) par rapport à la terre, ce qui renforce la probabilité d'un second défaut. Le coût d'isolement est plus élevé car la tension composée reste appliquée entre phase et terre pendant une durée qui peut être longue puisqu'il n'y a pas de déclenchement automatique.
- La surveillance de l'isolement est obligatoire, avec signalisation du premier défaut.
- Un service entretien équipé du matériel adéquat pour la recherche rapide du premier défaut d'isolement est nécessaire.
- La mise en œuvre de protections sélectives au premier défaut est délicate.
- Il y a des risques de surtensions créées par ferrorésonance.

Surveillance et protections

Le décret de protection des travailleurs du 11 nov. 1988 impose, en régime de neutre IT, la détection du premier défaut d'isolement. Ce premier défaut n'empêche pas la poursuite de l'exploitation, mais la norme impose sa localisation et son élimination.

Contrôleur permanent d'isolement (CPI)

Le CPI, par exemple Vigilohm THR, surveille en permanence le niveau d'isolement du réseau et signale son passage en dessous d'un seuil pré-réglé.

Protection à maximum de tension résiduelle (ANSI 59)

Cette protection permet la détection d'un défaut d'isolement par la mesure du déplacement du point neutre.

Maximum de courant terre directionnelle (ANSI 67N)

Cette protection permet la détection du départ en défaut (figure ci-contre)

La discrimination se fait par comparaison de l'angle de déphasage entre la tension résiduelle (V_0) et les courants résiduels (I_{rsd}), d'une part du départ en défaut et d'autre part de chaque départ sain.

La mesure du courant s'effectue par un tore dont le seuil est réglé :

- pour ne pas déclencher intempestivement
 - à une valeur inférieure à la somme des courants capacitifs de tous les autres départs
- Ceci rend la détection difficile pour les réseaux peu étendus (quelques centaines de mètres)

Applications

C'est une solution souvent utilisée pour les réseaux industriels (≤ 15 kV) nécessitant la continuité de service.

Mise à la terre par résistance

Ce schéma limite le courant de défaut à la terre et permet un bon écoulement des surtensions, mais il impose le déclenchement sur défaut.

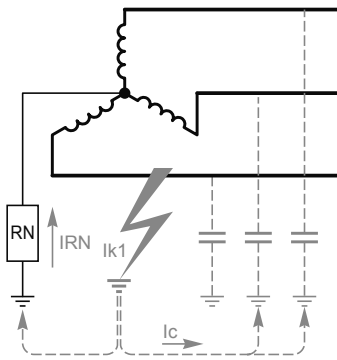


Fig. 1 : réalisations de mise à la terre pour neutre accessible : résistance entre neutre et terre

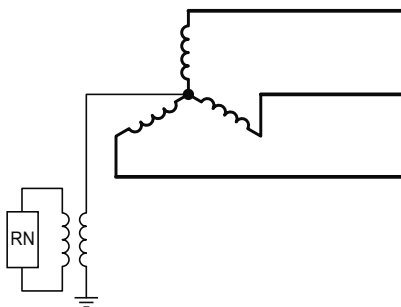
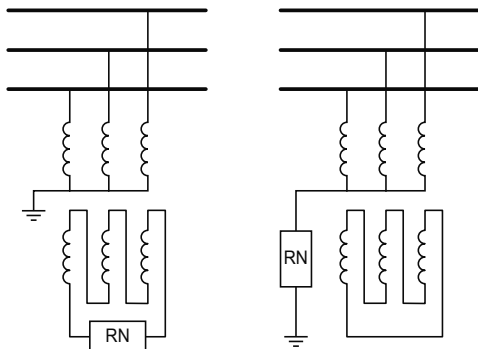


Fig. 2 : réalisations de mise à la terre pour neutre accessible : résistance au secondaire d'un transformateur monophasé



Réalisations de mise à la terre pour neutre non accessible :

Fig. 3 : résistance de limitation au secondaire

Fig. 4 : résistance de limitation au primaire

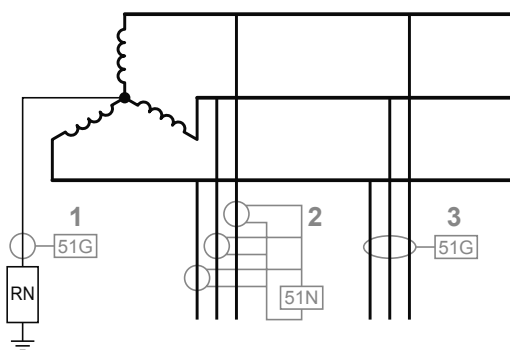


Fig. 5 : solutions de protection terre

Schéma de principe

Une résistance est connectée volontairement entre le point neutre et la terre.

Technique d'exploitation

Dans ce type de schéma, l'impédance résistive limite le courant de défaut à la terre I_{k1} , tout en permettant un bon écoulement des surtensions.

Mais par conséquent, des protections doivent intervenir automatiquement pour éliminer le premier défaut.

Dans les réseaux alimentant des machines tournantes, la valeur de la résistance est déterminée pour obtenir un courant I_{k1} de 15 à 50 A. Mais ce courant faible doit néanmoins vérifier $IRN \geq 2 I_c$ (avec I_c : courant capacitif total du réseau) pour réduire les surtensions de manœuvre et permettre une détection simple.

Dans les réseaux de distribution, on adopte des valeurs plus élevées (100 A à 300 A) plus faciles à détecter et permettant l'écoulement des impulsions de foudre.

Avantages

- Ce schéma est un bon compromis entre un courant de défaut faible et des surtensions bien écoulées.
- Il n'exige pas l'emploi de matériels ayant un niveau d'isolement entre phase et terre dimensionné pour la tension composée.
- Les protections sont simples, sélectives et le courant est limité.

Inconvénients

- La continuité de service du départ en défaut est moins bonne qu'en neutre isolé : le défaut terre doit être éliminé (coupure au premier défaut).
- Le coût de la résistance de mise à la terre croît avec la tension et le courant limité.

Réalisation de la mise à la terre du point neutre

Neutre du réseau accessible

Si le neutre du réseau est accessible (existence d'enroulements couplés en étoile avec neutre sorti), la résistance de mise à la terre peut être branchée :

- soit en neutre et terre (fig. 1)
- soit par l'intermédiaire d'un transformateur monophasé chargé au secondaire par une résistance équivalente (fig. 2).

Neutre du réseau non accessible

Lorsque le neutre n'est pas accessible (enroulement en triangle) ou lorsque l'étude du plan de protection en démontre l'intérêt, on réalise un point neutre artificiel par un **générateur homopolaire** raccordé sur le jeu de barres ; il est réalisé avec un transformateur spécial à très faible réactance homopolaire :

- transformateur étoile triangle dont le neutre primaire est directement mis à la terre, et le triangle fermé sur résistance de limitation (isolement BT, donc solution la moins onéreuse) (fig. 3)
- transformateur étoile triangle avec résistance de limitation (isolement HTA) entre le point neutre du primaire et la terre, et triangle fermé sur lui-même ; cette solution est moins utilisée (fig. 4).

Dimensionnement de la résistance

La résistance doit supporter le courant permanent qui la traverse ; il peut être provoqué par un défaut impédant ou un faible déplacement du point neutre dû à un déséquilibre des capacités des 3 phases du réseau. On choisit en général une tenue permanente $I_p = I_d/10$ (I_d = courant de limitation) pendant 2 à 5 secondes (supérieure au temps maximal d'élimination du défaut).

Protections

La détection d'un courant de défaut I_{k1} faible nécessite des protections (fig. 5) différentes de celles de surintensité phases.

Ces protections "de terre" détectent le courant de défaut :

- soit directement dans la liaison du neutre à la terre **1**
- soit dans le réseau en mesurant la somme vectorielle des 3 courants en utilisant :
 - soit 3 capteurs de courant de phase alimentant les protections **2**
 - soit un tore **3** : mesure précise à utiliser de préférence.

Le réglage du seuil se fait en fonction du courant de défaut I_{k1} calculé en négligeant les impédances homopolaires de source et de liaison par rapport à l'impédance RN et en tenant compte des 2 règles :

- réglage $> 1,3$ fois I capacitif du réseau en aval de la protection
- réglage de l'ordre de 10 à 20 % du courant maximum de défaut à la terre.

De plus, si la détection est réalisée par 3 TC, le réglage se situe, avec les technologies actuelles, entre 5 et 30 % du calibre des TC pour tenir compte de l'incertitude liée à :

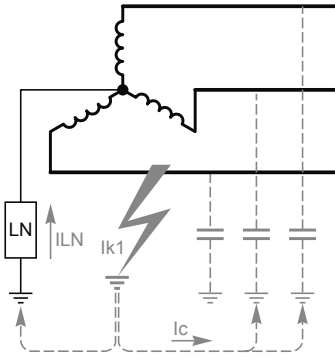
- l'asymétrie des courants transitoires
- la saturation des TC
- la dispersion des performances.

Applications

Réseaux HTA de distribution publique et industrielle.

Mise à la terre par réactance faible (neutre impédant)

Ce schéma limite le courant de défaut à la terre et permet un bon écoulement des surtensions. Mais il impose le déclenchement sur défaut avec des valeurs élevées (ex : 300 ou 1000 A sur le neutre HTA des postes sources HTB/HTA)



Réalisation de mise à la terre pour neutre accessible

Schéma de principe

Une réactance est intercalée volontairement entre le point neutre et la terre. Pour les réseaux de tension supérieure à 20 kV, on préfère en effet utiliser une réactance plutôt qu'une résistance pour des raisons de difficulté de réalisation dues au dégagement de chaleur en cas de défaut.

Technique d'exploitation

Dans ce type de schéma, l'impédance selfique limite le courant de défaut à la terre I_{k1} , tout en permettant un bon écoulement des surtensions. Mais par conséquent, des protections doivent intervenir automatiquement pour éliminer le premier défaut. Pour réduire les surtensions de manœuvre et permettre une détection simple, il faut que le courant I_{LN} soit très supérieur au courant capacitif total du réseau I_c . Dans les réseaux de distribution, on adopte des valeurs élevées (300 à 1000 A), faciles à détecter et permettant l'écoulement des surtensions de foudre.

Avantages

- Ce schéma permet de limiter l'amplitude des courants de défaut.
- Il permet la mise en œuvre de protections sélectives simples si le courant de limitation est très supérieur au courant capacitif du réseau.
- La bobine, de faible résistance, n'a pas à dissiper une puissance thermique élevée, ce qui réduit son dimensionnement.
- En HTA, le coût de cette solution est plus avantageux qu'avec une résistance.

Inconvénients

- La continuité de service du départ en défaut moins bonne qu'en neutre isolé : le défaut terre doit être éliminé (coupure au premier défaut)
- Lors de l'élimination des défauts terre, des surtensions importantes peuvent apparaître, dues à des résonances entre la réactance et la capacité du réseau.

Réalisation de la mise à la terre du point neutre

Neutre du réseau accessible

Si le neutre du réseau est accessible (existence d'enroulements couplés en étoile avec neutre sorti), la résistance de mise à la terre peut être branchée entre neutre et terre.

Neutre du réseau non accessible

Lorsque le neutre n'est pas accessible (enroulement en triangle) ou lorsque l'étude du plan de protection en démontre l'intérêt, on réalise un point neutre artificiel par une **bobine de point neutre** (BPN) raccordée sur le jeu de barres ; elle est réalisée par une bobine zig-zag avec neutre sorti (figure ci-contre).

L'impédance entre les deux parties de l'enroulement, essentiellement selfique et faible, limite le courant à des valeurs supérieures à 100 A.

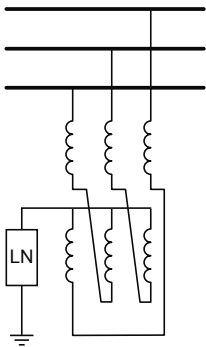
L'ajout d'une résistance de limitation entre le point neutre de la bobine et la terre permet d'abaisser l'amplitude du courant de défaut (isolement HTA).

Protections

- Le réglage de la protection se situe au niveau de 10 à 20 % du courant de défaut maximum.
- La protection est moins contraignante que dans le cas de la mise à la terre par résistance, d'autant plus que I_{LN} est important puisque I_c est inférieur au courant limité.

Applications

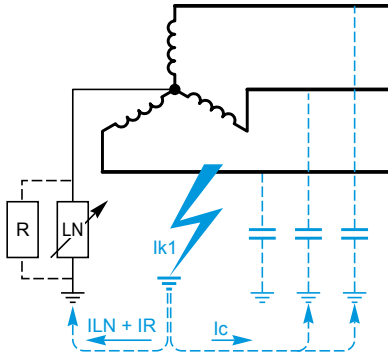
Réseaux HTA de distribution publique (courants de plusieurs centaines d'ampères).



Réalisation de mise à la terre pour neutre non accessible

Mise à la terre par réactance de compensation (neutre compensé)

Ce régime dit de "neutre compensé" est particulièrement bien adapté aux réseaux de distribution HTA avec une valeur de courant capacitif I_c élevée.



Défaut à la terre dans un réseau avec réactance de compensation à la terre

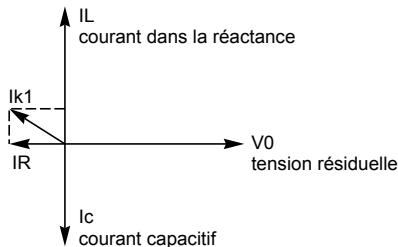


Diagramme vectoriel des courants lors du défaut terre

Schéma de principe

Une réactance accordée sur la capacité phase-terre totale du réseau est intercalée entre le point neutre et la terre de sorte qu'en présence d'un défaut à la terre, le courant dans le défaut est voisin de zéro.

La réactance est composée (figure ci-contre) d'une résistance R en parallèle avec une inductance variable LN .

Sur le réseau de distribution en France :

- la résistance est dite résistance de point de neutre (RPN) fixe, qui assure la circulation d'un courant actif de 20 A minimum (défaut franc)
- l'inductance est dite bobine de point neutre (BPN) variable.

Technique d'exploitation

Ce système permet de compenser le courant capacitif du réseau.

En effet, le courant de défaut est la somme des courants qui parcourent :

- la mise à la terre par réactance
- les capacités des phases saines par rapport à la terre.

Ces courants se compensent puisque :

- l'un est selfique (dans la mise à la terre)
 - l'autre est capacitif (dans les capacités des phases saines).
- Ils s'ajoutent donc en opposition de phase.

En pratique, la faible valeur de la résistance fait circuler un petit courant résistif I_{k1} de quelques ampères (diagramme ci-contre).

Sur le réseau français, au niveau du poste source un système d'accord automatique (SAA) réalise périodiquement l'ajustement pour prendre en compte le changement de topologie du réseau, le désaccord maximum autorisé est de 40 A.

Avantages

- Ce système permet de diminuer les courants de défaut même si la capacité phase-terre est grande : extinction spontanée des défauts à la terre non permanents
- A l'endroit du défaut, les tensions de contact sont limitées
- Le maintien en service de l'installation est assuré malgré un défaut permanent
- Le signalement du premier défaut est donné par la détection du passage du courant dans la bobine de point neutre.

Inconvénients

- Le coût peut être élevé en raison de la nécessité de modifier la valeur de la réactance pour ajuster la compensation
- Pendant la durée du défaut, il faut s'assurer que le courant résiduel circulant ne présente pas de danger pour les personnes et les biens
- Les risques de surtension transitoire sur le réseau sont importants
- La mise en œuvre de protections sélectives au premier défaut est délicate.

Protection

La détection du défaut est basée sur la composante active du courant résiduel.

En effet, le défaut provoque la circulation de courants résiduels dans l'ensemble du réseau, mais seul le circuit en défaut est parcouru par un courant résiduel résistif.

De plus, les dispositifs de protection doivent tenir compte des défauts autoextincteurs répétitifs (défauts récurrents).

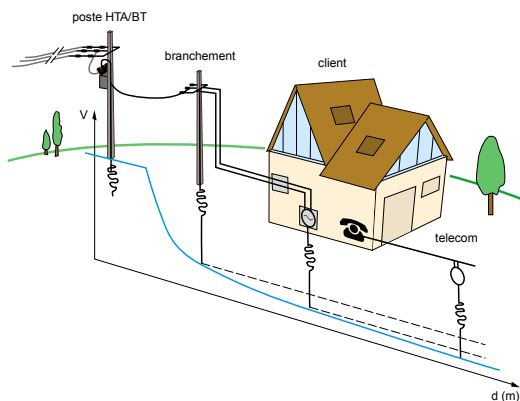
Lorsque la réactance de la mise à la terre et la capacité du réseau sont accordées ($3 LN C \omega^2 = 1$)

- le courant de défaut est minimum
- c'est un courant résistif
- le défaut est autoextincteur.

La réactance est dite alors **bobine d'extinction**, ou **bobine de Petersen**.

Le neutre compensé est mis en place sur une partie du réseau HTA car il permet de maîtriser les niveaux des surtensions sur les prises de terre HTA et BT lors de défauts phase-terre.

La mise en place du neutre compensé est notamment nécessaire lors du passage en souterrain de réseaux aériens. La limitation actuelle de défaut (300 A ou 1000 A) combinée à la longueur des câbles ne permet plus alors une limitation suffisante des défauts phase-terre.



Exemple de montée en potentiel des masses par couplage - niveau de tension à une distance d de la prise de terre du poste.

Mise en place du neutre compensé en France

Raisons et avantages

Le régime de neutre compensé est mis en place en France par les distributeurs sur une partie du réseau HTA.

Il permet de maîtriser les niveaux de surtension des prises de terre HTA et BT lors des défauts phase-terre pour mieux prendre en compte :

- les évolutions des normes européennes (aspect sécurité des personnes)
- la sensibilité accrue de certaines charges (charges informatique, proximité de réseaux de télécommunications)
- le niveau d'isolement des matériels HTA et BT (ex : transformateur HTA/BT).

Le régime de neutre compensé améliore la qualité de la fourniture d'énergie car il entraîne une diminution du nombre de coupures brèves par :

- une augmentation du taux de défauts fugitifs ("auto-extinction" du défaut sans action de la protection amont)
- une diminution du nombre de défauts évolutifs, défauts phase-terre qui évoluent en défauts entre phases.

Problèmes possibles avec les régimes actuels

Avant 2001, début du déploiement du neutre compensé, le réseau HTA utilisait essentiellement 2 régimes de neutre limitant le courant de défaut à la terre à :

- 300 A pour les réseaux aéro-souterrains (réseaux urbains et péri-urbains)
- 1000 A pour les réseaux souterrains (réseaux urbains).

Une partie importante du réseau aérien 20 kV passant en souterrain pour améliorer la fourniture, cela crée deux types de problèmes liés :

● limitation insuffisante des défaut terre

La résistances de terre des ouvrages HTA des réseaux aériens peut atteindre une valeur de 30 à 60 Ω . En cas de défaut franc à la terre, au courant de défaut (courant de limitation 300 A ou 1000 A) s'ajoute la somme des courants capacitifs de l'ensemble des départs du poste source (ordre de 3A/km pour des câbles 20kV). Avec les longueurs de câbles enterrés ajoutées, ce courant capacitif total a notablement augmenté, rendant la limitation insuffisante.

● montée en potentiel des masses HTA et BT

Lorsqu'un défaut de terre apparaît à proximité ou dans le poste HTA/BT, le courant de défaut crée une montée en potentiel des prises de terre. Elle est d'autant plus importante que la capacité homopolaire globale du réseau est élevée. L'augmentation des longueurs de câbles va donc accroître cette montée en potentiel avec des répercussions chez les clients par :

- amorçage possible de la HTA vers la BT entraînant la circulation d'un courant de défaut terre dans le neutre BT
- couplage entre les prises de terre des clients BT ou du neutre BT avec la prise de terre du poste HTA/BT engendrant des surtensions.

La mise en place d'un régime de neutre compensé sur les réseaux présentant ces risques réduit le courant de défaut à la terre et cette montée en potentiel.

Mode de compensation utilisé

Le neutre est mis à la terre par une impédance de compensation variable (ICV) et son système d'accord automatique (SAA). Le courant de défaut est très faible (< 40 A), la tension d'arc au droit du défaut est minime, ce qui permet un rétablissement spontané de l'isolement diélectrique (défaut "auto-extincteur").

Mise à la terre par réactance de compensation (neutre compensé)

Avec le régime de neutre compensé, les Protections Wattmétriques Homopolaires - PWH (67N) complètent les protections à Maximum de courant résiduel (51N) au niveau :

- des départs postes sources
- de la protections générale NF C13-100
- de la partie d'installation HTA éventuelle dépendant de la NF C 13-200

Conséquence de la mise en place du neutre compensé sur les postes HTA

Suivant le réseau alimenté par le poste source, 3 cas de figure se présentent :

- Réseau souterrain (poste urbain) : le régime de neutre actuel est conservé, neutre limité 300 A ou 1000 A.
- Réseau aéro-souterrain à forte majorité souterraine (poste péri-urbain principalement) : modification du régime de neutre actuel par l'ajout d'une bobine fixe dans le point neutre pour limiter le courant à 150 A. Cette évolution n'a pas d'impact sur la protection C 13-100 ou sur les protections du client HTA.
- Réseau aéro-souterrain à forte majorité aérienne (poste rural principalement) : modification du régime de neutre actuel pour passer en régime de neutre compensé. Dans ce cas une protection wattmétrique homopolaire ou PWH est nécessaire au niveau du poste de livraison HTA.

Cette évolution est résumée par les tableaux ci-après.

impact sur la protection générale C 13-100

poste de livraison à comptage BT : protection par fusibles inchangée

poste de livraison à comptage HTA avec protection générale par disjoncteur : selon le cas

alimentation du poste	sans alimentation auxiliaire	avec alimentation auxiliaire
relais à mettre en place	<ul style="list-style-type: none"> ● relais existant conservé (fonction 51 uniquement) ● ajout d'un relais réalisant les fonctions 51N et PWH 	<ul style="list-style-type: none"> ● remplacement du relais existant par un relais réalisant les fonctions 51, 51N et PWH

impact sur le plan de protection "terre" de l'installation HTA C 13-200

type d'installation	application non sensible départs protection inter-fusibles réseau HTA peu étendu	application sensible (industrie à process, hôpital...) départ protection disjoncteur HTA réseau HTA étendu
plan de protection	<ul style="list-style-type: none"> ● conserver les 51N en place ● ajout de 51N sur départs interfusibles ● sélectivité logique ou chronométrique 	<ul style="list-style-type: none"> ● ajout sur les départs de 67NC ● paramétrer la 51N avec les réglages actuels (sélectif avec 51N de la protection générale C13 100) ● sélectivité logique ou chronométrique
impact sur les capteurs	<ul style="list-style-type: none"> ● protection sur tore (meilleure sensibilité) 	<ul style="list-style-type: none"> ● protection sur tore, sinon somme des 3TC + tore CSH30 TP pour la mesure de Vrésiduel, (TP avec 2 enroulements secondaires : 1 protection et 1 comptage)
produits	<ul style="list-style-type: none"> ● RH110, VIP50 sur départs interfusibles 	<ul style="list-style-type: none"> ● Sepam série 40 ou 80 (applications avec 67N) ● Sepam 2000 (application spécifique)
commentaires sur la sélectivité	sélectivité partielle sur : - défauts résistants - défauts récurrents (non détection)	sélectivité totale avec la protection C 13-100, et avec le poste source en fonction du réglage de la 67N

Protection wattmétrique homopolaire ou PWH

Avec le régime de neutre compensé, le courant résiduel dans le départ en défaut peut-être plus faible que le courant capacitif dans les départs sains. L'utilisation des protections à maximum de courant résiduel devient impossible. L'utilisation des directionnelles de terre permet d'être insensible au courant capacitif qui circule dans les départs sains.

Elle autorise ainsi un réglage sensible pour détecter la composante active du courant résiduel présente uniquement dans le départ en défaut. Cependant, le critère directionnel n'est pas suffisant, la protection doit être capable de détecter les défauts récurrents et caractérisés par une succession de réamorçages de courte durée.

La PWH (67N) intègre la directionnelle de terre et la détection des défauts récurrents.

4

Etude d'une installation HTA *4d Plan de protection*

page

Protection

Présentation et études des protections	B29
Caractéristiques des protections	B30
Liste des fonctions de protection	B31
Fonctions associées	B32

Sélectivité

Sélectivité chronométrique	B33
Sélectivité ampèremétrique	B34
Sélectivité logique	B35
Sélectivité par protection directionnelle, différentielle	B36
Sélectivité combinées	B37

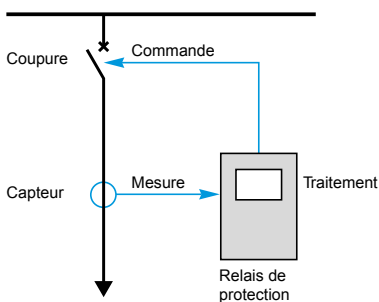
Présentation et étude des protections

Les dispositifs de protection surveillent en permanence l'état électrique des éléments d'un réseau et provoquent leur mise hors tension (par exemple l'ouverture d'un disjoncteur), lorsque ces éléments sont le siège d'une perturbation indésirable : court-circuit, défaut d'isolement...

L'association de ces dispositifs constitue le système de protection ; il dépend de la structure du réseau, de son régime de neutre et des matériels installés.

L'étude des protections d'un réseau se décompose en 2 étapes distinctes :

- la définition du système de protection, encore appelée plan de protection
- la détermination des réglages de chaque unité de protection, encore appelée coordination des protections ou sélectivité.



Chaîne de protection

Présentation générale des protections

Rôle des protections

Les buts visés par les dispositifs de protection sont multiples :

- participer à la protection des personnes contre les dangers électriques
- éviter les détériorations des matériels (un court-circuit triphasé sur un jeu de barres HTA peut faire fondre jusqu'à 50 kg de cuivre en 1 seconde ; la température de l'arc peut dépasser en son centre 10 000 °C)
- limiter les contraintes thermiques, diélectriques et mécaniques auxquelles sont soumis ces matériels
- préserver la stabilité et la disponibilité de l'énergie du réseau
- protéger les installations voisines (par exemple, réduire les tensions induites par un défaut dans les circuits proches).

Pour atteindre ces objectifs le système de protection d'un réseau associant ces dispositifs doit avoir des qualités de rapidité, de fiabilité et permettre la sélectivité. Cependant, il faut être conscient des limites des protections : elles ne peuvent pas empêcher les perturbations, mais seulement limiter leurs effets et leur durée. De plus, leur choix est souvent un compromis technico-économique qui dépend, au delà des impositions réglementaires, du niveau de sécurité et de disponibilité de l'alimentation en énergie électrique souhaité.

Technologie

Après les premières protections qui étaient électromécaniques, deux technologies sont actuellement disponibles :

- protections analogiques, qui sont limitées à des utilisations pour lesquelles :
 - le nombre de fonctions à réaliser en un point est réduit (environ 3 max.)
 - les mesures effectuées ne sont utilisées que par les protections
- protections numériques exemple Sepam, qui offrent, dans un volume plus réduit des possibilités plus larges, notamment de communication via les réseaux numériques leur permettant de s'intégrer dans des systèmes de supervision des installations.

Etude des protections d'un réseau

Une protection se compose d'une chaîne constituée des éléments suivants :

- capteur de mesure - courant et/ou tension - fournissant les informations de mesure nécessaires à la détection des défauts,
- relais de protection, chargé de la surveillance permanente de l'état électrique du réseau, jusqu'à l'élaboration des ordres d'élimination des parties défectueuses, et leur commande par le circuit de déclenchement,
- organe de coupure dans sa fonction d'élimination de défaut : disjoncteur, interrupteur-fusible, contacteur-fusible.

Définition du système de protection (plan de protection)

La première étape de l'étude du système de protection d'un réseau consiste à définir les fonctions de protection nécessaires et la structure globale de l'ensemble, de façon cohérente et adaptée au réseau.

Cette étape, appelée plan de protection définit les dispositifs de protection contre les principaux défauts pouvant affecter les réseaux et les machines :

- courts-circuits, entre phases et phase-terre
- surcharges
- défauts propres aux machines tournantes.

Le choix est fait dans la liste codifiées des fonctions disponibles [page B32](#).

Le plan de protection doit prendre en compte les éléments suivants :

- architecture, taille et différents modes d'exploitation du réseau
- schémas de liaison à la terre (régime de neutre)
- caractéristiques des sources de courant et contributions en cas de défaut
- types de charges
- besoin de disponibilité d'énergie électrique des diverses zones d'installation.

Détermination des réglages des protections (sélectivité)

Ensuite, il faut définir le réglage de chaque fonction de protection pour permettre les performances optimales dans l'exploitation du réseau et pour tous les modes de fonctionnement.

Les valeurs de réglages adaptées sont issues de calculs complets basés sur les caractéristiques détaillées des éléments de l'installation.

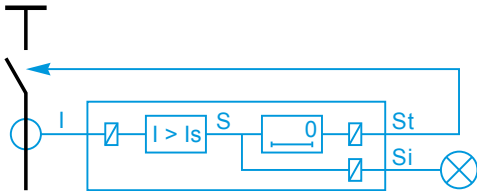
Ce type d'étude s'effectue maintenant couramment à l'aide d'outils logiciels spécialisés ; ils permettent d'expliquer le comportement du réseau sur anomalie et donnent les valeurs de réglage pour chaque fonction de protection.

Les divers modes de sélectivité sont présentés [page B34](#).

Pour détails consulter le Guide de la protection, réf CG0021FR

Caractéristiques des protections

Les relais de protection qui surveillent en permanence les grandeurs électriques du réseau, comportent des associations de fonctions élémentaires, dont la combinaison est adaptée aux éléments de réseau surveillés.



Principe de fonctionnement d'un relais
(exemple relais à maximum de courant ANSI 51)

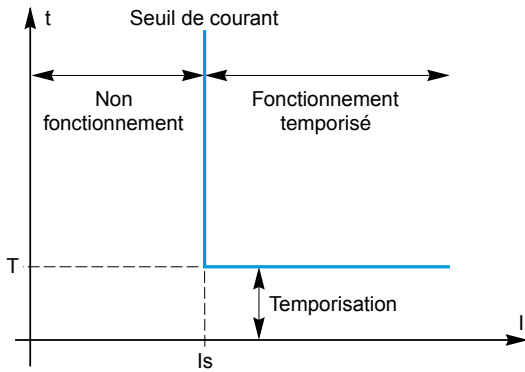
Relais de protections

Le relais de protection est l'élément central de la chaîne de protection.

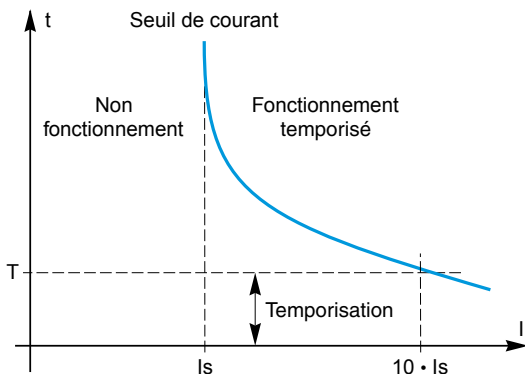
Un relais de protection comprend (fig. ci-contre) :

- l'entrée analogique de mesure de la grandeur surveillée, issue du capteur
- le résultat logique du traitement de la mesure (noté S)
- la sortie logique instantanée de la fonction de protection, à usage de signalisation par exemple (noté Si)
- la sortie logique temporisée de la fonction de protection, à usage d'action de commande de déclenchement par exemple du disjoncteur (noté St).

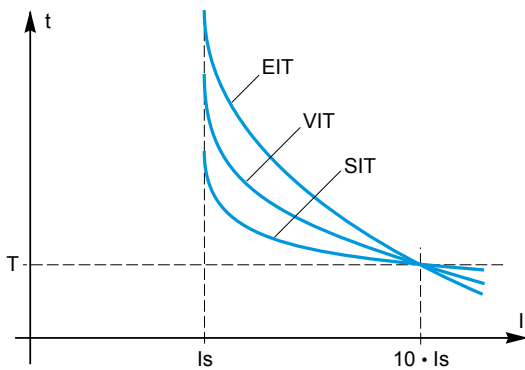
Le mode de travail d'une fonction de protection par relais fait intervenir des temps caractéristiques définis par la norme CEI 60255-3.



(1) Principe du déclenchement à temps indépendant ou constant (DT)



(2) Principe du déclenchement à temps dépendant (IDMT)



(3) Courbes CEI de déclenchement à temps indépendant

Réglages

Certaines caractéristiques des fonctions de protection sont réglables par l'utilisateur. Principalement les suivantes :

Seuil de déclenchement

Il fixe la limite de la grandeur surveillée déterminant l'action de la protection.

Temps de déclenchement

Il fixe le type et la durée de la temporisation du relais avant déclenchement.

Temporisation à temps indépendant, ou temps constant

(DT : Definite Time)

Dans l'exemple (1) ci-contre d'un relais de courant, le temps de déclenchement de la protection est constant (réglage de la temporisation T) au delà du seuil de courant Is.

Temporisation à temps dépendant

(IDMT: Inverse Definite Minimum Time)

Dans l'exemple (2) ci-contre d'un relais de courant le temps de déclenchement de la protection est d'autant plus court que le courant est élevé, au-delà du seuil de courant Is.

Plusieurs types de courbes existent, déterminées par des équations et définies selon les différents organismes de normalisation : exemple la CEI définit (fig. 3) :

- temps inverse (SIT, Standard Inverse Time)
- temps très inverse (VIT, Very Inverse Time)
- temps extrêmement inverse (EIT, Extremely Inverse Time).

Autres caractéristiques de réglages

Temps de maintien

Temps de retour réglable.

Retenue

Blocage du déclenchement en fonction du taux d'harmonique 2.

Constantes de temps

Exemple image thermique ANSI 49RMS.

Angle caractéristique

Exemple directionnelle de courant ANSI 67.

Liste des fonctions de protection

Les fonctions de protections sont définies de façon normalisée par leur code ANSI. Les relais de la gamme Sepam intègrent les fonctions réalisant des ensembles complets de protection dédiés par application (sous-station, transformateur, générateur, moteur) dans des séries (20, 40, 80) permettant de couvrir tous les besoins, du plus simple au plus complet.

Les principales fonctions de protection sont indiquées dans le tableau ci-dessous, en précisant leur code selon la norme ANSI C37.2 ainsi qu'une brève définition ; le classement est fait selon l'ordre numérique.

code ANSI	libellé de la fonction	définition
12	Survitesse	Détection de survitesse des machines tournantes
14	Sous-vitesse	Détection de sous-vitesse des machines tournantes
21	Protection de distance	Détection de mesure d'impédance
21B	Minimum d'impédance	Protection de secours des générateurs contre les courts-circuits entre phases
24	Contrôle de flux	Contrôle de surfluxage
25	Contrôle de synchronisme	Contrôle d'autorisation de couplage de deux parties de réseau
26	Thermostat	Protection contre les surcharges
27	Minimum de tension	Protection pour contrôle d'une baisse de tension
27D	Minimum de tension directe	Protection des moteurs contre un fonctionnement à tension insuffisante
27R	Minimum de tension rémanente	Contrôle de disparition de la tension entretenue par les machines tournantes après déconnexion de l'alimentation
27TN	Minimum de tension résiduelle harmonique 3	Détection de défaut d'isolement à la terre d'enroulements statoriques (neutre impédant)
32P	Maximum de puissance active directionnelle	Protection de contrôle de transfert maximal de puissance active
32Q	Maximum de puissance réactive directionnelle	Protection de contrôle de transfert maximal de puissance réactive
37	Minimum de courant phase	Protection triphasée contre les minima de courant
37P	Minimum de puissance active directionnelle	Protection de contrôle de transfert minimal de puissance active
37Q	Minimum de puissance réactive directionnelle	Protection de contrôle de transfert minimal de puissance réactive
38	Surveillance de température de paliers	Protection contre les échauffements anormaux des paliers des machines tournantes
40	Perte d'excitation	Protection des machines synchrones contre défaut ou perte d'excitation
46	Maximum de composante inverse	Protection contre les déséquilibres des courants des phases
47	Maximum de tension inverse	Protection de tension inverse et détection du sens de rotation inverse de machine tournante
48 - 51LR	Démarrage trop long et blocage rotor	Protection des moteurs contre le démarrage en surcharge ou sous tension réduite, et pour charge pouvant se bloquer
49	Image thermique	Protection contre les surcharges
49T	Sonde de température	Protection contre les échauffements anormaux des enroulements des machines
50	Maximum de courant phase instantanée	Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases
50BF	Défaillance disjoncteur	Protection de contrôle de la non-ouverture du disjoncteur après ordre de déclenchement
50N ou 50G	Maximum de courant terre instantanée	Protection contre les défauts à la terre : 50N : courant résiduel calculé ou mesuré par 3 TC 50G : courant résiduel mesuré directement par un seul capteur (TC ou tore)
50V	Maximum de courant phase à retenue de tension instantanée	Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases, à seuil dépendant de la tension
50/27	Mise sous tension accidentelle générateur	Détection de mise sous tension accidentelle de générateur
51	Maximum de courant phase temporisée	Protection triphasée contre les surcharges et les courts-circuits entre phases
51N ou 51G	Maximum de courant terre temporisée	Protection contre les défauts à la terre : 51N : courant résiduel calculé ou mesuré par 3 TC 51G : courant résiduel mesuré directement par un seul capteur (TC ou tore)
51V	Maximum de courant phase à retenue de tension temporisée	Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases, à seuil dépendant de la tension
59	Maximum de tension	Protection de contrôle d'une tension trop élevée ou suffisante
59N	Maximum de tension résiduelle	Protection de détection de défaut d'isolement
63	Pression	Détection de défaut interne transformateur (gaz, pression)
64REF	Différentielle de terre restreinte	Protection contre les défauts à la terre d'enroulements triphasés couplés en étoile avec neutre relié à la terre
64G	100 % stator générateur	Détection de défauts d'isolement à la terre des enroulements statoriques (réseau à neutre impédant)
66	Limitation du nombre de démarrages	Protection contrôlant le nombre de démarrages des moteurs
67	Maximum de courant phase directionnelle	Protection triphasée contre les courts-circuits selon le sens d'écoulement du courant
67N/67NC	Maximum de courant terre directionnelle	Protection contre les défauts à la terre selon le sens d'écoulement du courant (NC : Neutre Compensé)
78	Saut de vecteur	Protection de découplage à saut de vecteur
78PS	Perte de synchronisme (pole slip)	Détection de perte de synchronisme des machines synchrones en réseau
79	Réenclencheur	Automatisme de refermeture de disjoncteur après déclenchement sur défaut fugitif de ligne
81H	Maximum de fréquence	Protection contre une fréquence anormalement élevée
81L	Minimum de fréquence	Protection contre une fréquence anormalement basse
81R	Dérivée de fréquence (rocof)	Protection de découplage rapide entre deux parties de réseau
87B	Différentielle jeu de barres	Protection triphasée contre les défauts internes de jeu de barres
87G	Différentielle générateur	Protection triphasée contre les défauts internes d'alternateurs
87L	Différentielle ligne	Protection triphasée contre les défauts internes de ligne
87M	Différentielle moteur	Protection triphasée contre les défauts internes de moteur
87T	Différentielle transformateur	Protection triphasée contre les défauts internes de transformateur

Fonctions associées

Les fonctions de protection sont complétées par des fonctions de :

- commandes complémentaires
- surveillance de bon fonctionnement
- exploitation
- signalisation
- mesure
- diagnostic
- communication

pour permettre une meilleure maîtrise du système électrique.

Toutes ces fonctions peuvent être assurées par une seule et même unité numérique de protection de type Sepam.

Les fonctions de protections peuvent être complétées par des fonctions complémentaires, notamment de mesure des principaux paramètres de fonctionnement de l'installation. Elles permettent une optimisation de l'exploitation, de la consommation.

Commande des appareils de coupure

Cette fonction assure la commande des différents types de bobines d'enclenchement et de déclenchement des appareils de coupure.

Surveillance du circuit de déclenchement

Cette fonction signale la défaillance du circuit de déclenchement de l'appareil de coupure.

Commandes logiques

Cette fonction permet la mise en oeuvre du principe de sélectivité logique, par émission et/ou réception d'ordres "d'attente logique" entre différentes protections.

Fonctions logiques

Ces fonctions font des traitements d'équations logiques pour générer des informations ou des commandes complémentaires utiles à l'application.

Fonctions d'exploitation

Ces fonctions améliorent le confort d'exploitation de l'utilisateur.

- régleurs en charge transformateurs
- régulation varométrique
- localisateur de défaut (ANSI 21FL, Fault Locator)
- commande des gradins de condensateurs
- durée de fonctionnement avant déclenchement sur surcharge thermique.

Fonctions de mesure

Ces fonctions donnent les informations utiles à une bonne connaissance du fonctionnement du réseau électrique et de son exploitation.

- courant phase
- courant de déclenchement
- courant résiduel
- courants différentiels et traversant
- THD courant (taux global de distorsion harmonique)
- tensions simple et composée
- tensions directe, inverse et résiduelle
- THD tension (taux global de distorsion harmonique)
- fréquence
- puissances active, réactive et apparente
- facteur de puissance ($\cos \varphi$)
- énergies active et réactive
- maximètres de courant, puissance active et réactive
- température
- temps de démarrage moteur
- oscillograppes.

Fonctions de diagnostic appareillage

- compteurs de manoeuvres de l'appareil de coupure en fermeture et en ouverture sur défaut
- temps de manoeuvre
- temps de réarmement
- surveillance de capteurs (TT, TC) ; cette fonction permet le contrôle de la chaîne de mesure des transformateurs de tension ou de courant pour action sur les fonctions de protection affectées
- cumul des courants coupés de disjoncteurs (kA^2).

Fonctions de communication

Ces fonctions permettent les échanges utiles de données disponibles entre les différents éléments du réseau (mesures, états, commandes...).

Sélectivité chronométrique

Différents moyens peuvent être mis en oeuvre pour assurer une bonne sélectivité dans la protection d'un réseau électrique :

- sélectivité chronométrique par le temps
 - sélectivité ampèremétrique par les courants
 - sélectivité par échange d'informations, dite sélectivité logique
 - sélectivité par utilisation de protections directionnelles
 - sélectivité par utilisation de protections différentielles
 - sélectivités combinées pour une meilleure performance globale (technique et économique), ou un niveau de secours.
- Schneider Electric propose des études de sélectivité qui peuvent s'inscrire dans le cadre d'une approche globale de sûreté de fonctionnement des installations.

Les protections constituent entre elles un ensemble cohérent dépendant de la structure du réseau et de son régime de neutre. Elles doivent donc être envisagées sous l'angle d'un système reposant sur le principe de sélectivité : il consiste à isoler le plus rapidement possible la partie du réseau affectée par un défaut et uniquement cette partie, en laissant sous tension toutes les parties saines du réseau.

Sélectivité chronométrique

Principe

Il consiste à donner des temporisations différentes aux protections à maximum de courant échelonnées le long du réseau. Ces temporisations sont d'autant plus longues que le relais est plus proche de la source.

Mode de fonctionnement

Ainsi, sur le schéma ci-contre, le défaut représenté est vu par toutes les protections (en A, B, C, et D). La protection temporisée D ferme ses contacts plus rapidement que celle installée en C, elle-même plus rapide que celle installée en B...

Après l'ouverture du disjoncteur D et la disparition du courant de défaut, les protections A, B, C ne sont plus sollicitées et reviennent à leur position de veille. La différence des temps de fonctionnement ΔT entre deux protections successives est l'intervalle de sélectivité. Il doit tenir compte (voir figure) :

- du temps de coupure T_c du disjoncteur en aval, qui inclut le temps de réponse de l'appareil à l'ouverture et le temps d'arc
- des tolérances de temporisation dT
- du temps de dépassement de la protection en amont : tr
- d'une marge de sécurité m .

ΔT doit donc satisfaire à la relation :

$$\Delta T \geq T_c + tr + 2dT + m$$

Compte tenu des performances actuelles de l'appareillage et des relais, on adopte pour ΔT une valeur de 0,3 s.

Exemple : $T_c = 95$ ms, $dT = 25$ ms, $tr = 55$ ms ; pour l'intervalle de sélectivité 300 ms, la marge de sécurité est alors de 100 ms.

Avantages

Ce système de sélectivité a deux avantages :

- il assure son propre secours ; par exemple si la protection D est défaillante, la protection C est activée ΔT plus tard
- il est simple.

Inconvénients

Par contre, lorsque le nombre de relais en cascade est grand, du fait que la protection située le plus en amont a la temporisation la plus longue, on aboutit à un temps d'élimination de défaut élevé incompatible avec la tenue des matériels au courant de court-circuit, ou avec les impératifs extérieurs d'exploitation (raccordement au réseau électrique d'un distributeur par exemple).

Applications

Ce principe est utilisé dans les **réseaux en antenne**.

Les temporisations déterminées pour obtenir la sélectivité chronométrique sont activées lorsque le courant dépasse les seuils des relais. Il faut donc que les réglages des seuils soient cohérents.

On distingue deux cas selon le type de temporisation :

● relais à temps indépendant

Les conditions à respecter sont :

- $I_{sA} > I_{sB} > I_{sC}$ et $T_A > T_B > T_C$.

L'intervalle de sélectivité ΔT est classiquement de l'ordre de 0,3 seconde.

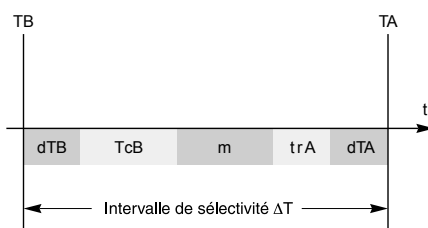
● relais à temps dépendant

Si les seuils I_s sont réglés au courant assigné I_n , la protection de surcharge est assurée en même temps que la protection de court-circuit et la cohérence des seuils assurée.

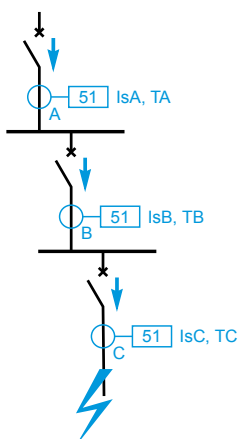
- $I_nA > I_nB > I_nC$

- $I_{sA} = I_nA$, $I_{sB} = I_nB$, et $I_{sC} = I_nC$

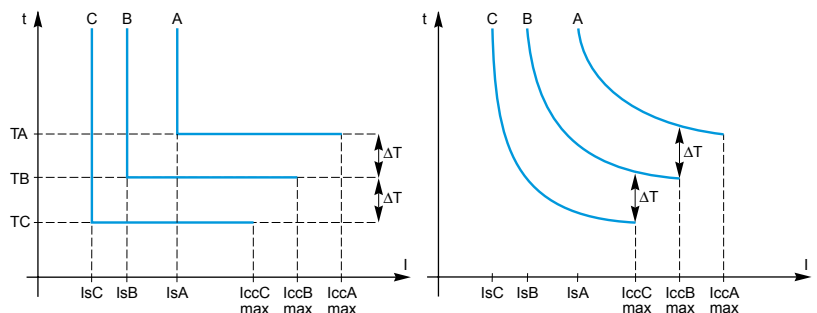
Les temporisations sont choisies pour obtenir l'intervalle de sélectivité ΔT pour le courant maximum vu par la protection aval ; on utilise pour cela la même famille de courbes, afin d'éviter leur croisement dans une partie du domaine.



Décomposition d'un intervalle de sélectivité



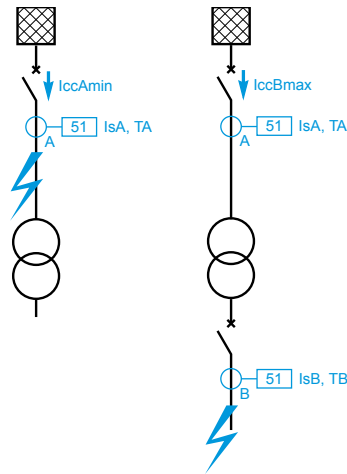
Réseau en antenne avec sélectivité chronométrique



Sélectivité chronométrique avec relais à temps indépendant et à temps dépendant

Sélectivité ampèremétrique

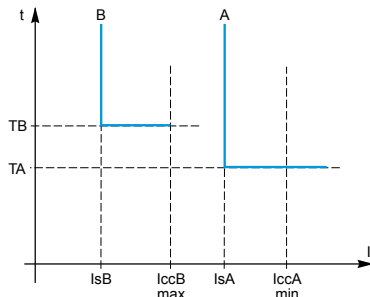
Sélectivité logique



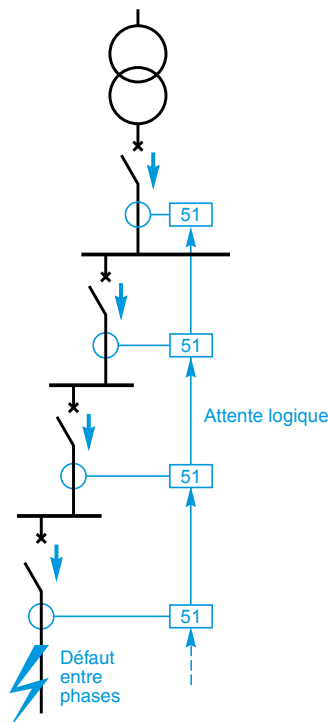
Condition
 $IsA < IccAmin$

Condition
 $IsA > IccBmax$

Fonctionnement d'une sélectivité ampèremétrique



Courbes de sélectivité ampèremétrique



Principe de la sélectivité logique

Sélectivité ampèremétrique

Principe

Il est basé sur le fait que, dans un réseau, le courant de défaut est d'autant plus faible que le défaut est plus éloigné de la source.

Mode de fonctionnement

Une protection ampèremétrique est disposée au départ de chaque tronçon : son seuil est réglé à une valeur inférieure à la valeur de court-circuit minimal provoqué par un défaut sur la section surveillée, et supérieure à la valeur maximale du courant provoqué par un défaut situé en aval (au-delà de la zone surveillée).

Avantages

Ainsi réglée, chaque protection ne fonctionne que pour les défauts situés immédiatement en aval de sa position, à l'intérieur de la zone surveillée ; elle est insensible aux défauts apparaissant au-delà.

Pour des tronçons de lignes séparés par un transformateur, ce système est avantageux car simple, de coût réduit et rapide (déclenchement sans retard).

Exemple (figure ci-contre) :

$IccBmax < IsA < IccAmin$

$IsA =$ intensité de réglage

$IccB$ image au primaire, du courant de court-circuit maximum au secondaire.

Les temporisations TA et TB sont indépendantes, et TA peut être plus courte que TB.

Inconvénients

La protection située en amont (A) n'assure pas le secours de la protection située en aval (B) puisque son seuil est réglé au-delà du défaut maximal en B.

De plus, en pratique, il est difficile de définir les réglages de deux protections en cascade, tout en assurant une bonne sélectivité, lorsque le courant ne décroît pas de façon notable entre deux zones voisines ; ceci est le cas en moyenne tension, sauf pour des tronçons avec transformateur.

Application

Exemple de la protection ampèremétrique d'un transformateur entre deux tronçons de câble de la figure précédente.

Le réglage Is de la protection à maximum de courant vérifie la relation :

$1,25 IccBmax < IsA < 0,8 IccAmin$

La sélectivité entre les deux protections est assurée.

Sélectivité logique

Principe

Ce système a été développé pour remédier aux inconvénients de la sélectivité chronométrique. Il est utilisé lorsque l'on souhaite obtenir un temps court d'élimination de défaut (fig. ci-contre).

Mode de fonctionnement

L'échange d'informations logiques entre protections successives permet la suppression des intervalles de sélectivité, et réduit donc considérablement le retard de déclenchement des disjoncteurs situés les plus près de la source.

En effet, dans un réseau en antenne, les protections situées en amont du point de défaut sont sollicitées, celles en aval ne le sont pas ; cela permet de localiser sans ambiguïté le point de défaut et le disjoncteur à commander.

Chaque protection sollicitée par un défaut envoie :

- un ordre d'attente logique à l'étage amont (ordre d'augmentation de la temporisation propre du relais amont)
- un ordre de déclenchement au disjoncteur associé sauf s'il a lui-même reçu un ordre d'attente logique de l'étage aval.

Un déclenchement temporisé est prévu en secours.

Avantages

Le temps de déclenchement est indépendant de la position du défaut dans la cascade de sélectivité, et du nombre de protections en cascade.

Ainsi est-il possible d'obtenir la sélectivité entre une protection amont de temporisation faible et une protection aval de temporisation élevée ; on peut par exemple prévoir une temporisation plus réduite à la source que près des récepteurs. De plus, ce système intègre par conception un secours.

Inconvénients

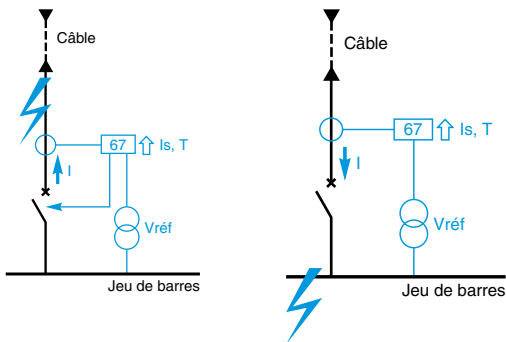
Ce dispositif nécessite la transmission des signaux logiques entre les différents étages de protection, donc l'installation de filerie supplémentaire ; cette contrainte est forte lorsque les protections sont éloignées, par exemple dans le cas de liaisons longues (plusieurs centaines de mètres).

Aussi peut-on tourner la difficulté en faisant de la combinaison de fonctions : sélectivité logique au niveau de tableaux proches, et sélectivité chronométrique entre zone éloignées (voir sélectivités combinées logique + chronométrique).

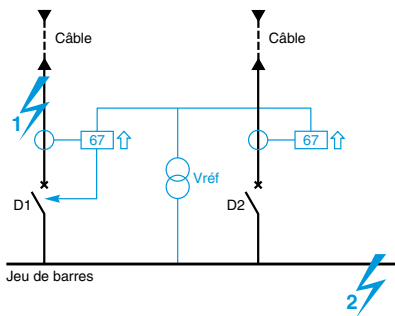
Application

Ce principe est souvent utilisé pour protéger des réseaux HTA comportant des antennes avec de nombreux étages de sélectivité.

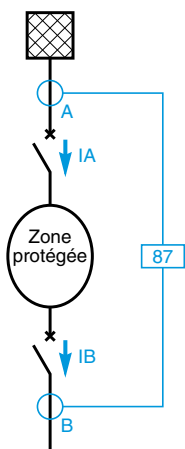
Sélectivité par protection directionnelle, différentielle



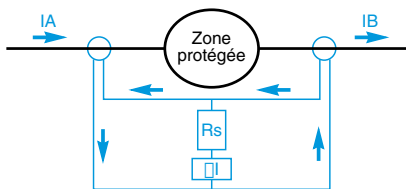
Principe de la protection directionnelle
(1) protection active (2) protection non active



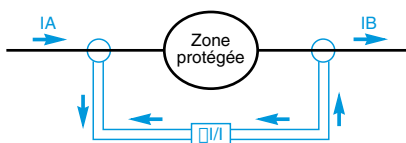
Protection directionnelle : exemple de deux arrivées en parallèle.



Principe de la protection différentielle.



(3) schéma de protection différentielle à haute impédance.



(4) schéma de protection différentielle à pourcentage.

Sélectivité par protection directionnelle

Principe

Dans un réseau bouclé, où un défaut est alimenté par les deux extrémités, il faut utiliser une protection sensible au sens d'écoulement du courant de défaut pour pouvoir le localiser et l'éliminer de façon sélective : c'est le rôle des protections directionnelles à maximum de courant.

Mode de fonctionnement

Les actions de la protection seront différentes selon le sens du courant (fig. (1) et (2)), c'est-à-dire suivant le déphasage du courant par rapport à une référence donnée par le vecteur de tension ; le relais doit donc disposer à la fois des informations de courant et de tension. Les conditions de fonctionnement, à savoir le positionnement des zones de déclenchement et de non déclenchement sont à adapter au réseau à protéger.

Exemple d'utilisation de protections directionnelles :

D1 et D2 sont équipés de protections directionnelles activées si le courant s'écoule du jeu de barres vers le câble amont.

En cas de défaut au point 1, seule la protection de D1 voit le défaut. La protection sur D2 ne le voit pas, en raison de son sens de détection. Le disjoncteur D1 s'ouvre. En cas de défaut au point 2, ces protections ne voient rien, et les disjoncteurs D1 et D2 restent fermés.

D'autres protections sont à prévoir pour protéger le jeu de barres.

Avantage

La solution employée est simple et utilisable dans de nombreux cas.

Inconvénient

Le dispositif nécessite l'utilisation de transformateurs de tension qui serviront de référence de phase pour la détermination du sens du courant.

Application

Ce principe est utilisé pour protéger des arrivées en parallèle, des réseaux en boucle fermée, ou certains cas de protection contre les défauts à la terre.

Sélectivité par protection différentielle

Principe

Ces protections comparent les courants aux deux extrémités d'un tronçon de réseau surveillé (fig. ci-contre).

Mode de fonctionnement

Toute différence d'amplitude et de phase entre ces courants signale la présence d'un défaut : la protection ne réagit qu'aux défauts internes à la zone couverte et est insensible à tout défaut externe. Elle est donc sélective par nature.

Le déclenchement instantané est provoqué lorsque $IA - IB \neq 0$

Le fonctionnement nécessite d'utiliser des transformateurs de courant spécifiquement dimensionnés, rendant insensible la protection aux autres phénomènes.

La stabilité de la protection différentielle est sa capacité à rester insensible s'il n'y a pas de défaut interne à la zone protégée, même si un courant différentiel est détecté :

- courant magnétisant de transformateur
- courant capacitif de ligne
- courant d'erreur dû à la saturation des capteurs de courant.

Il existe 2 grands principes selon le mode de stabilisation :

- la protection différentielle à haute impédance (à seuil constant) ; le relais est connecté en série

avec une résistance de stabilisation R_s dans le circuit différentiel (fig. (3))

- la protection différentielle à pourcentage ; le relais est connecté indépendamment aux circuits des courants IA et IB . La différence des courants $IA - IB$ est déterminée dans la protection, et la stabilité de la protection est obtenue par une retenue relative à la valeur du courant traversant (fig. (4)).

Avantages

- Protection sensible à des valeurs de courants de défaut inférieures au courant nominal de l'élément protégé
- Protection de zone qui peut déclencher instantanément.

Inconvénients

- Le coût de l'installation est important et sa mise en œuvre délicate
- Il faut prévoir une fonction de secours à maximum de courant.

Application

Tous les composants prioritaires de forte puissance peuvent être concernés : moteur, générateur, transformateur, jeu de barres, câble, ligne.

Sélectivités combinées

Une sélectivité mixte est une combinaison de fonctions élémentaires de sélectivité procurant des avantages complémentaires aux sélectivités simples :

- sélectivité totale
- redondance ou secours.

Plusieurs types d'application par association de sélectivités sont possibles :

- ampèremétrique + chronométrique
- logique + chronométrique
- chronométrique + directionnelle
- logique + directionnelle
- différentielle + chronométrique.

Sélectivités ampèremétrique + chronométrique

L'exemple (fig.1) montre que l'on définit à la fois :

- une sélectivité ampèremétrique entre A1 et B
- une sélectivité chronométrique entre A2 et B.

On obtient alors une sélectivité totale, et la protection en A assure le secours de la protection B.

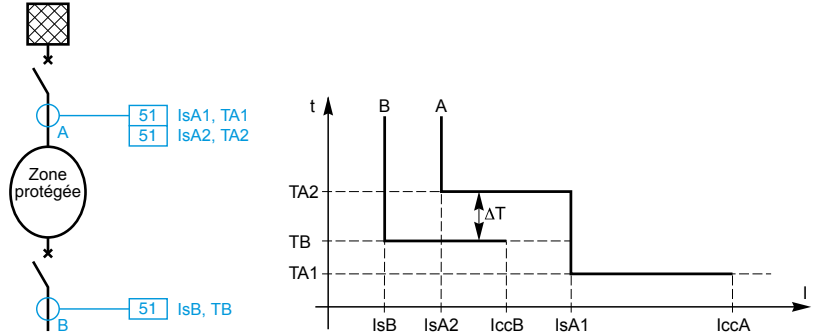


Fig. 1 : sélectivité ampèremétrique + chronométrique

Sélectivités logique + secours chronométrique

L'exemple (fig.2) montre que l'on définit à la fois :

- une sélectivité logique entre A1 et B
- une sélectivité chronométrique entre A2 et B.

La protection A2 assure alors un secours de la protection A1, si celle-ci est défaillante du fait d'un défaut d'attente logique (ordre d'attente permanent).

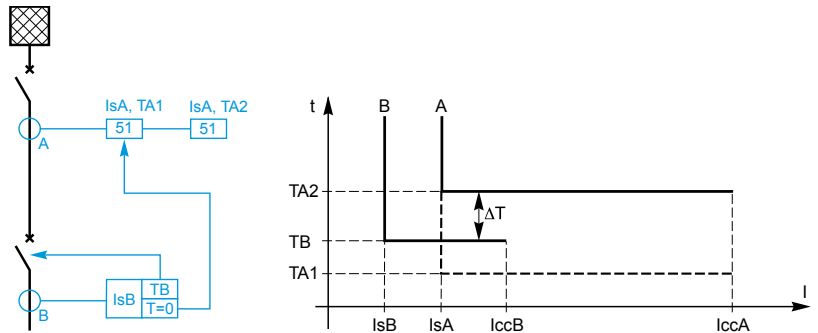


Fig. 2 : sélectivité logique + secours chronométrique

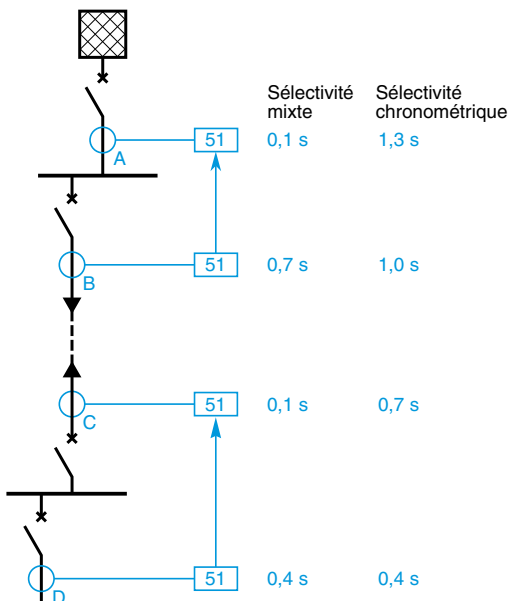
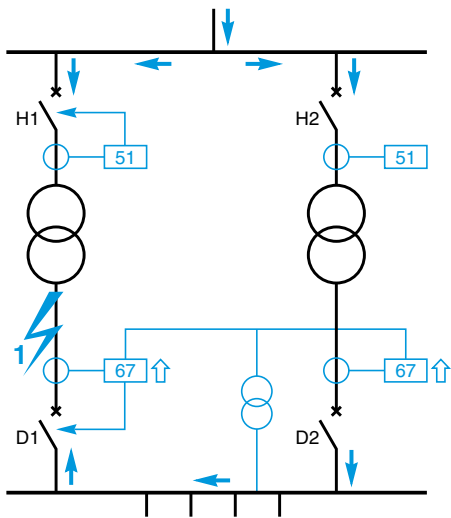


Fig. 3 : comparaison des temps de déclenchement entre sélectivité mixte et sélectivité chronométrique

Sélectivité mixte, logique + chronométrique

L'exemple (fig.3) montre que l'on définit à la fois :

- une sélectivité logique à l'intérieur d'un tableau (A et B d'une part, C et D d'autre part)
- une sélectivité chronométrique entre les deux tableaux B et D, avec $TB = TD + \Delta T$. Il n'est pas nécessaire d'installer une liaison de transmission de signaux logiques entre deux tableaux éloignés. Les temporisations des déclenchements sont réduites par comparaison à une simple sélectivité chronométrique.
- de plus, il faut prévoir un secours chronométrique en A et C. (se reporter au paragraphe ci-dessus).

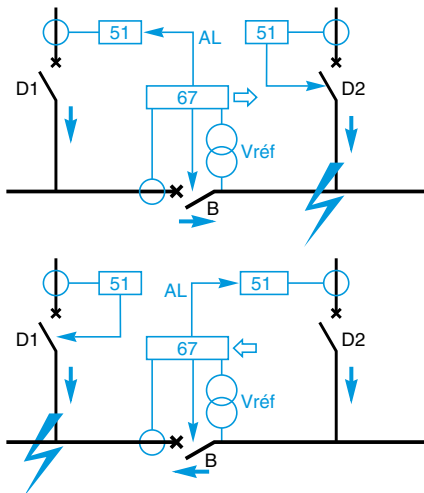


Sélectivités chronométrique + directionnelle

Sélectivités chronométrique + directionnelle

D1 et D2 sont équipés de protections directionnelles faiblement temporisées, H1 et H2 sont équipés de protections à maximum de courant temporisées. En cas de défaut au point 1, seules les protections de D1 (directionnelle), H1 et H2 voient le défaut. La protection sur D2 ne le voit pas, en raison de son sens de détection. D1 s'ouvre. La protection de H2 se désactive, H1 s'ouvre et ainsi le tronçon en défaut H1-D1 est isolé.

$$\begin{aligned} TH1 &= TH2 \\ TD1 &= TD2 \\ TH &= TD + \Delta T \end{aligned}$$



Sélectivités logique + directionnelle

Sélectivités logique + directionnelle

Ce principe est utilisé pour le couplage de deux jeux de barres et pour les boucles fermées.

L'exemple ci-contre montre que l'orientation des ordres d'attente logique est dépendante du sens d'écoulement du courant.

Défaut côté D2 :

- ouverture en D2 et B,
- D1 est bloqué par B (AL : attente logique).

Défaut côté D1 :

- ouverture en D1 et B,
- D2 est bloqué par B (AL : attente logique).

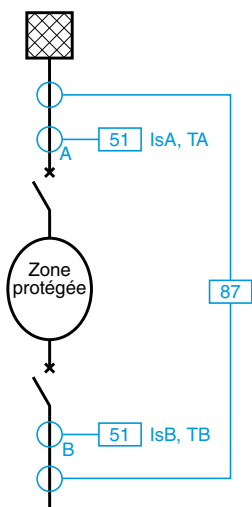
Sélectivités différentielle + chronométrique

L'exemple ci-contre montre que l'on définit à la fois :

- une protection différentielle instantanée
- une protection de courant de phase ou de terre en A en secours de la protection différentielle
- une protection de courant en B pour protéger la zone située en aval
- une sélectivité chronométrique entre les protections en A et B, avec $TA = TB + \Delta T$.

De la sorte, on assure un secours de la protection différentielle, mais des transformateurs de courant à deux enroulements sont parfois nécessaires.

Remarque : la sélectivité chronométrique peut être remplacée par la sélectivité logique.



Sélectivités différentielle + chronométrique

4

Etude d'une installation HTA

4e Alimentations de remplacement/sécurité page

Alimentations de remplacement et de sécurité

Normes et définitions	B40
Choix des alimentations de remplacement	B42
Transfert de sources en HTA	B43

Normes et définitions

Les normes distinguent les sources d'alimentation des installations électriques suivantes :

- source normale
- source de remplacement
- source normal-remplacement
- source de sécurité

Une source de remplacement permet, en cas de défaillance de la source normale, la poursuite de l'exploitation, hors des raisons liées à la sécurité des personnes.

Une source de sécurité permet d'alimenter des circuits et installations dédiés à la sécurité des personnes.

Normes

Outre les règlements spécifiques aux immeubles de grande hauteur (IGH) et établissements recevant du public (ERP), les normes françaises relatives aux alimentations de remplacement ou de sécurité sont les suivantes :

- NF C 15-100 : installations électriques BT
- NF C 13-200 : installations électriques HTA (version 2009 en préparation)
- NF C 15-211 : installations électriques BT dans les locaux à usages médicaux (août 2006)
- NF S 61-940 : relative aux "Alimentations Electriques de Sécurité (A.E.S)" et aux "Systèmes de Sécurité Incendie (S.S.I)" qu'elles alimentent (février 2002).

Types de sources

La norme NF S 61-940 distingue plusieurs types de sources d'alimentation des installations électriques. Cette classification, reprise dans les autres normes, répond au souci d'assurer, en cas de défaillance de l'installation ou de sinistre :

- prioritairement la sauvegarde des personnes (personnel et public) en permettant :
 - au minimum leur évacuation sans panique ni dommage
 - une délimitation de la zone sinistrée (cloisonnement, isolement, etc.)
- si nécessaire la sauvegarde des biens (patrimoine, production, etc.).

Source normale

"Source constituée généralement par un raccordement au réseau de distribution publique haute tension ou basse tension" (NF S 61-940).

Les sources normales assurent l'alimentation normale de l'installation électrique et sont dimensionnées pour la puissance de l'installation.

Source de remplacement

"Source délivrant l'énergie électrique permettant de poursuivre toute ou partie de l'exploitation du bâtiment ou de l'établissement en cas de défaillance de la source normale" (NF S 61-940).

Les sources de remplacement peuvent fonctionner en permanence ou non, et en parallèle ou non avec les sources normales. Leur puissance, généralement inférieure à la puissance de l'installation, permet d'assurer son fonctionnement en mode dégradé. Leur raccordement peut s'effectuer à n'importe quel niveau (HTA ou BT) de l'architecture de l'installation.

Les sources de remplacement ne suffisent pas pour garantir pas la sécurité des personnes, sauf si elles sont reconnues utilisables comme sources de sécurité.

Elles alimentent des circuits prioritaires ayant pour objet :

- Le maintien de l'exploitation en cas de défaillance de la source normale, par exemple pour la reprise de process critiques comme :
 - équipements d'hôpitaux
 - traitements informatiques de data centers
 - agro-alimentaire, chambres froides, couveuses
 - polymérisation de produits chimiques, etc.
 - L'optimisation économique de l'énergie : options tarifaires assorties de délestage, cogénération ou utilisation de moyens de production par énergies renouvelables.
- Selon l'application, la source de remplacement se substituera à la source normale :
- avec ou sans coupure lors de la reprise
 - de façon automatique ou manuelle
 - pendant une durée d'autonomie minimum.

Source de sécurité

"Source prévue pour maintenir le fonctionnement des matériels concourant à la sécurité contre les risques d'incendie et de panique en cas de défaillance de la source normal-remplacement" (NF S 61-940).

Les sources de sécurité s'imposent pour la sécurité des personnes et la préservation des biens. Elles sont nécessaires même si l'installation comporte des sources de remplacement.

Ces sources alimentent des circuits de sécurité destinés à des installations de sécurité. Elles doivent être raccordées au plus proche des récepteurs vitaux alimentés. Elles doivent en outre disposer d'une autonomie suffisante et font l'objet de conditions de maintenance spécifiques.

La norme NF S 61-940 spécifie notamment :

- L'autonomie des sources de sécurité : elle doit être suffisante pour alimenter les installations de sécurité pendant une durée minimale de 1 heure.
- Les conditions de maintenance des groupes électrogènes utilisés comme source de sécurité (groupes électrogènes de sécurité) :
 - entretien régulier et d'essais selon une périodicité minimale :
 - tous les quinze jours : vérification du niveau d'huile, d'eau et de combustible, du dispositif de réchauffage du moteur et de l'état de la source utilisée pour le démarrage (batterie ou air comprimé) ;
 - tous les mois : en plus des vérifications ci-dessus, essai de démarrage automatique avec une charge minimale de 50 % de la puissance du groupe et fonctionnement avec cette charge pendant une durée minimale de trente minutes.
 - Les interventions correspondantes et leurs résultats doivent être consignés dans un registre d'entretien tenu à la disposition de la commission de sécurité.

Une alimentation électrique de sécurité fournit l'énergie aux installations de sécurité liées aux risques d'incendie et de panique.

Source de remplacement utilisée comme source de sécurité

Dans certaines conditions, une source de remplacement peut être utilisée comme source de sécurité. La nouvelle norme NF C 13-200 en cours de révision prévoit notamment que lorsque les sources de remplacement présentent un haut niveau de fiabilité il peut être admis de les utiliser comme sources de sécurité sous réserve des conditions suivantes :

- La puissance nécessaire est fournie par plusieurs sources telles qu'en cas de défaillance de l'une d'entre elles la puissance encore disponible soit suffisante pour alimenter tous les équipements de sécurité, au besoin par des délestages appropriés.
- Les équipements de sécurité sont alimentés par au moins deux circuits indépendants issus de sources de remplacement.
- Toute défaillance d'une source de remplacement n'affecte pas le fonctionnement des autres sources.

Alimentation électrique de sécurité (AES)

“Dispositif qui fournit l'énergie électrique nécessaire au fonctionnement des installations de sécurité afin de leur permettre d'assurer leur fonction aussi bien en marche normale, lorsque l'énergie provient de la source normal-remplacement, qu'en marche en sécurité lorsque l'énergie provient de la source de sécurité”. Toutes les installations de sécurité doivent être alimentées par une alimentation électrique de sécurité (AES) conforme à la norme NF S 61-940.

Installation de sécurité

Les installations de sécurité sont essentiellement liées aux risques d'incendie et de panique. Elles doivent être mises ou maintenues en service pour assurer l'évacuation du public et faciliter l'intervention des secours.

Elles comprennent :

- les installations du système de sécurité incendie (SSI)
- les ascenseurs devant être utilisés en cas d'incendie
- les secours en eau (surpresseurs d'incendie, pompes de réalimentation en eau, compresseurs d'air des systèmes d'extinction automatique à eau, etc.)
- les pompes d'exhaure
- d'autres équipements de sécurité spécifiques de l'établissement considéré, à condition qu'ils concourent à la sécurité contre les risques d'incendie et de panique
- les moyens de communication destinés à donner l'alerte interne et externe.

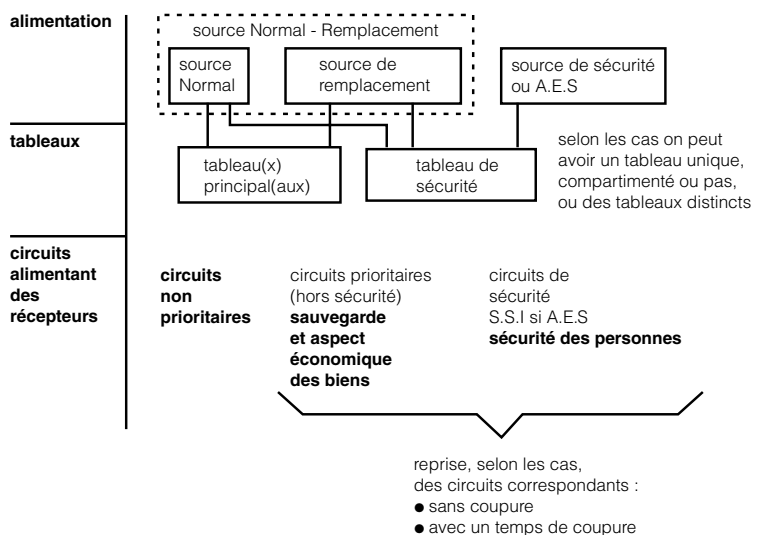
L'éclairage de sécurité constitue un équipement spécifique : il doit être alimenté par une source centralisée à batterie d'accumulateurs conforme à la norme NF C 71-815.

Implication sur l'équipement électrique

L'alimentation électrique de sécurité implique, au-delà de la source de sécurité, les caractéristiques de la distribution électrique alimentant les installations de sécurité :

- tableau électrique dit “de sécurité” (NF S 61-940) qui ne contient que des dispositifs concernant exclusivement des installations de sécurité (le tableau est dit “normal” dans le cas contraire). Un tableau de sécurité imposera une attention plus particulière à sa conception (cloisonnement, maintenabilité, etc...) en fonction des applications concernées et de leur législation spécifique
- sécurité des canalisations, notamment leur comportement au feu
- types d'automatismes de reprise et temps de coupure, etc.

Réseau principal et de sécurité



Choix des alimentations de remplacement

Le choix des sources de remplacement dépend des besoins d'alimentation vis-à-vis des impositions en matière de :

- sécurité des personnes
- sécurité et aspect économique des biens.

La solution optimale satisfaisant la quasi-totalité des besoins consiste à associer un onduleur avec un groupe électrogène à démarrer en relève.

Éléments de choix

Sécurité des personnes

Des textes ou des spécifications régissent, selon les établissements et installations, les conditions de mise en place de sources de sécurité ou alimentation électrique de sécurité (A.E.S).

Ces textes se traduisent par un certain nombre de conditions à respecter :

- durée de coupure admissible au début de la défaillance, qui correspond en pratique au temps nécessaire pour que la source de remplacement ou sécurité prenne le relais ; selon les cas il est imposé, par exemple par la norme : NF C 15-211 relative aux installations électriques BT dans les locaux à usage médicaux :
 - niveau de criticité 1 : aucune coupure
 - niveau de criticité 2 : coupure ≤ 15 secondes
 - niveau de criticité 3 : coupure de 15 secondes à 30 minutes
- durée de maintien minimum de la source de remplacement, qui correspond en général au temps nécessaire pour mener à bien les opérations de sauvegarde des personnes ; par exemple :
 - E.R.P (Etablissements Recevant du Public), durée d'évacuation de 1 heure mini.
 - I.G.H (Immeuble de Grande Hauteur), autonomie de source de 36 heures.
 - Equipement hospitaliers, autonomie de source de 48 heures.

Sécurité des biens

La sécurité des biens se traduit par d'autres conditions similaires :

- aucune coupure tolérée dans les applications sensibles ou critiques comme :
 - les systèmes informatiques et de télécommunication
 - les process continus, à moins de systèmes à inertie offrant une tolérance de l'ordre de la seconde
 - durée de sauvegarde des données dans les systèmes informatiques (10 minutes)
 - durée de maintien souhaitée de la source de remplacement ; cette durée résulte d'un choix, fonction de l'enjeu économique lié ou non à la poursuite de l'exploitation au delà de la durée minimum exigée pour la seule sécurité des personnes.
- Le tableau ci-dessous résume les besoins et les solutions envisageables.

Tableau des besoins et solutions possibles

besoin		sécurité des personnes			sécurité et aspects économiques des biens					
alimentation pour		éclairage minimum et système d'informations minimum centralisés		machineries participant à la sécurité des personnes présentes et/ou du voisinage au début du sinistre ou de la défaillance		matériels d'informatique, de télécommunications, d'automatique	machines de process industriels interruptible (séquentiel) non interrupt. (continu)			
application		salles et lieux recevant du public ; selon les établissements		mise en sécurité ou sauvegarde de process		alimentation des autres équipements liés à la sécurité	serveur de réseaux data centers contrôle process	transformation séquentielle à froid de matériaux	contrôle commande de paramètres du process	
types		≥ 200 ou ≥ 1 500 personnes		autres (peu de public)						
exemples d'installations		I.G.H. E.R.P. spectacles hypermarchés hôpitaux bureaux écoles		commerces administrations professions libérales		alarme incendie volets désenfumage déverrouillage des issues de secours et fermeture des portes de cloisonnement	blocs opératoires balisage de piste éclairage tunnel ascenseurs I.G.H. pompes incendies process non interruptibles	services informatiques téléphonie mobile systèmes de gestion de production et de process	usinage en mécanique légère chaîne de montage emballage	nucléaire chimie biologie thermique mécanique lourde (à forte inertie)
conditions										
durée de coupure admissible	nulle	■ (1)		■		■		■		
	≤ 1 s	■ (1)				■ (1)		■	■	
admissible	≤ 15 s	■ (1)		■		■ (1)		■ (2)		
	≤ 30 min	■ (1)						■ (2)		
durée de maintien minimum et souhaitable	10 min.						■ (4)	■	■	
	20 min.			■		■		■	■	
solutions	1 h	■ (3)		■ (3)		■		■	■	
	> 1 h	selon maintien activité							permanent si enjeu économique	
technique utilisée		onduleur avec autonomie batterie adaptée et groupe à démarrer en relève		groupe permanent en parallèle ou onduleur avec ou sans groupe à démarrer en relève		groupe à temps zéro non parallèle ou onduleur avec groupe à démarrer en relève	onduleur avec ou sans groupe à démarrer en relève	onduleur avec groupe à temps zéro en relève	groupe permanent	

(1) Selon les établissements et les textes officiels correspondants.
 (2) Selon l'enjeu économique.
 (3) Durée d'évacuation des personnes.
 (4) Durée de sauvegarde.

Transferts de sources en HTA

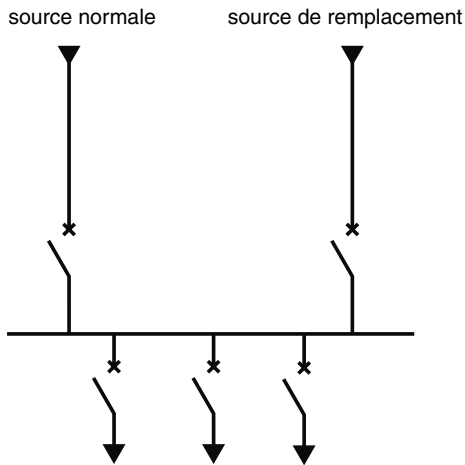


Fig. 1 : reprise d'alimentation sans couplage

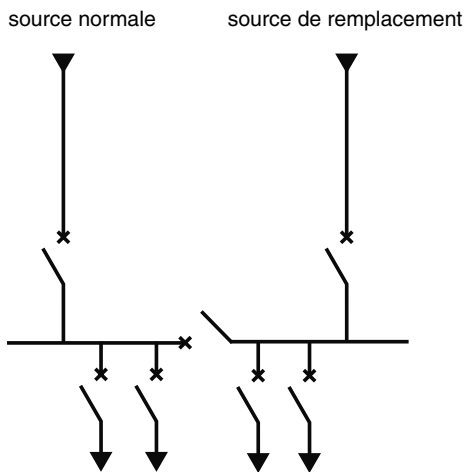
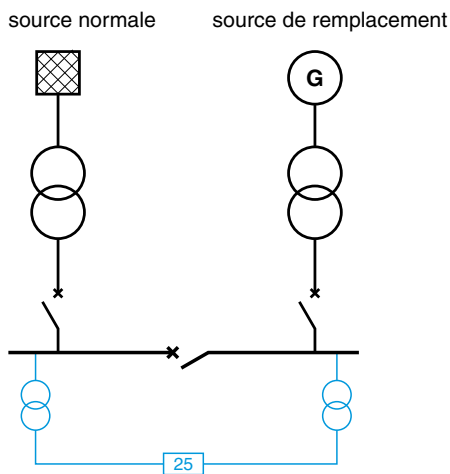


Fig. 2 : reprise d'alimentation avec couplage



Protection de couplage entre 2 réseaux

Automatismes de transfert de sources HTA

Les tableaux HTA dont la perte d'alimentation est critique sont en général alimentés par deux ou trois sources. Ces sources, de type normal, remplacement ou secours peuvent se secourir mutuellement, une d'elle pouvant être constituée de groupes de production interne. Le schéma d'alimentation correspondant peut comporter ou non un disjoncteur de couplage.

Ce type de configuration requiert un automatisme de transfert pour gérer la commande des appareils de coupure des arrivées des tableaux.

Un automatisme de transfert permet :

- d'améliorer la disponibilité de l'alimentation secours mutuel des sources
- d'optimiser la consommation électrique en alimentant le tableau par la source la plus économique (ex : options tarifaires ou source avec groupes de production interne)

Il assure la séquence de transfert entre sources qui peut se faire :

- avec coupure : lors du transfert, les deux source n'alimentent pas la charge en parallèle.
- sans coupure : lors du transfert, les deux sources alimentent la charge en parallèle et dans ce cas ces sources doivent être synchrones.

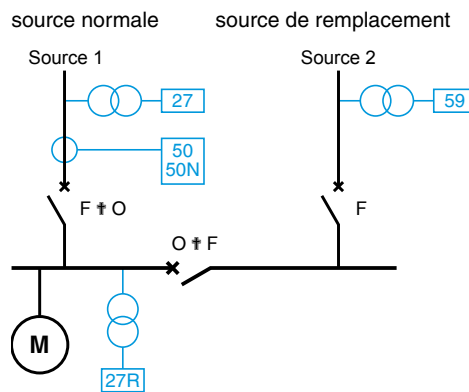
L'automatisme de transfert est souvent géré par un système de contrôle-commande associé à la distribution de puissance qui permet, entre autre, d'analyser l'ensemble des conditions préalables à l'exécution d'un transfert :

- cohérence des appareils de sectionnement (ex : tous les sectionneurs fermés ou tous les disjoncteurs embrochés)
- absence de tension sur la source à normale ne résultant pas d'un déclenchement sur défaut aval, qui serait alors réalimenté par la source de remplacement.
- présence de tension sur la source de remplacement
- tension et fréquence et le cas échéant phase permettant un transfert sans couplage (production interne) ou avec couplage (sources provenant de producteurs différents)
- seuil de tension rémanente sur un jeu de barres en cas d'alimentation de moteurs, etc.

Les relais de protection Sepam permettent gérer les protections nécessaires et peuvent être connectés à un automatisme de transfert par leurs interfaces de communication numériques.

Les figures ci-dessous représentent deux exemples, avec la codification ANSI correspondantes des protections.

Les figures ci-dessous représentent deux exemples avec la codification ANSI (voir **page B32**) correspondant.



Transfert automatique de source

La présence d'un couplage implique des fonctions de synchronisme (Synchro-check type ANSI 25) et le cas échéant de découplage pour éviter la perturbation mutuelle des sources (cas d'un réseau public et d'une source autonome)

Réglage des protections avec transfert de sources

Le basculement d'une source normale sur une source de remplacement peut modifier le plan de protection du réseau et on peut être amené à utiliser des protections à double seuil :

- un seuil haut qui correspond aux risques de défauts en cas d'alimentation par la source normale, avec une temporisation assez courte
- un seuil plus bas qui correspond aux risques de défauts avec l'arrivée secours, avec une temporisation plus longue de façon à ne pas déclencher intempestivement avec l'arrivée normale.

Cette nécessité de deux seuils tient au fait que les groupes de secours sont constitués d'un moteur thermique (diesel) qui entraîne un alternateur et que l'intensité de court-circuit de ce dernier est beaucoup plus faible que celle des transformateurs qu'ils suppléent.

Typiquement en HTA distribution publique :

- I_{cc} réseau = 7000 à 12500 A
- I_{cc} groupe de secours = 2 à 4 I_n des groupes.

Ces éléments doivent être pris en compte lors de la définition de l'installation.

Les unités numériques telles que le Sepam peuvent d'intégrer les automatismes nécessaires à la fois au transfert de source et au changement de seuil des protections correspondants.

Exemple en HTA

Généralement, les deux niveaux de protection correspondant aux deux sources sont obtenus avec un même matériel, placé sur le départ concerné.

Il est possible de télécommander un seuil pré-réglé en fonction de la source de remplacement utilisée et de la variation du courant nominal.

La figure 1 présente le type de courbe de protection correspondante dans l'exemple suivant :

- 900 A, soit 10 I_n pour un départ de courant nominal de 90 A, et 0,3 s pour le réseau normal
- 120 A, soit 1,3 I_n pour le départ alimenté par le groupe de remplacement, et un temps de 0,6 s.

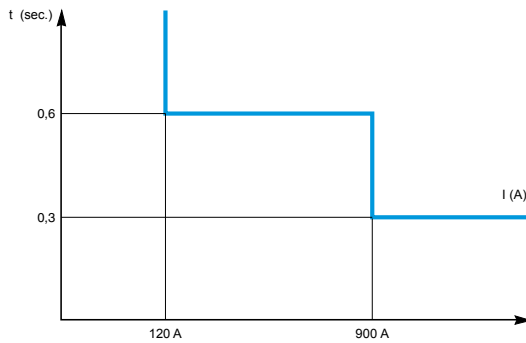


Figure 1 : télécommande de seuil pré-réglé.

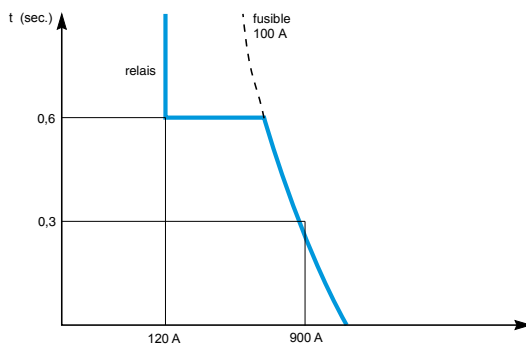


Figure 2 : protection transformateur par interrupteur-fusibles.

En ce qui concerne la protection d'un transformateur, dont le courant nominal reste le même quelle que soit la source, une réalisation simple et économique consiste à associer les caractéristiques d'un combiné interrupteur-fusibles et d'un relais ampèremétrique à l'aide d'une cellule SM6 de type QMC équipée d'un Sepam.

La figure 2 présente le type de courbe de protection obtenue dans l'exemple suivant :

- courant nominal de 90 A
- protection sur court-circuit, dans le cas d'alimentation par la source normale, à 900 A (10 I_n) en 0,2 sec., réalisée par un fusible 100 A
- protection sur défaut dans le cas d'alimentation par la source de remplacement, à 120 A (1,3 I_n) en 0,6 sec. par relais.

La protection relative à la source de remplacement agit aussi comme une protection de surcharge quand l'alimentation se fait par la source normale.

5

Postes HTA

page

Schéma général et type de poste

Réseau de distribution d'énergie	B46
Type de postes HTA	B47

Postes d'intérieur ou préfabriqués d'extérieurs

Fonctions d'un poste	B48
Le savoir-faire Schneider Electric	B49

Contraintes et étapes du choix d'un poste

B50

Poste de livraison HTA à comptage BT

Définition et contraintes réglementaires	B51
Schéma et équipements	B52
Choix du transformateur	B53
Choix des cellules HTA	B54
Choix du matériel BT	B56
Installation, liaisons, raccordements	B57
Prises de terre et conducteurs de protection	B58
Verrouillage d'exploitation	B59

Poste de livraison HTA à comptage HTA

Définition et contraintes réglementaires	B60
Schéma et équipements	B61
Choix des matériels	B62
Sélectivité HTA/BT	B64
Comptage et mesures privées	B64

Poste de répartition HTA/HTA et sous-stations HTA

Présentation et exemple de schéma	B65
-----------------------------------	-----

Poste de centrale autonome

B66

Schéma général et types de postes

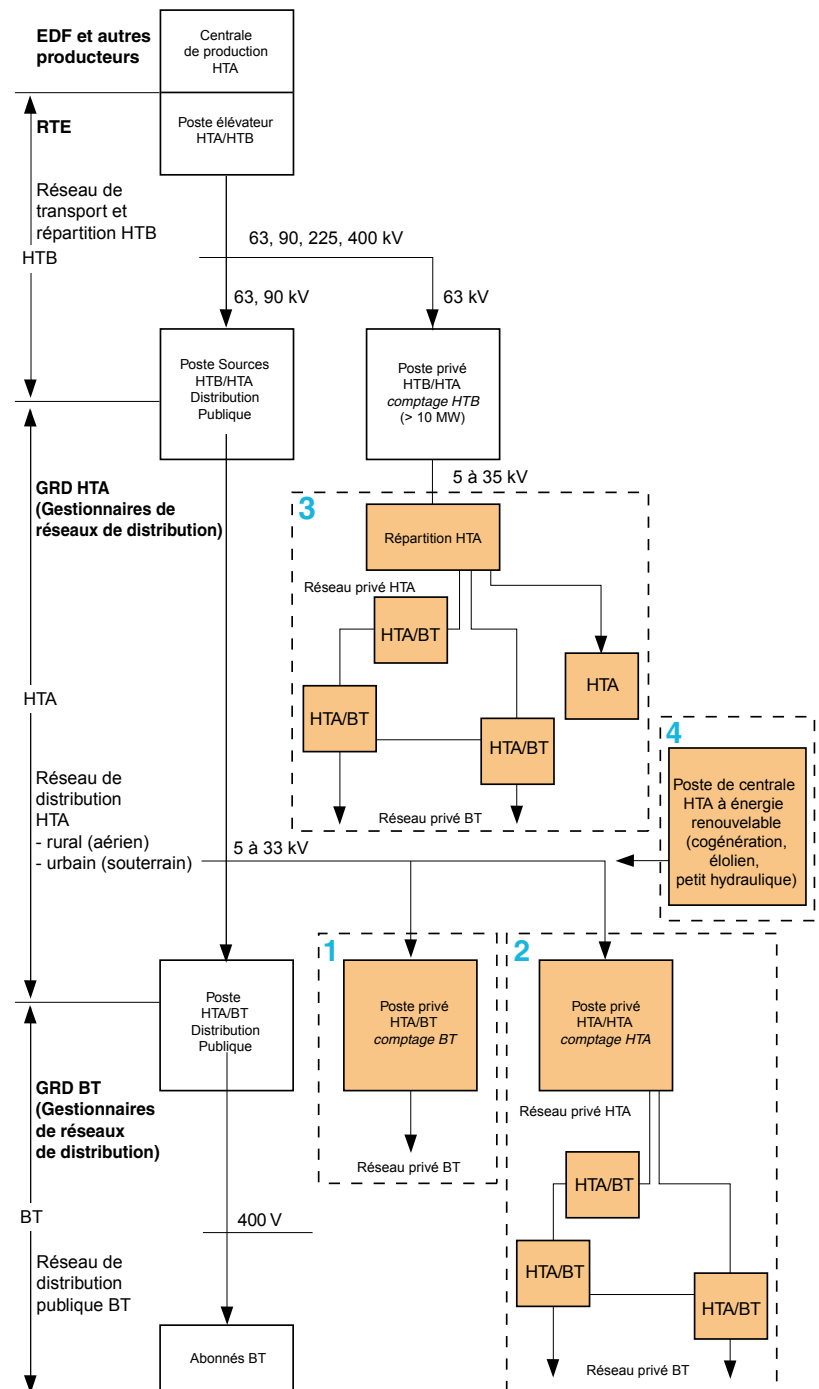
Réseau de distribution d'énergie

En HTA la livraison d'énergie électrique se fait, selon la puissance en :

- HTA avec comptage BT
- HTA avec comptage HTA.

Le schéma ci-dessous rappelle l'organisation générale du réseau et les types de postes HTA utilisés pour la distribution à partir des points de livraison.

- 1 - Poste de livraison HTA à comptage BT
- 2 - Poste de livraison HTA à comptage HTA, avec éventuellement une distribution par réseau HTA vers des postes (sous-stations) HTA/BT
- 3 - En aval de la livraison HTB à comptage HTB de la grosse industrie, le poste de répartition HTA avec éventuellement une distribution par réseau HTA vers des postes (sous-stations) HTA/BT ou des utilisations HTA.
- 4 - Le poste de production d'énergie autonome (centrale privée), en général utilisant les énergies renouvelables (cogénération, éolien, photovoltaïque, petit hydraulique...).



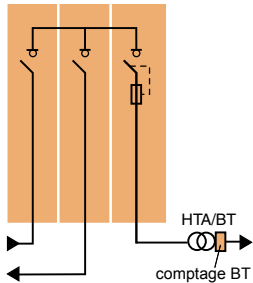
Types de postes HTA

On désigne par "poste" une installation électrique raccordée à un réseau public ou privé de distribution d'énergie.

Le schéma ci-dessous présente un exemple de distribution électrique pour les différents type de postes et de réseaux internes alimentés. Chaque poste peut être réalisé à partir de matériels HTA modulaires en poste d'intérieur ou d'extérieur préfabriqué aménagé prêt à installer

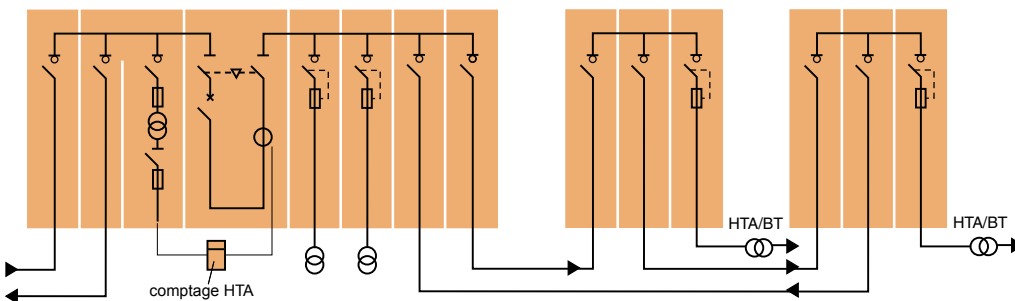
1 - Postes de livraison HTA à comptage BT

voir page **B51**



2 - Poste de livraison HTA à comptage HTA et sous stations éventuelles HTA/BT

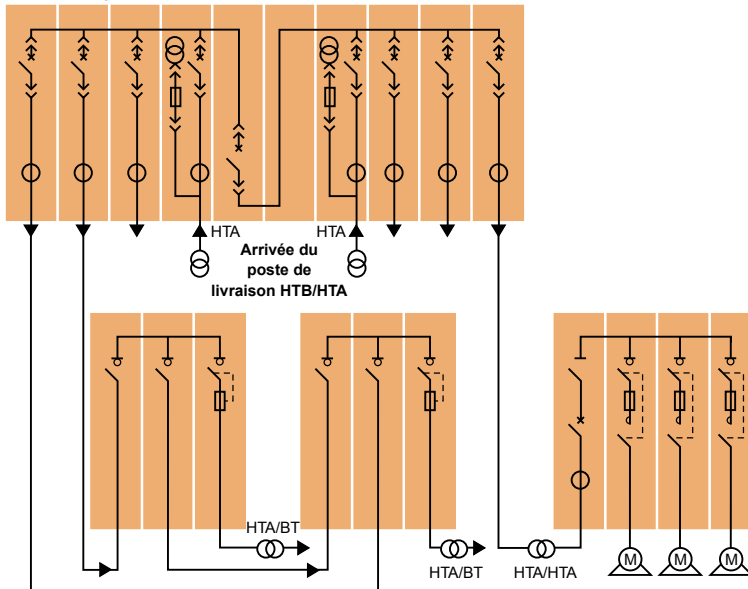
voir page **B60**



3 - Répartition HTA et sous stations HTA/BT ou HTA/HTA

voir page **B65**

Poste de répartition HTA



4 - Poste de centrale autonome HTA

voir page **B66**

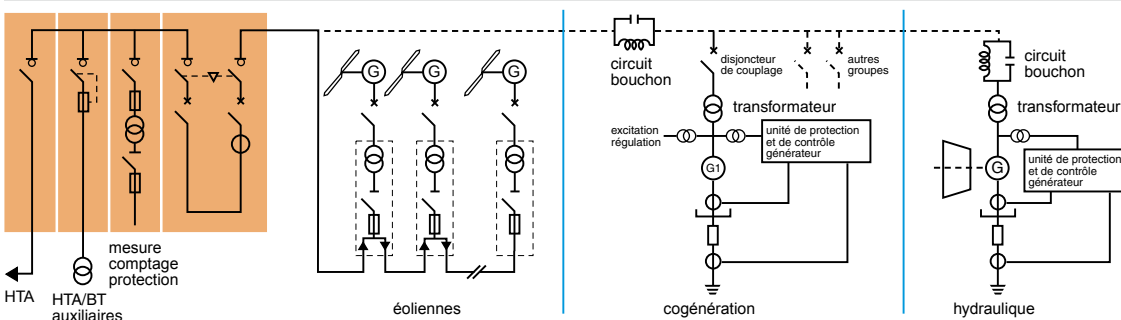


Schéma général et types de postes

Fonctions d'un poste

Les fonctions d'un poste intègrent, au delà des équipements électriques, la réponse à un ensemble de besoins prenant en compte l'environnement global dans lequel ils sont utilisés.

Evolution des besoins

Traditionnellement le terme "poste" désigne une "installation électrique" raccordée au réseau public ou privé de distribution.

Les fonctions habituelles de cette installation sont, outre le raccordement au réseau avec comptage, la transformation du niveau de tension de l'énergie et sa répartition vers l'aval, et parfois la production d'énergie autonome.

L'évolution des besoins amène à intégrer d'autres fonctions telles que :

- alimentation d'applications sensibles (ex : onduleurs)
- commande de moteurs (ex : variateurs)
- automatismes de réseaux
- communication avec des systèmes de surveillance, les réseaux et Internet
- intégration à l'environnement
- sécurité vis à vis des risques pour le personnel et l'environnement
- aspect économique lié à la maîtrise des délais de réalisation
- évolutivité pour s'adapter aux réorganisations d'exploitation.

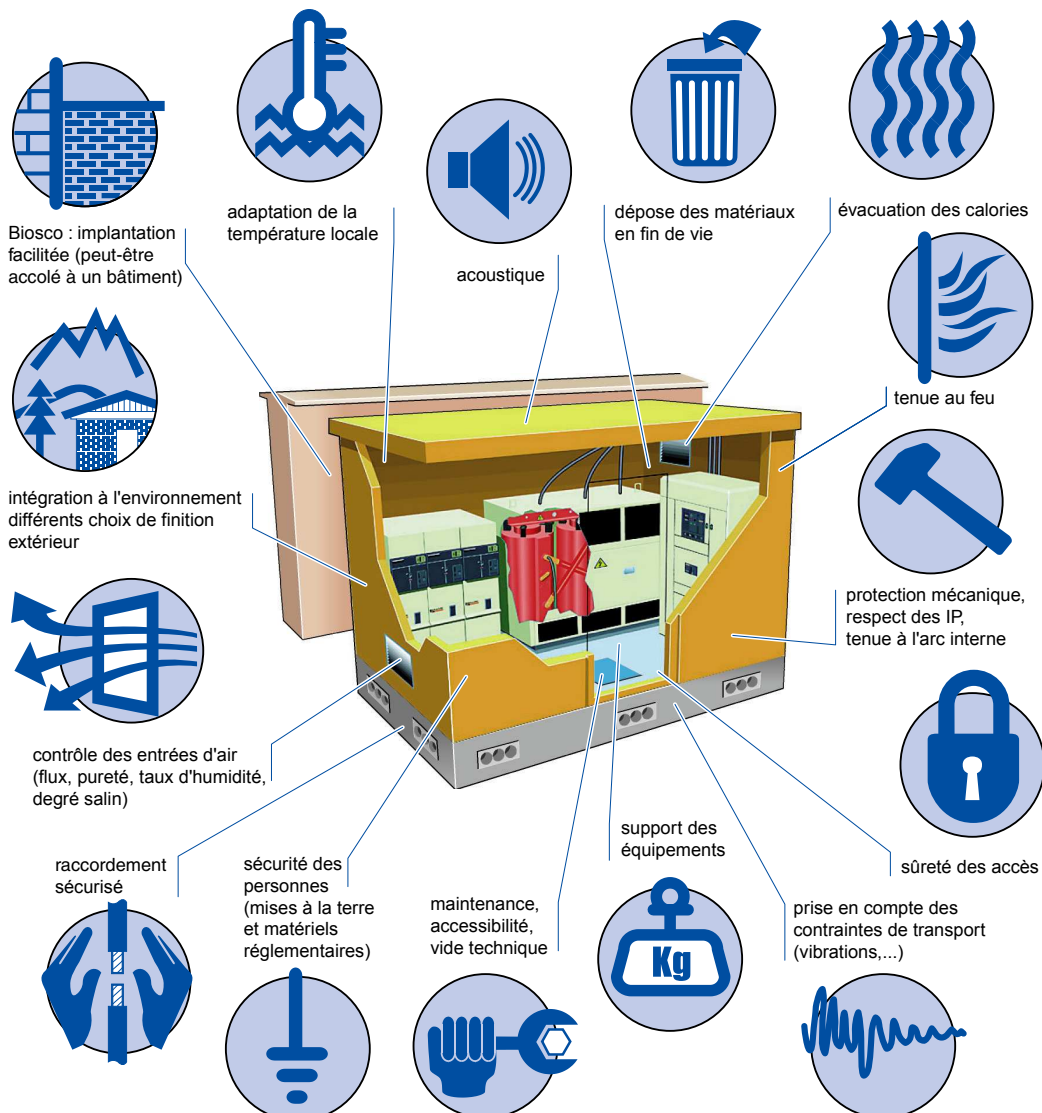
La notion de poste dépasse le cadre de la seule installation électrique pour englober un ensemble de fonctions, électriques, environnementales et de sécurité qui doivent être optimisées dans un cadre économique donné.

La solution postes préfabriqués

Le traditionnel "local électrique" du poste "d'intérieur" impose des contraintes normatives, de place et un réponse multi-intervenants à ces besoins.

Ceci amène l'utilisateur à envisager des solutions de "postes préfabriqués d'extérieurs" intégrant l'ensemble des réponses aux fonctions nécessaires.

Fonctions assurées par le poste d'extérieur préfabriqué



Le savoir-faire Schneider Electric

Schneider Electric maîtrise l'ingénierie et la réalisation des solutions complètes de distribution d'énergie HTA et BT :

- équipements électriques pour postes
- postes préfabriqués équipés, aménagés ou personnalisés, intégrant toutes les contraintes de leur environnement.

Vous disposez ainsi d'un interlocuteur unique, pour la prise en compte globale des fonctions répondant à vos besoins.

Une maîtrise globale des compétences nécessaires

Schneider Electric dispose de la compétence globale permettant la prise en compte de l'ensemble des besoins, par la maîtrise de :

- tous équipements électriques HTA rencontrés dans les postes (cellules HTA modulaires SM6, départs moteurs, transformateurs HTA/HTA, HTA/BT, tableaux BT, condensateurs...)
- la surveillance des paramètres de fonctionnement de ces équipements par les centrales de mesure PowerLogic System
- la communication des équipements
- l'ingénierie et la réalisation d'enveloppes préfabriquées aménagées ou personnalisées intégrant ces équipements en respectant les normes et l'environnement (essais certifiés de ventilation, arc interne, simulations 3D d'implantation...)
- l'ingénierie de postes spécifiques
- l'ingénierie de réseaux pour des solutions multipostes.

Schneider Electric vous propose un choix complet, soit de solutions d'équipements électriques de postes d'intérieur, soit de postes préfabriqués d'extérieur intégrant toutes les contraintes.

Un savoir-faire unique de solutions préfabriquées du poste HTA/BT au multipostes en réseau

Schneider Electric met à votre service un savoir-faire unique de postes préfabriqués, du plus simple jusqu'à la distribution complète multipostes, optimisant la réalisation d'ensemble et prenant en compte tous les aspects liés à l'environnement et la sécurité.

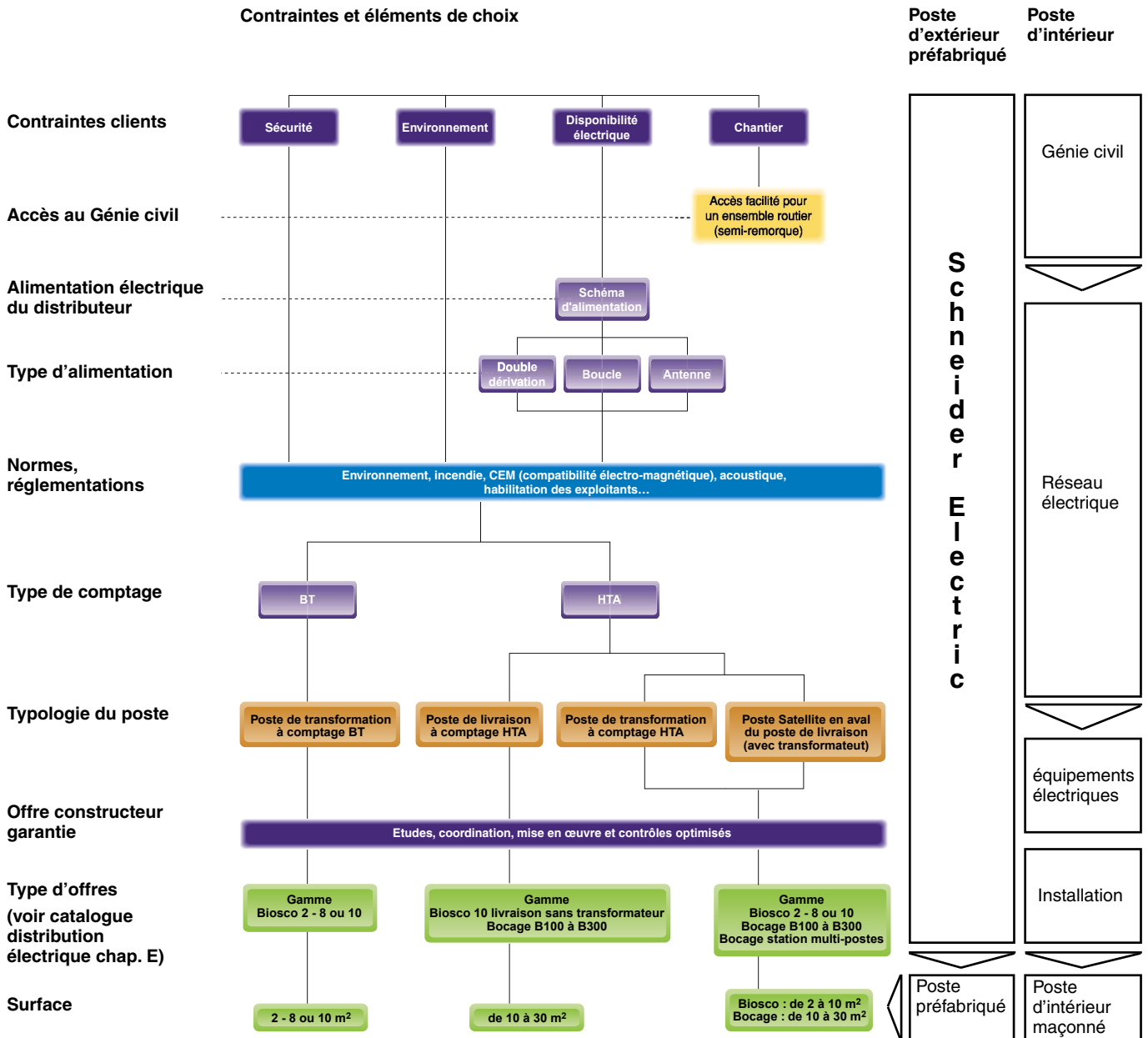
Ce savoir-faire résulte d'études poussées d'ingénierie sur toutes les fonctions du poste, attestées par des essais et certifications et d'une expérience cumulée de plus de 60 000 postes. Il vous permet de réaliser vos postes en vous libérant pour les autres tâches essentielles liées à l'exploitation de votre installation.

Contraintes et étapes du choix d'un poste

La réalisation d'un poste

La démarche prenant en compte l'ensemble des contraintes liées à la réalisation d'un poste est résumée par l'organigramme de choix suivant. Les solutions de postes préfabriqués aménagés Schneider Electric permettent d'optimiser la réponse avec un interlocuteur unique.

Les contraintes et étapes de la réalisation d'un poste



Définition et contraintes réglementaires

Un poste HTA/BT à comptage BT comporte **un seul transformateur de courant secondaire ≤ 2000 A, soit une puissance inférieure ou égale à 1250 kVA en 20 kV.**

Dans les autres cas (plusieurs transformateurs $I_s > 2000$ A, soit $P > 1250$ kVA en 20 kV) le comptage se fait en HTA.

Le poste HTA/BT doit être dans un local inaccessible au public ou au personnel non autorisé. Il doit répondre aux normes NF C 13-100 (partie HTA) et NF C 15-100 (partie BT) et aux décrets de sécurité des installations alimentées (ERP, IGH, établissements de santé).

La prise en compte des contraintes de sécurité, environnement, chantier, maîtrise des délais et administratives amène souvent à des solutions préfabriquées clé en main.

Définition

Installation électrique raccordée à un réseau de distribution publique HTA sous une tension nominale de 1 à 24 kV comprenant :

- un seul transformateur HTA/BT dont le courant secondaire assigné est au plus égal à 2000 A.

Cette limite correspond à $S_{max} \leq 1250$ kVA pour un transformateur 20 kV / 400 V. En effet, $S = U I \sqrt{3} = 410 \times 2000 \times 1,732 = 1385$ kVA, et 1250 kVA est la puissance normalisée immédiatement inférieure.

Cette limite correspond, selon les tensions, à un seul transformateur de puissance inférieure ou égale à :

- 1250 kVA en 20 kV
- 1000 kVA en 15 kV
- 630 kVA en 10 kV
- 400 kVA en 5,5 kV.

L'installation se situe généralement dans un local incluant ou non le tableau général BT. Le local tout entier constitue le poste. Les groupes de remplacement BT éventuels sont en général situés dans un local séparé.

Le local peut être intérieur à un bâtiment ou, de plus en plus souvent, extérieur préfabriqué, aménagé, livré avec l'appareillage électrique et prêt à raccorder.

Normes d'installation et de sécurité

Le poste de livraison HTA/BT doit être installé dans des locaux inaccessibles au public ou au personnel non autorisé.

Il répond de plus aux normes, textes officiels et décrets suivants :

- décret du 14 nov. 88 sur la protection des travailleurs
- NF C 13-100 (avril 2001) relative aux postes de livraison raccordés au réseau de distribution publique de 1 à 33 kV
- NF C 15-100 pour la partie BT des postes (partie en aval du transformateur HTA/BT et tous auxiliaires BT tels que l'éclairage, la ventilation forcée si elle existe, etc.)
- NF C 17-300 pour la protection des transformateurs immergés dans l'huile
- HN-64-S33 spécification des équipements électriques HTA du poste, lorsqu'il dépend de EDF.

Éventuellement les textes officiels :

- décret du 31-10-73 et arrêtés depuis le 19-1-76 si l'établissement alimenté par le poste est amené à recevoir du public (ERP)
- décret du 15-11-67 modifié le 15-6-76 et arrêtés depuis le 18-10-77 si l'établissement alimenté par le poste est un immeuble de grande hauteur (IGH).
- circulaire DH05/E4/2005/256 de mai 2005 sur l'alimentation électrique des établissements de santé publics et privés.
- NF C 15-211 (août 2006) sur les installations électriques BT dans les locaux à usages médicaux.

Solution d'intérieur ou d'extérieur

Au-delà des caractéristiques électriques, de nombreuses contraintes vont influencer sur le choix des matériels et la préférence éventuelle pour une solution poste préfabriqué clé en main, (voir [page B48](#)).

Les dispositions de l'ensemble des postes doivent permettre au distributeur d'avoir accès en permanence :

- aux cellules d'arrivée
- aux dispositifs aval de sectionnement des installations
- au panneau de comptage.

Démarche administrative

Avant toute réalisation, l'approbation préalable du distributeur d'énergie électrique doit être demandée sur les dispositions prévues, tant en ce qui concerne le choix du matériel que son emplacement.

Toute modification des dispositions initiales doit également être soumise à l'approbation préalable du distributeur d'énergie électrique.

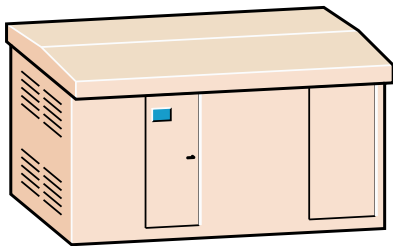
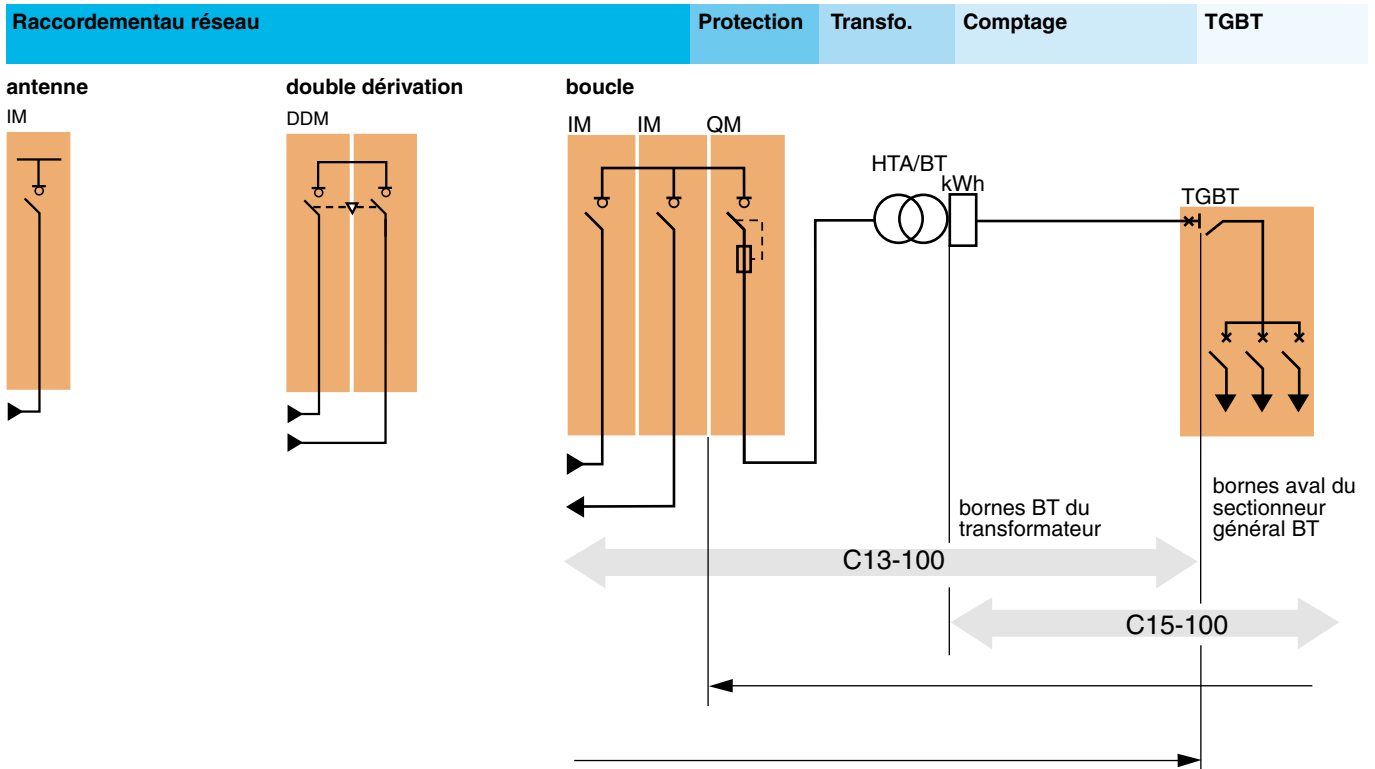
La demande d'approbation préalable du distributeur d'énergie électrique est accompagnée notamment des renseignements suivants :

- position du poste par rapport aux voies attenantes et indication des voies d'accès et des passages des canalisations d'alimentation
- schéma des connexions du poste et des circuits de terre
- nomenclature des matériels électriques et leurs caractéristiques
- plans du local abritant le poste, y compris celui du tableau de comptage
- schéma de raccordement des autres sources éventuelles d'énergie électrique de l'installation
- dispositions prévues pour réduire l'énergie réactive
- dispositions prévues pour le tableau de comptage.

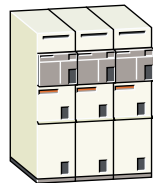
Poste de livraison HTA à comptage BT

Schéma et équipements

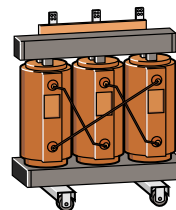
Le schéma ci-dessous représente la réalisation des diverses fonctions du poste par des cellules HTA répondant aux normes et recommandations CEI et UTE / NF C en vigueur et, le cas échéant, aux spécifications EDF HN 64-S-41 et HN 64-S-43. Il indique également les zones d'application des normes NF C 13-100 et NF C 15-100, qui se recouvrent partiellement, et les zones accessibles aux différents intervenants.



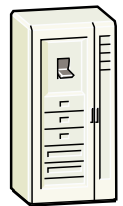
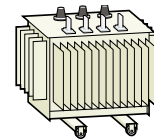
postes préfabriqués d'extérieurs



cellules modulaires



transformateurs



TGBT

(voir ces équipements dans catalogue distribution électrique chap. E)

Choix du transformateur

Un transformateur sec enrobé type Trihal entraîne moins de contraintes d'installation, et peut être obligatoire (exemple : IGH).

Les éléments permettant le choix du transformateur (caractéristiques, technologie, contraintes réglementaires puissance, types de protections) sont présentés au chapitre "Transformateur" page B92. Ce qui suit rappelle l'essentiel et ce qui est spécifique au poste HTA/BT.

Choix du diélectrique

Le transformateur du poste (comptage BT) peut être de type :

- sec enrobé à isolement dans l'air (type Trihal)
- immergé à diélectrique huile minérale (type Minera) ou végétale (type Vegeta).

Transformateur sec

Son coût est plus élevé que celui d'un transformateur immergé dans l'huile, à puissance égale, mais ce choix supprime ou limite les contraintes d'installation.

● Risques d'incendie :

○ un transformateur **sec enrobé** de classe **F1** (exemple Trihal) limite l'inflammabilité par autoextinction du matériel employé et l'absence d'émissions toxiques et fumées opaques. Il affranchit de toute mesure de protection contre l'incendie. Ce type de transformateur est obligatoire pour utilisation dans un IGH.

○ un transformateur **sec** de type **F0** nécessite une détection automatique d'incendie provoquant la mise hors tension du transformateur et le fonctionnement d'un dispositif d'extinction approprié.

● Environnement : Aucune contrainte, le diélectrique de refroidissement étant l'air.

Transformateur immergé en poste d'extérieur

Un transformateur immergé dans l'huile entraîne des contraintes par les impositions de la norme NF C 13-100 :

● Risques d'incendie :

○ la norme (§ 741.2 - Mesure 3 de protection contre les risques d'épandage et d'inflammation) impose :

(a) - "la mise en œuvre d'un dispositif automatique fonctionnant en cas d'émission anormale de gaz au sein du diélectrique liquide et provoquant la mise hors tension du matériel" : en pratique ce dispositif est un relais de type DMCR ou DGPT2 qui ferme un contact entraînant la mise hors tension par déclenchement de l'interrupteur de la cellule de protection transformateur.

(b) - "la mise hors tension automatique est accompagnée d'un dispositif d'alarme" : aucune précision n'est mentionnée sur le dispositif d'alarme.

○ la norme indique par ailleurs des précautions concernant le local ou emplacement quand la distance par rapport à tout autre bâtiment devient inférieure à 8 mètres :

$D \geq 8 \text{ m}$	pas de mesure particulière
$4 \text{ m} \leq D < 8 \text{ m}$	interposition d'un écran pare-flammes de degré 1 heure
$D < 4 \text{ m}$	mur du bâtiment voisin coupe-feu de degré 2 heures

○ en pratique, avec un poste d'extérieur préfabriqué, l'utilisation d'un dispositif d'alarme (b) permettant d'identifier que le défaut ayant amené le déclenchement est lié à un risque d'incendie (déclenchement par la protection interne type DMCR ou DGPT2 du transformateur) permet de s'affranchir de ces contraintes de distances.

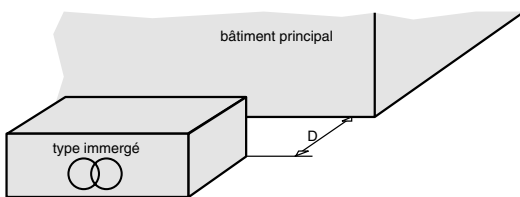
● Environnement : Obligation d'une rétention totale du diélectrique (huile minérale ou silicone) pour la protection de l'environnement.

Transformateur immergé en poste d'intérieur

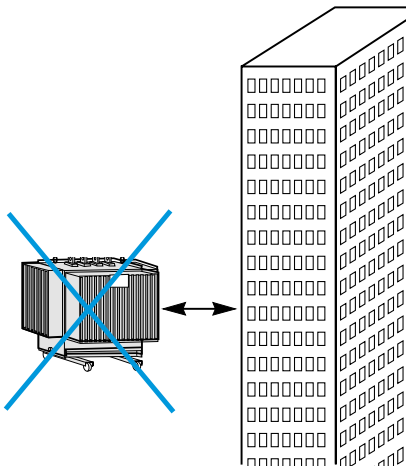
Les contraintes à prendre en compte dépendent du type de bâtiment (hors IGH ou un transformateur sec est imposé), de la disposition des locaux et du choix du matériel (tableau ci-après).

bâtiment et disposition des locaux	diélectrique	contrainte complémentaire relative au transformateur
immeuble de grande hauteur (IGH) quelle que soit la disposition des lieux	aucun liquide autorisé => type sec enrobé (ex. Trihal) obligatoire	protection thermique
autres bâtiments : ■ poste isolé des locaux de travail par des parois coupe-feu de degré 2 h avec ou sans ouverture vers les locaux de travail ■ autres dispositions du poste	liquide (huile minérale ou végétale)	relais de protection (type DMCR ou DGPT2) + obligation de rétention du diélectrique
	solide (enrobage)	protection thermique

Type immergé



Poste d'extérieur avec transformateur immergé installer à une distance D d'un autre bâtiment.



Dans les IGH, l'arrêté du 17-1-1989 rend obligatoire l'utilisation d'un transformateur sec.

En cas de changement de tension, se renseigner auprès du distributeur sur les caractéristiques du nouveau réseau installé et vérifier que le poste reste compatible avec ces nouvelles caractéristiques, (notamment le courant de courte durée admissible pendant 1 seconde).

Cas du changement de tension 15/20 kV ou 10/20 kV

Il arrive parfois que la tension du réseau du distributeur d'énergie soit de 15 kV et qu'il soit prévu un passage en 20 kV ultérieurement.

Dans ce cas et à condition que le reste de l'installation (cellules HTA) soit en 20 kV, l'abonné peut installer un transformateur à double tension primaire normalisée 15/20 kV à puissance conservée ou à puissance réduite. Le changement de tension se fait par simple commutateur.

Voir Transformateur bi-tension page B102.

Dans le cas d'utilisation de transformateur à puissance réduite, la puissance disponible en 15 kV ne sera que 0,9 fois la puissance nominale en 20 kV.

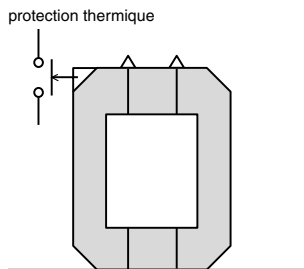
Poste de livraison HTA à comptage BT

Choix des cellules HTA

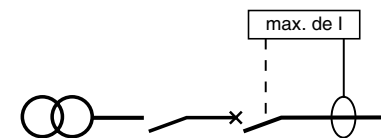
Les cellules HTA sont en général de type modulaire (gamme SM6) ou tableau monobloc 3 cellules (Trilogie). Les cellules de raccordement au réseau sont des cellules IM ou DDM selon le type de réseau. La cellule de protection transformateur est une cellule combiné interrupteur fusible de type QM. Pour les environnements difficiles le tableau peut être de type RM6-EIS, insensible à l'environnement.

Les règles de l'art imposent les protections suivantes du transformateur :

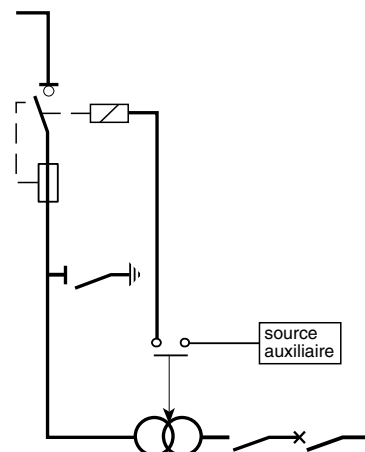
- courts-circuits jusqu'au TGBT
- risques d'incendie dus au diélectrique
- surcharges
- défauts internes
- défauts à la terre
- retour de courant d'une source autonome
- courts-circuits à l'aval du TGBT.



Une protection thermique permettant la mise hors tension du transformateur est obligatoire.



Protection contre les surcharges par relais ampèremétrique côté BT.



Protection contre les défauts internes par relais type DGPT2 ou DMCR

Cellules HTA

Les éléments caractérisant les cellules HTA sont présentés au chapitre "Equipements - cellules HTA" page 68.

Les cellules HTA sont de type modulaire SM6 ou tableau Trilogie. Elles sont raccordées électriquement entre elles par un jeu de barres préfabriqué à mettre en place sur le site. Elles sont raccordées aux câbles du réseau et du transformateur en général par le bas. Le poste compact RM6-EIS constitue une solution insensible à l'environnement.

Raccordement au réseau

La tension nominale du réseau de distribution auquel est raccordé le poste est le plus souvent 20 kV avec une intensité maximale de court-circuit de 12,5 kA. Le raccordement est réalisé à l'aide de cellules HTA adaptées à ces caractéristiques. Plusieurs types de raccordement sont possible (voir page B52) :

- en antenne : par 1 cellule interrupteur-sectionneur IM
- en boucle : par 2 cellules IM
- en double dérivation : par 1 cellule DDM avec permutateur automatique d'arrivée sur l'autre en cas de disparition de la tension.

Protection transformateur

Courts-circuits jusqu'au TGBT

La protection est réalisée en général par des fusibles (ex : cellule SM6 type combiné interrupteur-fusible QM). La fusion d'un ou plusieurs fusibles entraîne l'ouverture de l'interrupteur par un système de percuteur.

Elle peut être réalisée par disjoncteur (ex : cellule DM1) avec l'accord du distributeur si une extension de puissance est envisagée.

Risques d'incendie dus aux diélectriques liquides

L'arrêté du 17-1-1989 fixe les mesures de prévention des risques d'incendie présentés par l'épandage et l'inflammation des diélectriques liquides.

En pratique :

- dans les immeubles de Grande Hauteur (IGH), il est interdit d'installer des transformateurs contenant plus de 25 litres de diélectrique liquide, ce qui rend obligatoire l'utilisation de transformateur de type sec
- dans tous les cas, quel que soit le diélectrique, une protection thermique est obligatoire et doit provoquer la mise hors tension du transformateur en donnant l'ordre d'ouverture à la protection HTA amont (cellule type QM).

Surcharges

Cette protection est assurée par :

- soit une sonde thermique sensible à la température des enroulements du transformateur ou du diélectrique liquide et dont le seuil est déterminé par la température maximale admissible dans ces milieux
- soit un relais ampèremétrique ou un déclencheur long retard du disjoncteur installé côté basse tension.
- soit un relais à image thermique installé côté HTA ou BT.

Ces dispositifs peuvent commander :

- préférentiellement la mise hors charge du transformateur par ouverture du disjoncteur général BT
- éventuellement ou en plus, la mise hors tension du transformateur par ouverture du dispositif de protection HTA amont (cellule type QM).

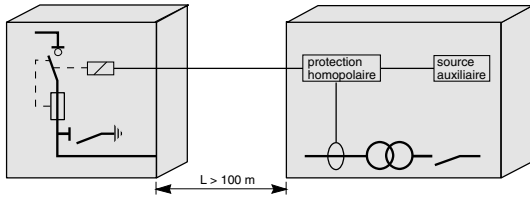
Défauts internes

La norme NF C 13-100 impose en comptage BT la protection :

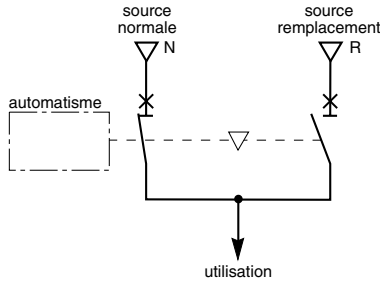
- pour les transformateurs immergés, par un ou des dispositifs de détection (gaz, suppression, température, etc. - exemple relais de protection DMCR ou DGPT2) agissant sur le dispositif de coupure HTA
- pour les transformateurs secs un dispositif de protection thermique, tel que la protection "Z" des transformateurs de type Trihal avec sonde PTC agissant sur le dispositif HTA.

Dans les deux cas le dispositif de protection doit provoquer l'ouverture de l'appareil de coupure de la cellule HTA (ex : interrupteur de la cellule QM).

Le dispositif de protection du transformateur peut être alimenté par le transformateur de puissance lui-même. Dans le cas d'une protection par cellule QM, le déclenchement sera alors à mise de tension (type MX).

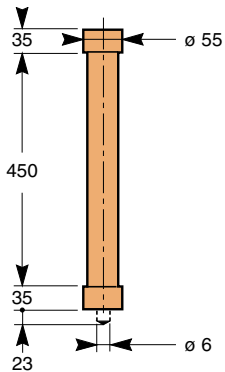


Protection contre les défauts terre



Inverseur de source

Attention :
L'élimination d'un défaut peut amener la fusion d'un ou deux fusibles.
La norme CEI 60282-1 (Guide d'application) recommande de **remplacer les 3 fusibles** :



Fusible Soléfuse (masse environ 2 kg)

Protection transformateur (suite)

Défauts à la terre

Lorsque le transformateur est éloigné de plus de 100 mètres des cellules HTA ou lorsqu'il est fait usage de protections complémentaires (relais indirects), l'alimentation de ce relais doit se faire dans les mêmes conditions qu'au § "défauts internes". Cette protection est plombée par le distributeur d'énergie.

Retour de courant d'une source autonome

Généralement, la disposition des installations doit être telle que la source autonome, ici BT, ne puisse fonctionner en parallèle avec le réseau.

La solution est un inverseur (automatique) de source composé de disjoncteurs Compact NSX ou Masterpact NT/NW, afin d'interdire toute marche en parallèle. L'inverseur automatique de source est un élément essentiel pour la disponibilité de l'énergie. Il réalise la permutation entre une source N qui alimente normalement l'installation et une source R de remplacement qui peut être :

- une source permanente (arrivée de réseau supplémentaire, groupe autonome à relais de démarrage incorporé)
- un groupe de secours à démarrage et arrêt sont pilotés par l'inverseur.

Courts-circuits à l'aval du TGBT

Cette protection est assurée par le dispositif de protection aval dont la sélectivité doit être assurée avec le dispositif amont. Voir plus loin "choix du disjoncteur BT".

Choix du courant assigné (calibre) des fusibles HTA

Le choix est fonction de la tension et de la puissance du transformateur.

La norme NFC 13-100 impose l'utilisation de fusibles conformes à la norme NFC 64-210.

Le choix dépend de la tension assignée et de la puissance du transformateur.

Le fusible utilisé doit :

- résister sans fusion intempestive à la crête de courant d'enclenchement du transformateur.
- couper les courants de défaut aux bornes du secondaire du transformateur.

La NF C 13-100 impose pour cela :

$$I_c > 6 I_n$$

où I_c est le courant au primaire du transformateur pour un court-circuit aux bornes de l'enroulement secondaire

I_n courant assigné primaire du transformateur

- supporter le courant de service continu ainsi que d'éventuelles surcharges.

La NF C 13-100 impose pour cela :

$$I_n \text{ fusible} > 1,4 I_n \text{ transfo.}$$

Le tableau de choix ci-dessous définit les fusibles de type Soléfuse à utiliser conformément à la NF C13-100.

Tableau de choix des fusibles Soléfuse (avec ou sans percuteur)

(calibre en A - utilisation sans surcharge à température θ telle que $-5^\circ\text{C} < \theta < 40^\circ\text{C}$),

dans d'autres conditions, nous consulter.

type de fusible	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	
Soléfuse	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	16	43	43	43	43	43	63		17,5
	20	6,3	6,3	6,3	6,3	16	16	16	16	16	16	43	43	43	43	63

Recommandations

La norme CEI 60282-1 (Guide d'application) précise :

« Il est recommandé de remplacer les trois fusibles d'un circuit tripolaire 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 ».

« Il est important de tenir compte que le percuteur agit uniquement lorsque tous les éléments fusibles ont fondu. Cependant si le percuteur n'a pas fonctionné, les fusibles peuvent néanmoins avoir souffert de surintensité ».

Poste de livraison HTA à comptage BT

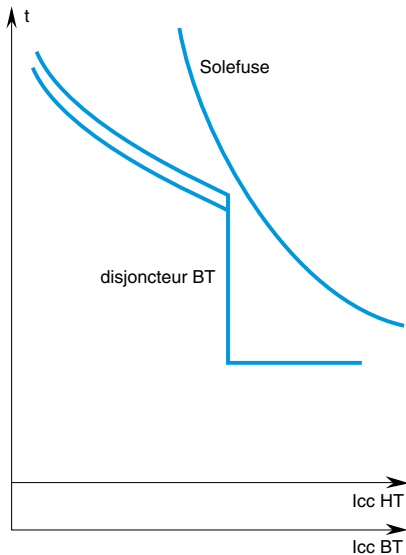
Choix du matériel BT

Le matériel BT est directement lié aux caractéristiques de courant et de tension de court-circuit du transformateur (voir tableau ci-contre)

Bien que variant de 4 à 6 % selon les caractéristiques du transformateur, la tension de court-circuit U_{cc} est prise égale à 5 % en première approximation.

La norme NF C 13-100 impose un dispositif de sectionnement à coupure visible immédiatement en aval du comptage.

il faut assurer la sélectivité entre le disjoncteur BT et les fusibles HTA.



Caractéristiques de court-circuit du transformateur

Le tableau ci-dessous donne pour les transformateurs secs ou immergés de tension nominale primaire 20 kV, en fonction de la puissance normalisée :

- l'intensité assignée au primaire et au secondaire (410 V) du transformateur
- le courant de court-circuit au secondaire calculé sous la tension à vide.

Caractéristiques des transformateurs

(Pcc amont 500 MVA primaire 20 kV / secondaire 410 V)

puissance (kVA)	160	250	400	630	800	1000	1250
intensité primaire (A)	4,6	7,2	11,5	18,2	23,1	28,9	36,1
intensité secondaire (A)	225	352	563	888	1127	1408	1762
transformateur immergé type Minera ou Vegeta							
tension de court-circuit (U_{cc} %)	4	4	4	4	6	6	6
intensité de court-circuit (kA)	5,6	8,7	13,8	21,5	18,3	22,7	28,1
transformateur sec type Trihal							
tension de court-circuit (U_{cc} %)	6	6	6	6	6	6	6
intensité de court-circuit (kA)	3,7	5,8	9,3	14,5	18,3	22,7	28,1

Sectionnement BT à coupure visible (NF C 13-100)

La norme NF C 13-100 impose la présence d'un dispositif de sectionnement à coupure visible immédiatement en aval du matériel de comptage basse tension.

Les bornes de sortie de ce dispositif constituent la limite aval de l'installation.

Ce dispositif est une sécurité en cas d'intervention coté primaire pour éviter un retour alimenté par la basse tension.

Le dispositif de sectionnement à coupure visible peut être constitué par :

- un interrupteur INV associé à un disjoncteur Compact NSX
- un disjoncteur Compact NSX, Masterpact NT/NW,

La présence d'un inverseur de source avec des disjoncteurs en versions fixes nécessite l'emploi d'un interrupteur INV :

- associé sur le disjoncteur «normal»
- sinon en appareil séparé en amont immédiat ($d \leq 1$ m) du disjoncteur «normal».

Ces appareils sont verrouillables ou cadénassables en position ouvert ou en position débroché en conformité avec la NF C 13-100.

Choix du disjoncteur BT

Le courant assigné du disjoncteur est défini compte tenu de l'intensité assignée (nominale) du secondaire du transformateur.

Le pouvoir de coupure du disjoncteur est défini compte tenu du courant de court-circuit au secondaire du transformateur. Le choix du déclencheur est fait pour le cas du défaut triphasé survenant en aval du disjoncteur.

Il faut vérifier la sélectivité entre la courbe de déclenchement du disjoncteur BT et la courbe de déclenchement du fusible HTA. Les déclencheurs électroniques possédant une zone de déclenchement étroite pour la partie long retard, apportent plus de précision que les déclencheurs thermiques, et peuvent intégrer la mesure. Pour tracer les courbes de déclenchement amont et aval sur le même graphique, il faut tenir compte du rapport de transformation du transformateur HTA/BT (exemple 20000/410V). Le tableau ci-après résume les éléments du choix.

Nombre de pôles du disjoncteur BT

Le disjoncteur sera, en régime de neutre :

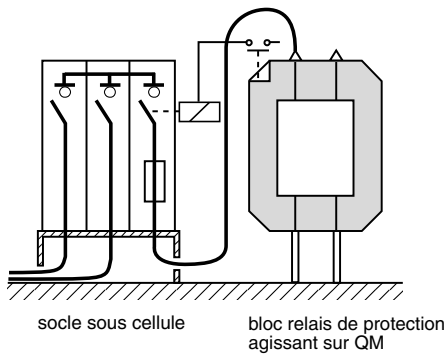
- IT : tétrapolaire si le neutre est distribué ou tripolaire dans le cas contraire (un contrôleur permanent d'isolement est imposé par la norme NF C 15-100).
- TT : tétrapolaire avec neutre distribué (un dispositif différentiel à courant résiduel est imposé par la NF C 15-100).
- TN : tripolaire en régime TNC (conducteur PEN non coupé) ou tétrapolaire en régime TNS (conducteur PE non coupé).

Tableau de choix du disjoncteur

Protections (fusibles HTA et disjoncteurs BT) à utiliser et réglages BT à effectuer pour un transformateur 20000/410V à diélectrique liquide (valeurs de U_{cc} et I_{cc} précédentes).

puissance transfo. (kVA)	HTA (20 kV)		BT (410 V)		disjoncteur type	déclencheur type	réglages I_{th} ou I_r (long retard) maxi	I_{mag} ou I_{sd} (court retard) maxi
	fusibles (A)	I_n (A) primaire	I_n (A) secondaire					
160	16	4,6	225		NSX250F	TM250D	0,9	10
250	16	7,2	352		NSX400F	Micrologic 2.0	0,9	6
400	43	11,5	563		NSX630F	Micrologic 2.0	0,9	9
630	43	18,2	888		NS1000N, NT10H1, NW10N1	Micrologic 5.0 A	0,9	6
800	43	23,1	1127		NS1250N, NT12H1, NW12N1	Micrologic 5.0	0,9	5
1000	43	28,9	1408		NT16H1, NW16N1	Micrologic 5.0	0,9	5
1250	63	36,1	1762		NW20H1	Micrologic 5.0	0,9	5

Installation, liaisons, raccordements



Le génie civil des postes d'intérieur est simplifié par l'adjonction de socles sous les cellules et l'utilisation d'un bloc relais de protection type DMCR ou DGPT2

Installation et génie civil des matériels HTA et du transformateur

Le génie civil des postes intérieurs peut être simplifié par l'adjonction de socles sous les cellules HTA et par l'adjonction d'un relais de protection type DMCR ou DGPT2.

Liaison et raccordement HTA

Les raccordements sur le réseau sont réalisés sous la responsabilité du distributeur d'énergie.

Les câbles du réseau sont, généralement, du type tripolaire à isolation synthétique à âme en aluminium de section 240 mm². Leur raccordement aux cellules SM6 est réalisé par extrémités unipolaires intérieures courtes EUIC.

Les câbles de liaison au transformateur (jusqu'à 1250 kVA) sont unipolaires de 50 ou 95 mm² à isolation synthétique conformes, le cas échéant, à la spécification EDF HN 33-S-23.

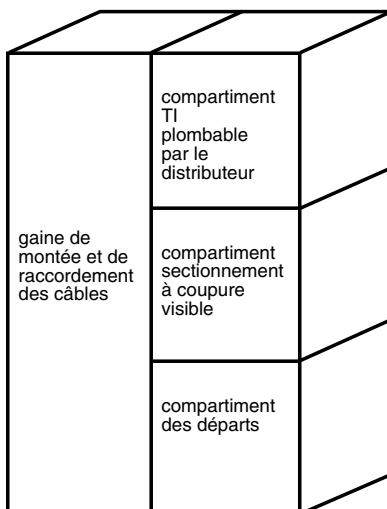
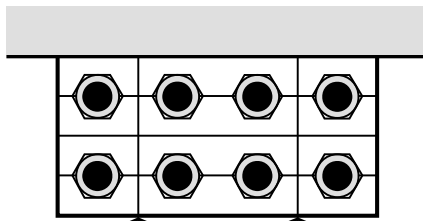
Câbles BT entre transformateur et dispositif de sectionnement BT

Section des câbles BT

Les câbles sont isolés au PRC et ont les sections suivantes :

puissance	I (côté BT)	câbles
160 kVA	225 A	4 x 150 Cu
250 kVA	350 A	4 x 240 Alu
400 kVA	560 A	7 x 240 Alu
630 kVA	900 A	7 x 240 Cu
800 kVA	1120 A	14 x 240 Alu
1000 kVA	1400 A	14 x 240 Cu
1250 kVA	1750 A	14 x 240 Cu

Lorsque le neutre n'est pas distribué, les liaisons sont à diminuer comme suit : 4 devient 3, 7 devient 6, 14 devient 12. Afin de limiter les échauffements, la pose des câbles doit être non jointive (NF C 15-100).



Compartiments du tableau BT

Raccordement des câbles BT

Les câbles Alu sont raccordés côté transformateur d'une part et côté tableau BT d'autre part, au moyen des cosses d'extrémité aluminium-cuivre, conformes à la spécification EDF HN 68-S-90.

Chaque câble recevra un repère fonctionnel, à chacune de ses extrémités :

- conducteurs de phase : repères L1-L2-L3
- conducteurs de neutre : repère bleu clair.

Côté transformateur

Pour des raisons de sécurité, les bornes BT du transformateur ne doivent pas être accessibles au cours de manœuvres normales d'exploitation.

Côté sectionnement BT

Respecter les instructions de raccordement de l'appareil de sectionnement.

Fixation des câbles

Selon le nombre, la fixation est réalisée par empilage d'étriers adaptés (équipement standard des postes préfabriqués).

Installation des TC de comptage

Généralement, ils sont installés dans un compartiment plombé sur les bornes BT du transformateur.

D'autres dispositions sont possibles, entre autres dans un compartiment plombable incorporé aux colonnes Prisma Plus C13-100.

Les armoires Prisma Plus possèdent, entre autres, les avantages suivants :

- possibilité de raccordement des câbles basse tension sur des barres (jusqu'à 4 câbles de 240 mm² par phase plus 2 câbles de 240 mm² pour conducteur PEN)
- compartiment plombé contenant les transformateurs de courant utilisés pour le comptage basse tension
- compartiment pour disjoncteur général à coupure visible
- compartiment disponible pour les disjoncteurs de protection des départs.

Tableau de comptage BT

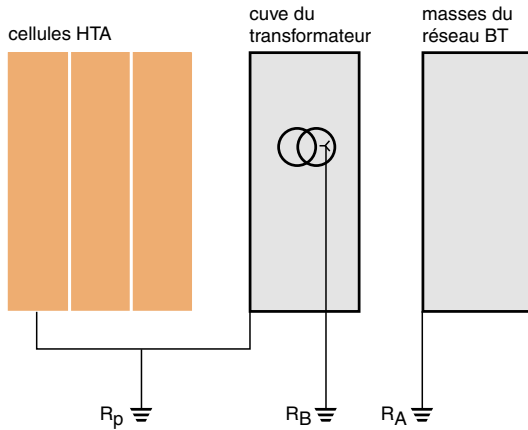
Le tableau de comptage basse tension doit être installé sur une paroi non exposée aux vibrations. En particulier, les appareils de comptage ne doivent pas être placés sur les enveloppes de l'appareillage sous enveloppe métallique.

Le tableau doit être placé le plus près possible des TC de comptage. Les constituants du tableau de comptage dépendent, essentiellement, des impositions du distributeur d'énergie local.

Poste de livraison HTA à comptage BT

Prises de terre et conducteurs de protection

Le poste doit comporter une interconnexion des masses et une résistance de terre faible (voir tableaux page B59).



Réalisation des prises de terre

Les masses de tous les appareils et écrans conducteurs sont reliées entre elles ainsi qu'au ferrailage de la dalle.
Nota : la porte et les ouïes de ventilation ne sont pas reliées intentionnellement au circuit de terre des masses.

Réalisation des prises de terre des postes

En plus des protections HTA (coupe-circuit à fusibles) et BT (disjoncteur général), des mesures préventives doivent être prises pour parer aux conséquences de tout défaut interne (défaut d'isolement sur le matériel HTA du poste) ou externe (surtension atmosphérique) pouvant engendrer des courants à la terre dangereux pour les personnes et le matériel.

Ces mesures préventives sont essentiellement :

- l'interconnexion et la mise à la terre de toutes les masses du poste
- la recherche d'une résistance de terre aussi faible que possible
- la mise en œuvre, à l'entrée des postes alimentés en aérien, de parafoudre.

Selon la résistivité effective des sols, il sera prévu une ou plusieurs prises de terre installées à fond de fouille et toutes les masses seront ou ne seront pas interconnectées par une liaison équipotentielle.

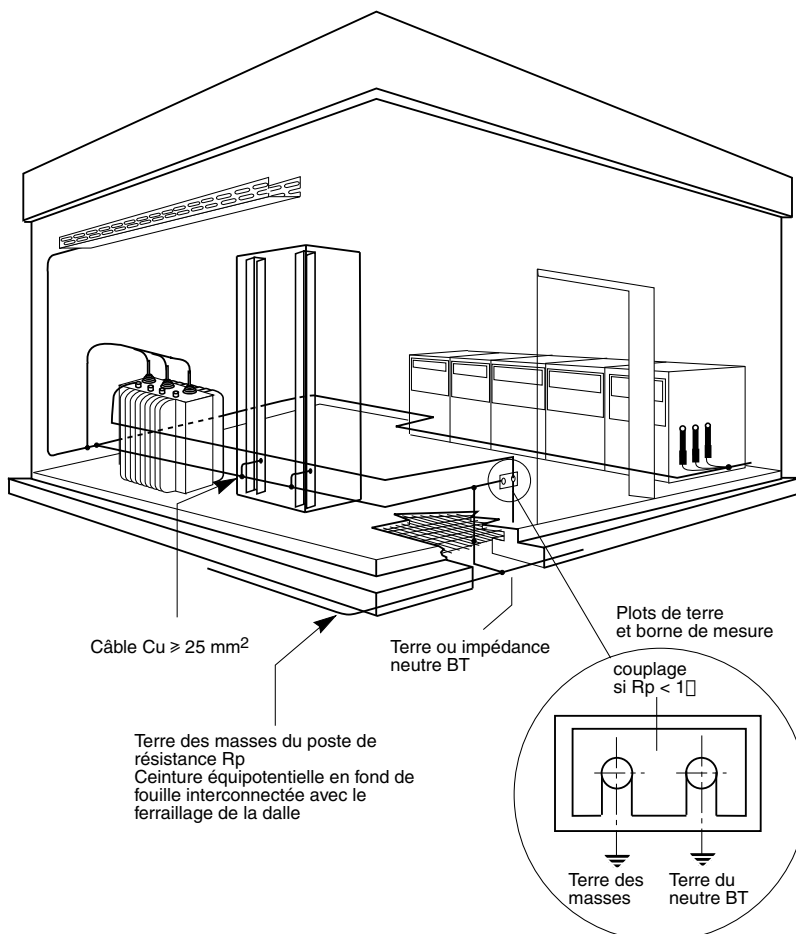
Il existe trois types de **prises de terre** reliées aux :

- masses du poste interconnectant les parties métalliques du poste (ferrailage de la dalle, cellules HTA, cuve du transformateur) et qui sont reliées à une borne commune. Cette liaison est désignée par la lettre (P)
 - neutre du secondaire du transformateur HTA/BT (toujours en étoile). Cette liaison est désignée par la lettre (B)
 - masses d'utilisation du réseau BT aval. Cette liaison est désignée par la lettre A.
- Il existe trois **régimes de neutre** pour le réseau basse tension aval :
- neutre isolé IT
 - mise au neutre TN
 - neutre à la terre TT.

Des sous-catégories de ces régimes de neutre sont formées en fonction de

l'interconnexion totale ou partielle des masses, et sont désignées par les lettres :

- R lorsque les trois prises de terre sont reliées entre elles
- S lorsque les trois prises de terre sont séparées
- N lorsque les prises de terre du poste et du neutre du transformateur sont communes mais différentes de celle des masses d'utilisation du réseau aval.



Nota : si un tel poste est utilisé en agglomération peu étendue, la résistance de terre des masses peut être supérieure à 1Ω ; les prises de terre des masses et du neutre sont alors séparées et la prise de terre du neutre réalisée à une distance minimum selon la résistivité du sol.

Prises de terre et conducteurs de protection (suite)

Verrouillages d'exploitation

Valeurs des résistances des prises de terre du poste

I_E = intensité maximale du courant de premier défaut monophasé à la terre du réseau HTA alimentant le poste : 300 A (réseaux aériens ou aéro-souterrain) ou 1 000 A (souterrains).

schéma de liaison à la terre - manifestation et identification du risque valeur maximale de la résistance de terre du poste

neutre relié à la terre T **neutre isolé ou impédant I**

1 seule mise à la terre commune au poste et à l'installation

- le courant de défaut s'écoule par R_{PAB}
- montée en potentiel de l'ensemble des masses

TNR

- risques nuls pour le matériel BT et les personnes si l'équipotentialité est totale dans toute l'installation

ITR

pas de valeur prescrite mais les valeurs suivantes permettent de limiter la montée en potentiel de l'ensemble.

I_E (A)	R_{PAB} (Ω)
300	20
1000	10

1 seule mise à la terre commune pour le poste mais distincte de l'installation

- le courant de défaut s'écoule par R_{PB}
- montée en potentiel des masses poste et réseau BT par rapport aux masses des utilisations

TTN

- risques de claquage (en retour) pour les matériels alimentés par le réseau BT

ITN

I_E (A)	R_{PB} (Ω)
40	26
300	3
1000	1

mise à la terre entre les masses du poste, le neutre et l'installation

- le courant de défaut s'écoule par R_p
- montée en potentiel des masses poste par rapport au réseau BT «accroché» à R_B

TTS

- risques de claquage (en retour) des matériels BT du poste

ITS

selon I_m et U_{tp} , tension de tenue 1 minute 50 Hz des matériels à BT du poste

I_E (A)	U_{tp} (kV) ⁽¹⁾		
	2	4	10
	R_p	R_p	R_p
40	30 ⁽²⁾	30 ⁽²⁾	30 ⁽²⁾
300	4	8	20
1000	1	3	10

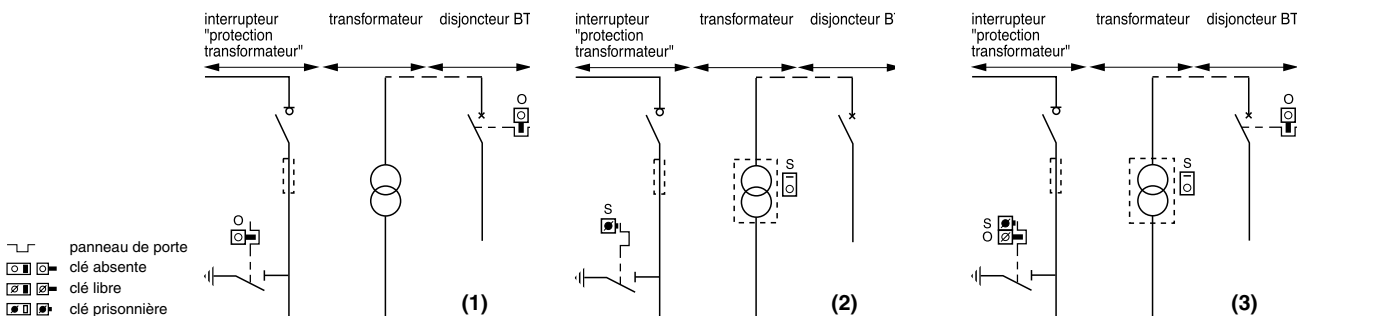
(1) U_{tp} = tension de tenue à la fréquence industrielle des matériels BT du poste.
(2) La valeur de la résistance de prise de terre est volontairement limitée à 30 Ω .

L'abonné doit pouvoir intervenir sur le matériel (manœuvrer, changer un fusible...) sans risque pour le personnel.
Schneider Electric propose des verrouillages entre matériels qui satisfont aux impositions des normes NF C 13-100 et NF C 13-200.

Verrouillage d'exploitation

Verrouillage à clé et serrure sur cellule de protection transformateur

- schéma 1 : interdire la fermeture du sectionneur de terre et l'accès aux fusibles si le disjoncteur général BT n'a pas été au préalable verrouillé «ouvert» ou «débouché»
- schéma 2 : interdire l'accès au transformateur, si le sectionneur de terre n'a pas été au préalable «fermé»
- schéma 3 : cumul des 2 conditions précédentes



Poste de livraison HTA à comptage HTA

Définition et contraintes réglementaires

Un poste HTA/BT à comptage HTA comporte :

- soit un seul transformateur de courant secondaire > 2000 A.

Ceci correspond à une puissance supérieure à 1250 kVA en 20 kV.

- soit plusieurs transformateurs.

A partir d'une consommation de l'ordre de 10 MW le comptage se fait en HTB.

Définition

Installation(s) électrique(s) raccordée(s) à un réseau de distribution HTA sous une tension assignée de 1 à 24 kV comprenant :

- soit un seul transformateur HTA/BT dont le courant secondaire assigné est supérieur à 2000 A.

En pratique le seuil de puissance est, dans le cas d'un seul transformateur :

- > 1250 kVA en 20 kV (1600, 2000 kVA...)
- > 1000 kVA en 15 kV (1250, 1600 kVA...)
- > 630 kVA en 10 kV (800, 1000 kVA...)
- > 400 kVA en 5,5 kV (500, 6300 kVA...).

- soit plusieurs transformateurs.

Le courant HTA du poste est d'autre part au plus égal à 400 A, ce qui correspond en 20 kV à $S_{max} = U I \sqrt{3} = 20 \times 400 \times 1,732 = 13850 \text{ kVA}$; en pratique la limite est une consommation de l'ordre de 10 MW.

Selon la norme NF C 13-200, une installation électrique HTA s'étend :

- jusqu'aux bornes de sortie du ou des transformateurs, quelle que soit la tension secondaire

- jusqu'aux bornes d'entrée des autres récepteurs HTA qu'elle alimente.

En fait, le poste est délimité par un local et non par les installations électriques qui le composent et peut comprendre :

- seulement une partie de l'installation HTA s'il contient des départs vers des sous-stations sans changement de tension (même installation pour la norme)
- plusieurs installations HTA s'il contient des transformateurs HTA/HTA abaisseurs alimentant par exemple des moteurs (une installation par tension)
- une partie de l'installation BT si le TGBT est dans le local.

Les groupes de remplacement BT éventuels sont en général en local séparé.

Le local (ou l'ensemble des locaux) du poste, peut être intérieur à un bâtiment, mais de plus en plus souvent dans un bâtiment (ou un ensemble de bâtiments) préfabriqué, aménagé, livré avec l'appareillage électrique et prêt à raccorder.

Normes d'installation et de sécurité

Le poste de livraison HTA/BT doit être installé dans des locaux inaccessibles au public ou au personnel non autorisé.

Il répond :

- aux mêmes normes et textes que le poste HTA à comptage BT (page B51)
- en plus à la norme NF C 13-200 sur les installations de tension de 1 à 63 kV.

La plupart des installations sont entièrement définies par les normes NF C 13-100 et NF C 13-200.

Le poste HTA/BT doit être dans un local inaccessible au public ou au personnel non autorisé. Il doit répondre aux normes NF C 13-100 et NF C 13-200 (partie HTA) et NF C 15-100 (partie BT) et aux décrets de sécurité des installations alimentées.

La prise en compte des contraintes de sécurité, environnement, chantier, maîtrise des délais et administratives amène souvent à des solutions préfabriquées clé en main.

La distribution interne HTA après le comptage HTA pourra se faire :

- en simple dérivation ou antenne
- en double dérivation
- en boucle.

Solution d'intérieur ou d'extérieur

Au-delà des caractéristiques électriques, de nombreuses contraintes vont influencer sur le choix des matériels et une possible solution de poste préfabriqué clé en main, (voir page B48).

Démarche administrative

Elles sont identiques à celles du poste HTA à comptage BT (voir page B61).

Distribution vers des postes satellites ou sous-stations

Si le poste comporte des postes satellites ou des sous-stations, les besoins de sécurité et de disponibilité de l'énergie, depuis la ou les sources normales et une ou des sources autonomes éventuelles, vont entraîner le choix d'un type d'organisation de la distribution aval du type ci-dessous

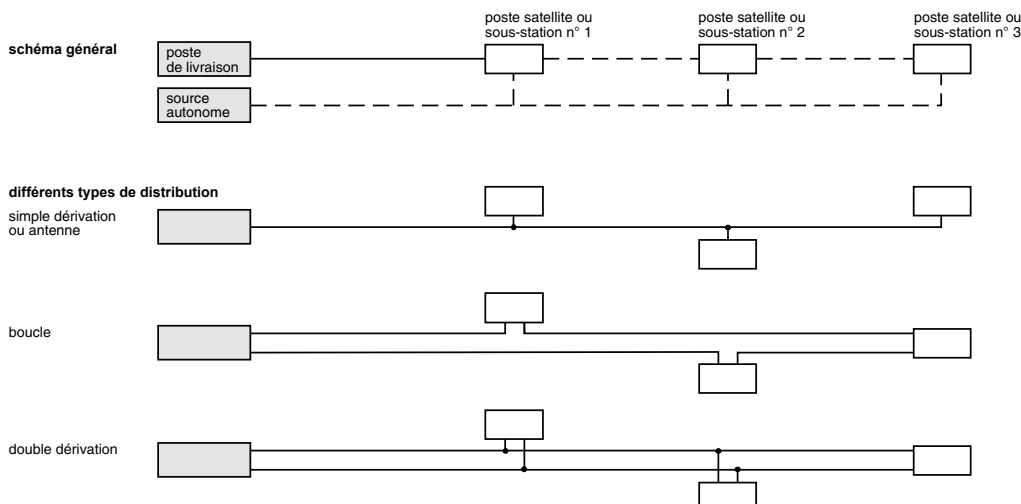
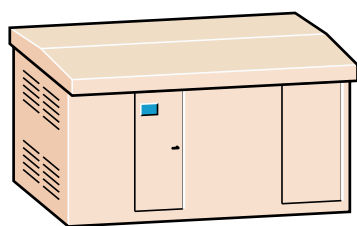
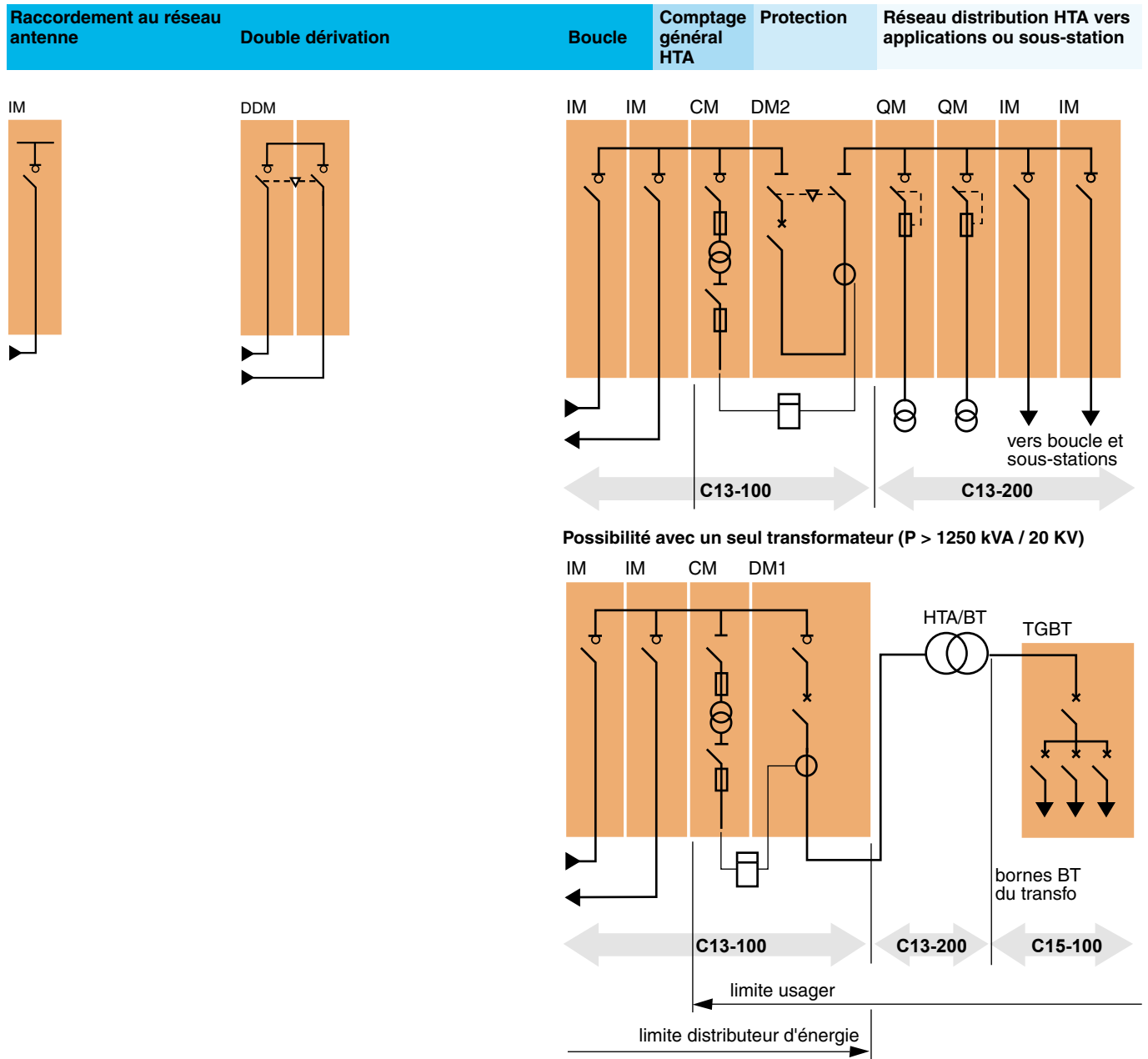
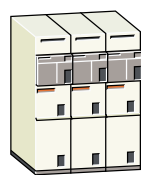


Schéma et équipements

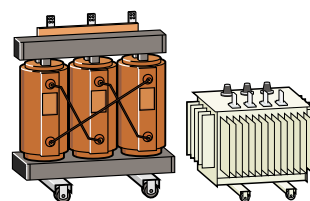
Le schéma ci-dessous représente la réalisation des diverses fonctions du poste par des cellules HTA répondant aux recommandations et normes CEI et UTE en vigueur et, le cas échéant, aux spécifications EDF HN 64-S-41 et HN 64-S-43. Il indique également les zones d'application des normes NF C 13-100, NF C 13-200 et NF C 15-100 et les zones accessibles aux différents intervenants.



postes préfabriqués d'extérieur



cellules modulaires



transformateurs



TGBT

(Voir ces équipements dans le catalogue distribution électrique chap. E)

Poste de livraison HTA à comptage BT

Schéma et équipements (suite)

Les cellules HTA composant le poste de livraison et ses sous-stations éventuelles sont de type modulaire (gamme SM6).

Le poste comporte :

- le raccordement au réseau, par cellules IM ou DDM selon le type de réseau
- le comptage, par une cellule CM qui fournit l'information de tension, complétée par l'information intensité d'un TC de la cellule protection
- la protection générale par une cellule disjoncteur DM2 (DM1 possible avec transformateur unique)
- les protections départs HTA éventuels :
 - antenne ou boucle HTA
 - transformateurs HTA/BT
 - moteurs HTA, etc

La protection à max de I doit éliminer le défaut de court-circuit en moins de 0,2 s.

Son seuil sera la plus petite des 2 valeurs :

- $8 I_B$ (I_B = courant de base du poste)
- $0,8 I_{ccb}$ (I_{ccb} = courant du défaut biphasé)

La protection doit prendre en compte le régime de neutre, impédant ou compensé du poste source :

Le neutre compensé impose, au niveau de la protection générale NF C13-100 du poste de livraison, une Protection Wattmétrique Homopolaire - PWH (67N) complétant la protection à maximum de courant résiduel (homopolaire) (51N).

Voir mise en place du neutre compensé page B27

Choix des protection générales NF C 13-100 selon le régime de neutre du poste source du distributeur

régime de neutre du poste source amont	type de protections poste NF C 13-100 sans source auxiliaire	avec source auxiliaire
neutre impédant	51, 51 N (Statimax)	51, 51N (Sepam S48 E12 ou E13 (1))
neutre compensé	51, 51N et PWH (Statimax et Sepam S48 E11)	51, 51N et PWH Sepam S48 E13

(1) Une protection E13 peut-être utilisée en neutre impédant comme en neutre compensé. Elle permet d'anticiper un passage éventuel en neutre compensé.

Choix des transformateurs

Voir chapitre "Transformateur" page B92

Choix des cellules HTA

Les éléments caractérisant les cellules HTA sont présentés au chapitre "Equipements - cellules HTA" voir page B68. Les cellules HTA sont de type modulaire SM6.

Caractéristiques générales

La tension nominale du réseau de distribution est le plus souvent 20 kV avec une intensité maximale de court-circuit de 12,5 kA. Le raccordement est réalisé par des cellules HTA adaptées à ces caractéristiques. S'il existe un réseau HTA privé de tension différente, les matériels installés sur ce réseau devront être adaptés à ses caractéristiques, notamment la valeur du courant de court-circuit au point d'installation.

Raccordement au réseau

Plusieurs types de raccordement sont possible (voir page B61) :

- en antenne : par 1 cellule interrupteur-sectionneur IM
- en boucle : par 2 cellules IM
- en double dérivation : par 1 cellule DDM avec permutateur automatique.

Comptage

Le comptage est réalisé à partir de l'information

- tension fournie par les TP de comptage d'une cellule spécifique CM
- courant fournie par des TC de comptage de la cellule protection générale.

Protection générale du poste (NF C 13-100)

Type de cellule HTA

La protection générale isole le réseau en cas de défaut sur l'installation. Elle est réalisée en général au moyen d'une cellule disjoncteur à double sectionnement (type DM2). Elle peut être de type DM1 dans le cas d'un seul transformateur ($P > 1250$ kVA/20 kV).

La cellule comporte des TC à double enroulement (comptage et protection).

Dispositifs de protection

Ils doivent être coordonnés avec les dispositifs de protection aval et les dispositifs de protection du réseau HTA amont du distributeur. Ils sont déterminés en tenant compte de :

- I_B = courant de base du poste (somme des courants assignés des transformateurs et autres charges du poste alimentées à la tension du réseau)
- P_B = puissance de base correspondant au courant I_B ($P_B = U_n \times I_B \times \sqrt{3} \times U_n$)
- I_{ccb} = courant minimal de court-circuit pouvant affecter l'installation. En pratique courant du défaut biphasé au point le plus éloigné de l'installation HTA :

$$I_{ccb} = 0,86 I_{cctri}$$

Les dispositifs de protection requis par la NF C 13-100 sont les suivants :

Protection à max de I

Cette protection, de type 51 (voir page B32), est obligatoire et peut être :

- sans source auxiliaire (exemple statimax)
- avec source auxiliaire (exemple Sepam S48 E12).

La sélectivité avec la protection du poste source du distributeur (réglée à 0,5 s) exige un intervalle de sélectivité de 0,3 s. La protection doit donc intervenir en moins de 0,2 s quand l'intensité atteint la plus petite des deux valeurs : $8 I_B$ ou $0,8 \times I_{ccb}$.

En général la valeur $8 I_B$ inférieure à $0,8 \times I_{ccb}$ est retenue.

Un réglage inférieur (5 ou $6 I_B$) peut être demandé par le distributeur.

Lorsque le dispositif comporte un seuil instantané en plus du précédent, sa valeur est réglée à $25 I_B$. Il n'est utile que si sa valeur est inférieure à $0,8 \times I_{ccb}$.

Protection homopolaire

Cette protection, de type 51N, obligatoire, est intégrée dans le relais statimax ou Sepam S48 E12. Si le poste source du distributeur a un régime de neutre compensé, cette protection doit être complétée par une protection wattmétrique homopolaire (type 67N) dont la plage de réglage est définie par le distributeur.

Les dispositifs à utiliser seront, selon les cas, ceux du tableau ci-contre.

Poste à un seul transformateur

Avec une installation à un seul transformateur HTA/BT ($P > 1250$ kVA), la protection générale assure aussi la protection du transformateur. Les capteurs de défaut interne du transformateur (DMCR ou DGPT2 pour le type immergé ou détecteur thermique pour le type sec) agissent directement sur le déclencheur de la DM2 (ou DM1).

Augmentation des possibilités de sélectivité par relais à double seuil

Lorsque l'installation HTA comporte d'autres disjoncteurs de protection en aval, le temps d'élimination de 0,2 s au niveau de la protection générale ne permet pas la sélectivité chronométrique avec ces disjoncteurs. Le distributeur peut alors accepter que le dispositif de protection générale par relais indirect comporte 2 temporisations à démarrages simultanés :

- une première, réglée pour éliminer le courant de court-circuit en 0,2 s et verrouillée lorsque ce courant est vu par une protection immédiatement en aval
- une deuxième, non verrouillable, qui garantit l'élimination du courant de court-circuit en 0,3 s dans l'éventualité d'un fonctionnement incorrect des protections ou du disjoncteur en aval.

La présence d'une source autonome de production d'énergie nécessite une protection mixte C13-100 et B.61.41

Choix des protections générales NF C 13-100 en cas de source de production autonome

régime de neutre du poste source amont	type de protections mixte poste C13-100 et B61.41	types
neutre impédant	relais numérique	
	Sepam S48 E22	H.1 à H.5 et F.1
	Sepam S48 E32	F.2 à F.5
neutre compensé	Sepam S48 E33	F.2 à F.5
	Sepam S48 E23	H.1 à H.5 et F.1
	Sepam S48 E33	F.2 à F.5

(1) une protection E33 peut-être utilisée en neutre impédant comme en neutre compensé. Elle permet d'anticiper un passage éventuel en neutre compensé.

La protection générale des départs HTA du poste est généralement réalisée par une cellule disjoncteur DM1 avec relais à maximum de courant et homopolaire de type Statimax ou Sepam réglé en fonction des niveaux de protection à respecter.

La protection générale des transformateurs HTA/BT du poste est réalisée par un combiné interrupteur-fusible QM ou QMC ou disjoncteur DM1.

Attention : la norme CEI 60282-1 (Guide d'application) recommande de **remplacer les 3 fusibles** après élimination d'un défaut

Source autonome de production d'énergie (NF C 13-100)

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 NF C13-100 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. 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. Le tableau ci-contre indique les protections selon le régime de neutre.

Protection des départs HTA (NF C 13-200)

Un dispositif de protection contre les courts-circuits doit être placé à l'endroit où un changement de section, de nature, de mode de pose ou de constitution entraîne une réduction de la valeur du courant admissible de la canalisation.

Cas particuliers de dispense de la protection contre les courts-circuits :

- canalisations reliant les générateurs, transformateurs et redresseurs à leurs tableaux de commande, les dispositifs de protection étant sur ces tableaux
- circuits dont la coupure pourrait entraîner des dangers de fonctionnement.

Protection des transformateurs

Les transformateurs de puissance doivent être protégés contre (voir page B103) :

- les défauts internes
- les surcharges et les courts-circuits et dans certains cas, contre :
 - les défauts d'isolement à la masse (recommandée au-dessus de 5 MVA)
 - les surtensions.

Cellule pour la protection contre les surintensités (courts-circuits)

Ce type de protection peut être réalisé :

- par une cellule combiné interrupteur- fusibles pour des transformateurs de puissance ≤ 2 500 kVA (tension primaire ≤ 24 kV) ; cette cellule est :
 - de type QM, en général
 - de type QMC lorsque d'autres protections (surcharge, source autonome de remplacement) ou indications (mesures de courant) sont nécessaires
- par une cellule disjoncteur DM1, recommandée dès que la puissance nominale du transformateur dépasse 1250 kVA en 24 kV).

Les ordres d'ouverture sont issus des relais de mesure ampèremétriques Sepam, tenant compte du courant de mise sous tension du transformateur.

Choix des fusibles, dans le cas de cellules QM et QMC

Deux types de fusibles peuvent être installés (voir tableau de choix ci-après) :

- fusibles selon norme NF C 64-210, type Soléfuse
- fusibles selon norme IEC 60282-1 et dimensions DIN 43-625 type Fursac.

Tableau de choix des fusibles

Utilisation sans surcharge (températures entre 20 °C et 40 °C). Code couleur lié à la tension assignée du fusible.

type de fusible	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	1600	2000		2500
Soléfuse (cas général, norme UTE NF C 13-200)																			
3,3	16	16	31,5	31,5	31,5	63	63	100	100										7,2
5,5	6,3	16	16	31,5	31,5	63	63	80	80	100	125								
6,6	6,3	16	16	16	31,5	31,5	43	43	63	80	100	125	125						
10	6,3	6,3	16	16	16	31,5	31,5	31,5	43	43	63	80	80	100					12
13,8	6,3	6,3	6,3	16	16	16	16	16	31,5	31,5	31,5	43	63	63	80				17,5
15	6,3	6,3	16	16	16	16	16	16	31,5	31,5	31,5	43	43	63	80				
20	6,3	6,3	6,3	6,3	16	16	16	16	16	31,5	31,5	31,5	43	43	63				24
22	6,3	6,3	6,3	6,3	16	16	16	16	16	31,5	31,5	31,5	43	63	63				
Fusarc (normes DIN)																			
3,3	16	25	40	50	50	80	80	100	125	125	160	200*							7,2
5,5	10	16	31,5	31,5	40	50	50	63	80	100	125	125	160	160					
6,6	10	16	25	31,5	40	50	50	63	80	80	100	125	125	160					
10	6,3	10	16	20	25	31,5	40	50	50	63	80	80	100	100	125	200			12
13,8	6,3	10	16	16	20	25	31,5	31,5	40	50	50	63	80	80	100	125*	125*		17,5
15	6,3	10	10	16	16	20	25	31,5	40	50	50	63	80	80	100	125	125*		
20	6,3	6,3	10	10	16	16	25	25	31,5	40	40	50	50	63	80	100	125*		24
22	6,3	6,3	10	10	10	16	20	25	25	31,5	40	40	50	50	80	80	100		

Exemple : Pour la protection d'un transformateur de 400 kVA, alimenté sous 10 kV on choisira des fusibles Soléfuse 43 A ou des fusibles Fusarc 50 A.

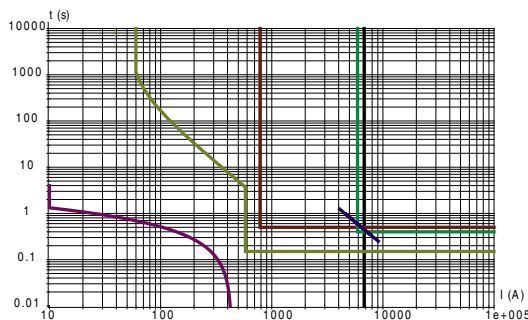
* Nous consulter

Poste de livraison HTA à comptage HTA

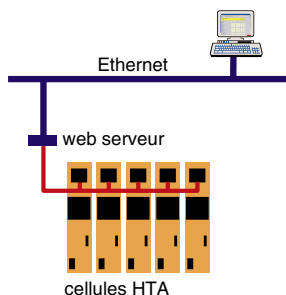
Sélectivité-Comptage HTA et mesures privées

La sélectivité des diverses protections HTA et départs BT avec la protection générale HTA du poste doit être assurée. Une étude globale de sélectivité est nécessaire, voir imposée pour des applications à forte criticité (data centers, établissement de santé...). Elle nécessite en général une expertise et des moyens logiciels appropriés. Schneider Electric propose des études de sélectivité qui peuvent s'inscrire dans le cadre d'une approche globale de sûreté de fonctionnement de l'installation.

Les études de sélectivité Schneider Electric s'appuient sur son expertise technique et des d'outils d'analyse logiciels conformes à la norme CEI 60909.



Exemple d'étude de courbe d'étude sélectivité par logiciel le "Selena" de Schneider Electric



Les équipements communicants HTA

Sélectivité

Nécessité et complexité des études

Il faut assurer la sélectivité entre la protection générale du poste de livraison et :

- la protection HTA des transformateurs HTA/BT éventuels du poste, qui doit elle-même être sélective avec leur protection côté BT
- la protection des autres départs HTA du poste qui peuvent alimenter, par exemple, en antenne ou boucle, des postes HTA/BT, des sous-stations HTA/HTA de départs moteurs, etc.

La présence de sources de production autonome doit être prise en compte dans les réglages des protections ; l'alimentation par ces sources implique des courants de court-circuit en général plus faibles et des réglages différents.

La sélectivité peut donc, en fonction de la composition du poste dans sa partie régie par la norme NF C13-200, nécessiter des études souvent complexes.

L'étude de sélectivité est cependant nécessaire pour assurer la disponibilité de l'énergie aux charges, en particulier aux charges critiques (moteurs de process, sous-stations comportant des onduleurs...) en limitant l'impact des défauts par le déclenchement de la protection immédiatement en amont et elle seule.

Sélectivité des protections HTA et BT des transformateurs du poste

Ce cas est le plus simple et prend en compte la protection contre les courts-circuits à l'aval du TGBT. Pour une protection côté HTA :

- par disjoncteur, la sélectivité sera en général obtenue par un écart de 0,3 s entre les temporisations côté HTA et BT.
- par cellule interrupteur fusible (QM ou QMC) il faut s'assurer de la sélectivité entre les fusibles HTA et le disjoncteur général BT (Ex : tableau de la [page B63](#)).

Etude globale de sélectivité

Au delà du cas précédent, une étude de sélectivité du réseau d'alimentation HTA et BT du site est souvent nécessaire.

Elle comporte typiquement l'étude du plan de protection HTA contre les défauts phase/phase et phase/terre qui définit :

- les options de sélectivité (ampèremétrique, chronométrique...) avec la recherche d'une sélectivité totale des protections à tous les niveaux et avec la BT.
- les réglages sélectifs des protections à maximum d'intensité contre les défauts entre phases (max de I) et entre phases et terre (homopolaire).

Elle s'assure aussi de la tenue du matériel (cellules, TC, câbles, ...) avec la contrainte thermique maximum réalisée lors d'un court circuit avant le déclenchement des protections.

Schneider Electric utilise une modélisation du réseau HTA à l'aide du logiciel "Selena" conforme à la norme CEI 60909 "calculs des courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif de tension nominale jusqu'à 230 kV".

Ce logiciel permet l'étude de la coordination des protections, le réglage des relais et la vérification de la sélectivité :

- saisie assistée des relais
- réglage interactif avec des courbes de déclenchement en simulation directe avec les résultats des calculs
- affichage graphique de ceux-ci sur le schéma du réseau
- édition du rapport d'étude de tous les cas simulés sur imprimante.

Pour chaque cas étudié, le logiciel permet :

- le calcul des valeurs minimales et maximales des courants de court-circuit aux bornes des récepteurs et aux niveaux des jeux de barres
- la vérification de la sélectivité par rapport aux valeurs Icc calculées. Tracé des diagrammes de réglage des protections concernées.

Les courts-circuits sont envisagés à tous les endroits caractéristiques de l'installation. Ils conduisent cas par cas :

- à l'élaboration de la partie de schéma comprenant les protections concernées (avec valeurs des courants de court-circuit indiqués sur les branches)
- au positionnement des courbes de protection en fonction de l'Icc .

Comptage HTA et mesures privées

La NF C 13-100 prévoit les dispositions pour le tableau de comptage HTA du distributeur. Elle précise notamment que :

- lorsque les appareils de comptage sont fournis par l'utilisateur, le distributeur peut demander leur présentation pour vérification et étalonnage
- pour les transformateurs de mesure, cette présentation peut être remplacée par des procès-verbaux de conformité à la norme comme le sont les TC de comptage Schneider Electric.

L'utilisateur peut de son côté, utiliser des mesures et indications privées pour des besoins :

- de régulation (tension, fréquence),
- d'optimisation du facteur de puissance,
- de gestion des charges (répartition des dépenses d'énergie délestage)
- de suivi et optimisation de consommation.

Les gammes de centrales de tableau PowerLogic System, les relais numériques Sepam et les équipements communicants HTA et BT de Schneider Electric offrent de nombreuses possibilités pour réaliser un suivi des paramètres importants de l'installation.

Poste de répartition HTA/HTA et sous-stations HTA

Présentation et exemple de schéma

En aval d'une livraison HTB le poste de répartition HTA/HTA réalise la distribution interne vers des sous-stations HTA/HTB ou HTA/HTA

Les postes doivent être dans des locaux inaccessibles au public ou au personnel non autorisé. Il doivent répondre aux normes NF C13-200 (partie HTA) et NF C 15-100 (partie BT)

Présentation

Pour les très gros consommateurs (> 10 MW), par exemple industrie de process ou métallurgie, la livraison est effectuée en HTB (généralement en 63 kV) avec comptage HTB.

Dans ce cas, on trouve typiquement, en aval de la livraison :

- des transformateurs HTB/HTA (exemple 63/20 kV)
- un poste de répartition HTA qui alimente :
 - des sous-stations HTA/BT (exemple 20 kV/410 V)
 - des sous-stations HTA/HTA (exemple 20/5,5 kV) de départs moteurs.

Il existe évidemment de nombreuses configurations, adaptées à l'application spécifique et à ses contraintes.

La figure ci-dessous est un exemple.

Normes d'installation et de sécurité

Le poste de répartition et les sous-stations HTA/HTA et HTA/BT doivent être installés dans des locaux inaccessibles au public ou au personnel non autorisé.

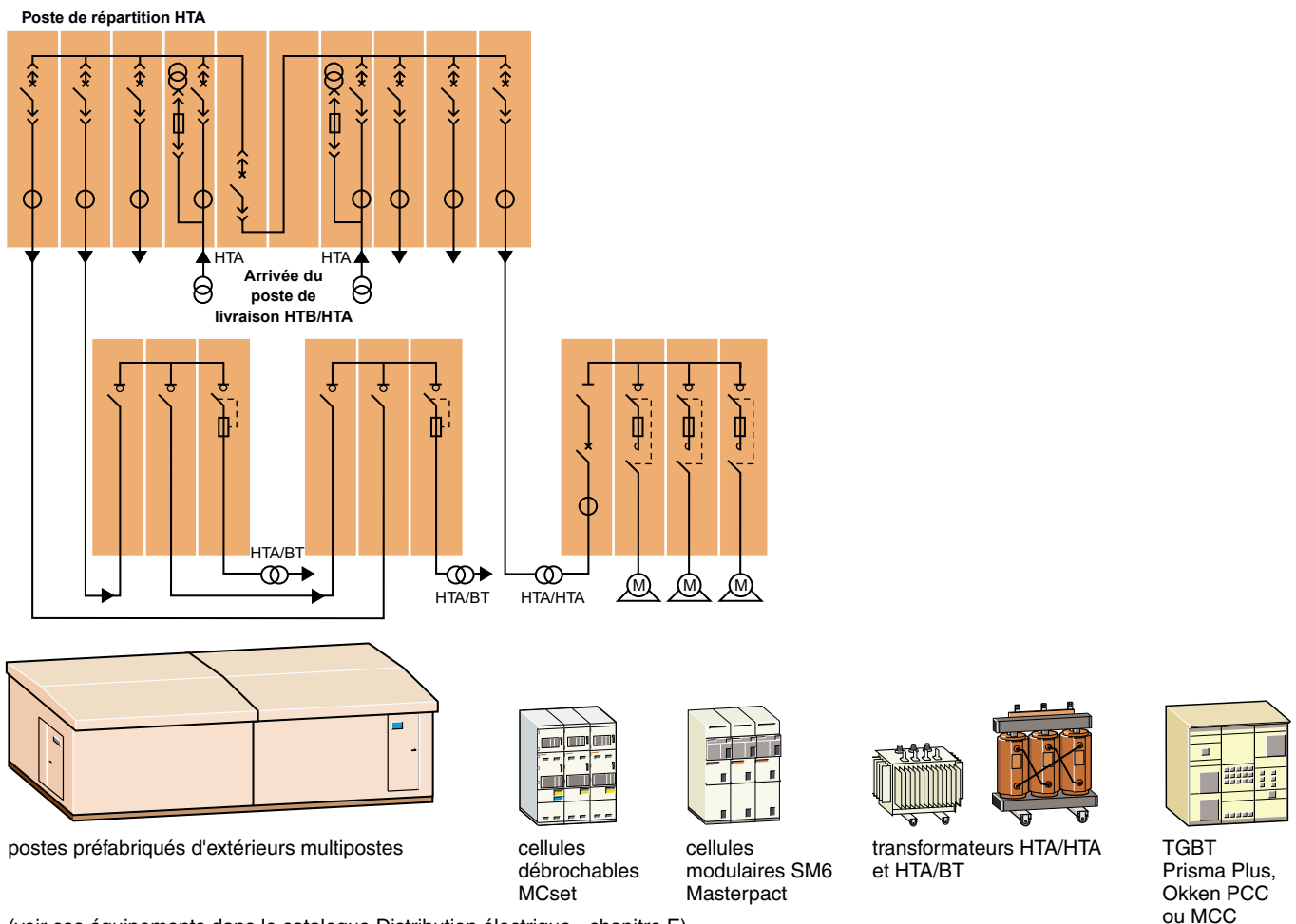
Il doivent répondre aux textes officiels et normes en vigueur (voir [page B51](#)).

Ces installations sont entièrement définies par la NF C 13-200, relatives aux installations HTA privées. Cette norme est en cours de refonte. La version 2009 intégrera notamment des aspects de disponibilité de l'énergie, de criticité des applications et de perturbations des installations.

Solution d'intérieur ou d'extérieur

L'installation des matériels peut se faire dans des bâtiments dédiés ou parties de bâtiments. Au-delà des caractéristiques électriques, de nombreuses contraintes vont influencer sur le choix des matériels et la préférence éventuelle pour une solution constituée de plusieurs postes préfabriqués (multipostes) clé en main, (voir [page B48](#)). Ces postes sont étudiés comme un ensemble complet de distribution et sont prêts à raccorder entre eux.

Exemple de schéma



(voir ces équipements dans le catalogue Distribution électrique - chapitre E)

Poste de centrale autonome

Exemples de schémas

Les cellules de la gamme SM6 permettent de réaliser les postes de production décentralisée d'énergie électrique.

Elles intègrent des unités numériques multifonction Sepam permettant :

- la protection NF C13-100 contre les défauts internes
- la protection de découplage B61.41
- la prise en compte de la TGS.

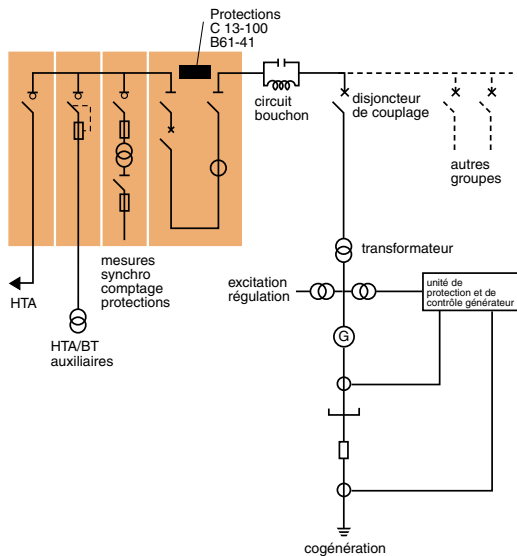
Ces postes peuvent être réalisés en ensembles préfabriqués d'extérieur type Bo-cage équipés et prêts à raccorder.

Ils peuvent être surveillés et commandés à distance par des systèmes numériques type Sepam.

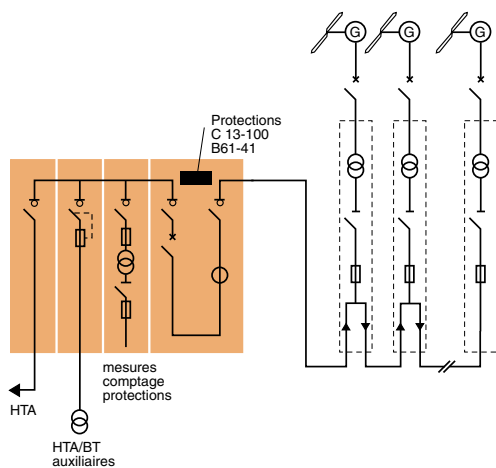
Les cellules modulaires de la gamme SM6 permettent de réaliser les postes de production décentralisée d'énergie électrique.

Ce type de poste (voir exemples de schémas ci-après) nécessite au niveau de la cellule de protection par disjoncteur (type DM2) la mise en place d'une protection de découplage B61.41. Elle est intégrée dans une protection mixte NF C 13-100 et découplage B61.41 de type Sepam S48.

Poste pour centrale cogénération raccordée en HTA



Poste pour centrale éolienne



6

Equipements et leurs caractéristiques page

Cellules HTA

Caractéristiques des équipements préfabriqués HTA sous enveloppe métallique	B68
Types de fonctions et appareillage correspondant	B71
Normes	B73
Types de cellules et d'appareillages	B75
Tenue à l'arc interne	B76
Techniques d'isolation	B77
Techniques de coupure	B78
Condensateurs HTA	B80

Capteurs

Transformateurs de courant (TC)	B88
Capteurs de courant phase type LPCT	
Capteurs de courant résiduel	
Transformateurs de tension (TT)	B90

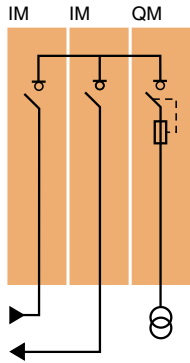
Transformateurs

Définitions et paramètres caractéristiques	B92
Choix du diélectrique et de la technologie	B93
Choix d'un transformateur : contraintes	B96
Détermination de la puissance optimale	B97
Surcharge d'un transformateur	B100
Transformateurs en parallèle	B101
Transformateurs bi-tension et élévateurs	B102
Protection des transformateurs	B103
Ventilations, modes de refroidissement et normes de construction	B106
Démarrage et protection des moteurs HTA	B107

Caractéristiques des équipements préfabriqués HTA sous enveloppe métallique

Cellules HTA

La distribution de l'énergie électrique en HTA met en œuvre des équipements préfabriqués sous enveloppe métallique externe communément appelés cellules HTA.



Exemple de tableau HTA type SM6 avec 2 cellules interrupteur de boucle (IM) et une cellule protection transformateur (QM)

Les cellules HTA et leur appareillage sont caractérisés par des grandeurs électriques de tension, courant, fréquence et l'intensité (puissance) de court-circuit supportée, dont les valeurs sont normalisées.

Exemple (cellule HTA pour réseau 24 kV) :

- Tension de service : 20 kV
- Tension assignée : 24 kV
- Tension de tenue à fréquence industrielle 50 Hz 1 mn : 50 kV eff.
- Tension de tenue à l'onde de choc 1,2/50 µs : 125 kV crête.

Les cellules HTA

Un tableau électrique HTA est constitué d'équipements préfabriqués sous enveloppe métallique externe communément appelés cellules HTA. Chaque cellule est complètement assemblée en usine, prête à être raccordée. Elle réalise par l'appareillage contenu (interrupteur, disjoncteur, contacteur...) les fonctions de sectionnement, protection et commande permettant de réaliser un schéma électrique.

Caractéristiques principales

Les cellules HTA doivent être conformes à la norme spécifique CEI 62271-200 (Appareillage sous enveloppe métallique à courants alternatifs de tensions assignées supérieures à 1 kV et inférieures ou égale à 52 kV).

L'appareillage contenu doit répondre aux normes qui lui sont propres ; par exemples CEI 62271-100 (Disjoncteurs à courant alternatif à haute tension) ou CEI 62271-102 (Sectionneurs et sectionneurs de terre à courant alternatif).

Les cellules HTA et leur appareillage ont ainsi des caractéristiques assignées de tension, courant, fréquence et tenue aux courts-circuits, définies par ces normes, qui indiquent si elles conviennent à une utilisation sur un type de réseau.

Ces caractéristiques sont généralement exprimées en :

- valeur efficace de la tension (kV) ou du courant (kA)
- valeur de crête de tension ou de courant : valeur instantanée la plus élevée. Pour une tension ou un courant alternatif, la valeur de crête est $\sqrt{2}$ fois la valeur efficace. La tension mentionnée est la tension U, commune entre phases, du réseau équilibré. La tension entre phase et neutre s'en déduit par $v = \frac{U}{\sqrt{3}}$.

Tension

Tension assignée : Ur (kV)

C'est la valeur efficace maximale de la tension que le matériel peut supporter en service normal. L'abréviation internationale est Ur (rated). La tension assignée est supérieure à la tension de service et associée à un niveau d'isolement.

Nota : l'ancienne dénomination est tension nominale.

Tension de service

C'est la tension effectivement appliquée aux bornes du matériel en service normal. Elle est inférieure ou égale à Ur et en général notée U (kV).

Niveau d'isolement assigné : Ud et Up

Il fixe la tenue diélectrique (tension supportée sans amorçage entre phase ou à la masse, direct ou par contournement d'isolement) des matériels aux surtensions de manœuvres et aux chocs de foudre.

Il est caractérisé par 2 grandeurs :

Tension de tenue à fréquence industrielle : Ud (kV) pendant 1 minute

Les surtensions d'origines internes au réseau accompagnent toute modification intervenant dans un circuit : ouverture ou fermeture d'un circuit, claquage ou contournement d'un isolant, etc...

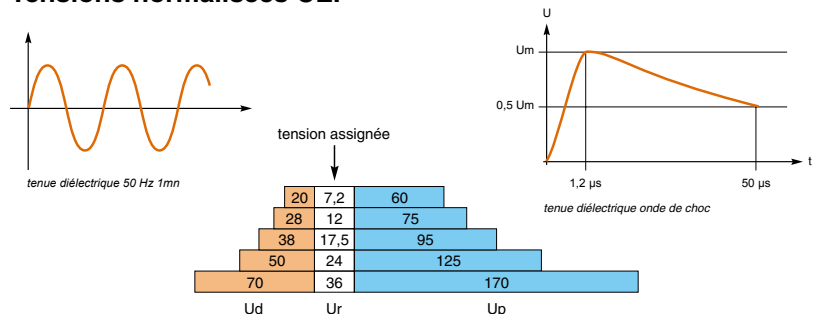
La tenue du matériel à ces surtensions de courte durée est simulée par un essai de tension à la fréquence du réseau pendant une minute. La tension d'essai, dite de tenue à fréquence industrielle, est définie par les normes en fonction de la tension assignée du matériel.

Tension de tenue choc de foudre 1,2/50 ms : Up (kV) valeur de crête

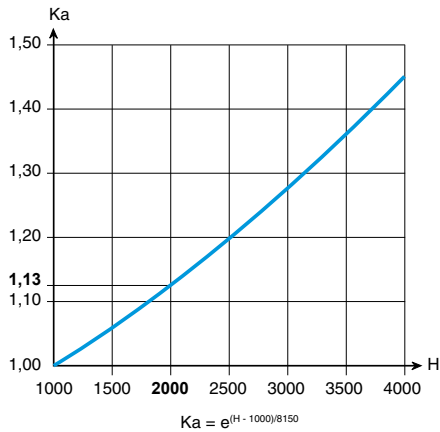
Les surtensions d'origines externes ou atmosphériques se produisent lorsque la foudre tombe sur la ligne ou à sa proximité.

La tenue du matériel à l'onde de choc de foudre est simulée en laboratoire en appliquant au matériel une onde à front de montée très rapide (valeur crête atteinte en 1,2 µs, redescendant à la moitié de sa valeur après 50 µs), proche de celle résultant d'un choc de foudre.

Tensions normalisées CEI



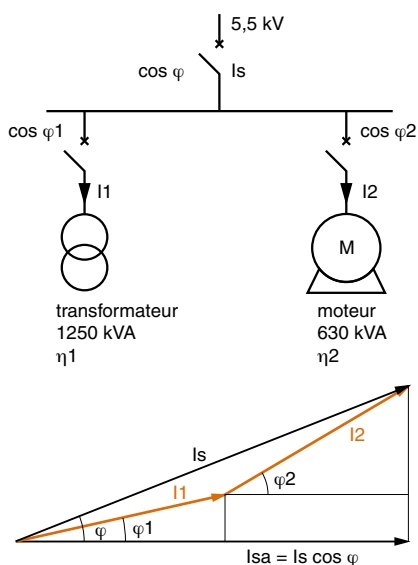
Au-delà de 1000 mètres, il faut déclasser le niveau d'isolement du matériel (sauf tenue spécifique certifiée).



Coefficient tenant compte de l'altitude (CEI)

Les courants assignés usuellement utilisés en HTA sont : 400, 630, 1250, 2500, 3150 A et 4000 A. Ces valeurs sont coordonnées avec les valeurs de tension assignées. Le tableau ci-contre donne l'exemple de la coordination pour 24 kV.

Le courant d'emploi doit être inférieur au courant assigné. Son intensité est fournie ou se calcule en fonction des récepteurs.



La fréquence des réseaux en Europe est de 50 Hz (période $T = 1/50 = 20$ ms)

Conditions d'application

Les niveaux d'isolement s'appliquent à des appareillages sous enveloppe métallique pour une altitude inférieure à 1000 mètres à température ambiante 20 °C, humidité 11 g/m³, pression 1013 mbar. Au-delà, un déclassement est à considérer, sauf indication de tenues spécifiques.

La figure ci-contre donne le coefficient à appliquer pour tenir compte de l'altitude. Exemple : à 2500 m, une tenue de choc exigée de 125 kV nécessitera un matériel pouvant tenir $125 \times 1,13 = 147$ kV. Un matériel 24 kV de tenue 125 kV ne pourra convenir, sauf certification spéciale, et il faudra un matériel de 36 kV dont la tenue est 170 kV.

A chaque niveau d'isolement correspond d'autre part une distance dans l'air (tableau ci-après) qui garantit la tenue du matériel sans certificat d'essai. Les distances sont réduites par l'utilisation d'un milieu diélectrique comme le SF6 ou le vide.

tension assignée kV eff.	tenue à l'onde de choc 1,2/50 μs kV crête	distance/masse dans l'air cm
7,2	60	10
12	75	12
17,5	95	16
24	125	22
36	170	32

Courant

Courant assigné en service continu : Ir (kA eff.)

C'est la valeur efficace maximale de courant que le matériel peut supporter fermé, en service normal, sans dépasser l'échauffement permis par les normes et rappelé dans le tableau ci-dessous.

L'abréviation internationale retenue est Ir (pour rated).

Nota : l'ancienne dénomination est courant nominal.

tension assignée Ur (kV)	pouvoir de coupure assigné en court-circuit lcc (kV)	courant assigné en service continu Ir (A)			
24	8	400	630	1250	
	12,5	630	1250		
	16	630	1250		
	25		1250	1600	2500
	40		1250	1600	2500

Courant d'emploi (intensité de service)

C'est le courant (kA eff.) que supporte effectivement le matériel en service normal. Son intensité, qui est celle traversant réellement le matériel, est calculée d'après les consommations des appareils raccordés au circuit considéré, lorsque l'on connaît la puissance des récepteurs.

En l'absence d'éléments de calcul, le client doit donner sa valeur.

Exemple de calcul

Tableau avec un départ transformateur 1250 kVA et un départ moteur 630 kW sous $U = 5,5$ kV de tension de service

● intensité de service I1 du départ transformateur

$$S1 \text{ (puissance apparente du transformateur)} = U I1 \sqrt{3} = 1250 \text{ kVA}$$

$$I1 = \frac{1250}{5,5 \sqrt{3}} = 131,2 \text{ A}$$

● intensité de service I2 du départ moteur

○ facteur de puissance du moteur $\cos \varphi2 = 0,9$ (soit $\varphi2 \approx 26^\circ$)

○ rendement du moteur $\eta2 = 0,9$

P2 (puissance active du moteur) = $U I2 \sqrt{3} \cos \varphi2 \eta2$

$$I2 = \frac{630}{5,5 \sqrt{3} \times 0,9^2} = 81,6 \text{ A}$$

● intensité de service du tableau

L'intensité de service Is du tableau n'est pas la somme arithmétique des valeurs précédentes car il s'agit de grandeurs vectorielles (figure). Pour la calculer il faut connaître le facteur de puissance $\cos \varphi1$ d'entrée du transformateur et son rendement $\eta1$. Par exemple $\cos \varphi1 = 0,95$, soit ($\varphi1 \approx 18^\circ$) et $\eta1 = 0,97$.

On en déduit la composante active Isa du courant de service cherché Is.

En effet, les puissances actives s'additionnent arithmétiquement, on a :

$$U Isa \sqrt{3} = U I1 \sqrt{3} \cos \varphi1 \eta1 + U I2 \sqrt{3} \cos \varphi2 \eta2$$

En simplifiant par $U \sqrt{3}$:

$$Isa = Is \cos \varphi = I1 \cos \varphi1 \eta1 + I2 \cos \varphi2 \eta2 \text{ et l'on construit le diagramme.}$$

Fréquence

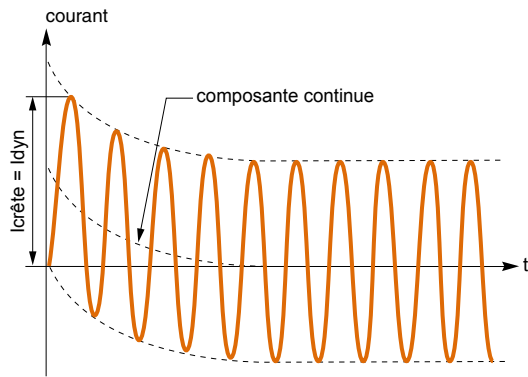
Deux fréquences assignées sont usuellement utilisées dans le monde :

- 50 Hz en Europe
- 60 Hz en Amérique.

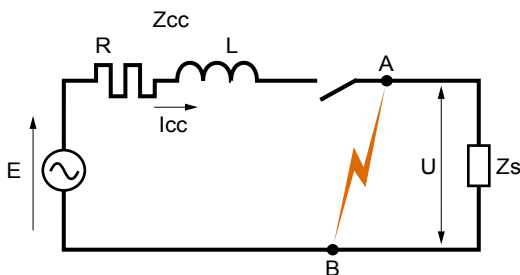
Quelques pays utilisent les deux fréquences sans distinction.

Caractéristiques des équipements préfabriqués HTA sous enveloppe métallique (suite)

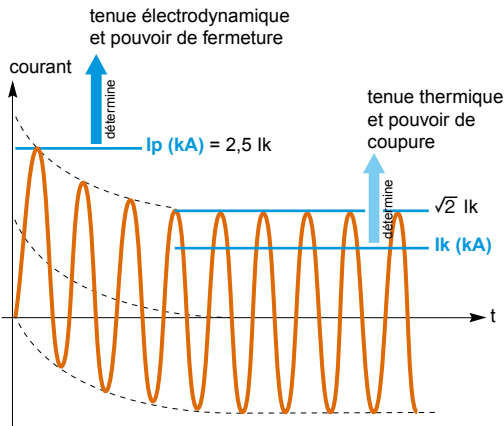
Cellules HTA



Forme du courant de court-circuit



Éléments déterminant un courant de court-circuit



Courant de court-circuit normalisé

Exemple (cellule HTA pour réseau 24 kV en 50 Hz) :

- Courant de courte durée admissible : $I_k = 12,5 \text{ kA} - 1 \text{ s}$
- valeur crête du courant de courte durée admissible : $I_p = 2,5 I_k = 31 \text{ kA}$ (valeur de crête)

Courant de court-circuit

Caractéristiques d'un court-circuit

Le court-circuit résulte d'un défaut dans un réseau et se traduit par l'établissement d'un courant anormalement élevé qui comporte :

- une phase transitoire (d'asymétrie), avec une première crête dont la valeur dépend du réseau et de l'instant de début du court-circuit pendant la période (20 ms) du courant. Cette première crête crée les forces d'attraction électrodynamiques les plus importantes, notamment sur le jeu de barres, et détermine la tenue électrodynamique des équipements.
- une phase permanente (court-circuit établi), avec un courant élevé. La valeur efficace de ce courant provoque un échauffement très important qui détermine la tenue thermique des équipements. Le courant de court-circuit se réfère en général à cette valeur efficace en régime établi.

Puissance et courant de court-circuit

Le court-circuit peut être défini aussi par la puissance de court-circuit. C'est la puissance maximum que peut fournir le réseau à l'installation en défaut au point considéré pour une tension de service donnée.

Elle dépend de la configuration du réseau et de l'impédance des composants lignes, câbles, transformateurs, moteurs... en amont du court-circuit.

Exemple : court-circuit aux bornes aval A et B d'une cellule disjoncteur protégeant une charge Z_s . La tension de la source amont est E, le courant de court-circuit I_{cc} dépend

de l'impédance du circuits amont $Z_{cc} = \sqrt{R^2 + L^2}$ en général difficile à connaître.

Aussi, à la valeur de courant de court-circuit I_{cc} , on fait correspondre conventionnellement, pour la tension de service U, la puissance de court-circuit (S_{cc}), puissance apparente en MVA, définie par :

$$S_{cc} = \sqrt{3} U I_{cc}$$

Exemple un courant de court-circuit de 25 kA sous une tension de service de 10 kV correspond à $S_{cc} = 1,732 \times 10 \times 25 = 433 \text{ MVA}$.

Caractéristiques des cellules HTA et de leur appareillage liées au court-circuit

Les cellules HTA - leurs composants actifs (parcourus par le courant) et leur appareillage - doivent pouvoir supporter, en leur point d'installation, le courant de court-circuit maximal du réseau. Il correspond au cas d'un défaut entre phases à proximité immédiate des bornes aval de l'appareillage de la cellule. Dans ces conditions le courant de court circuit est le plus important car il n'est limité que par les impédances amont. Deux grandeurs caractérisent les cellules HTA vis à vis des courts-circuits, en faisant référence à ce courant.

Courant de courte durée admissible assigné : I_k (kA) pendant t_k (s)

C'est la valeur efficace (régime établi) du courant de court-circuit maximal. Ce courant, noté I_k dans les normes CEI, a une valeur efficace (kA) définie pour une durée maximale, notée t_k , en secondes (en général 1 ou 3 secondes). Il détermine :

- la tenue thermique que doivent supporter les matériels et les circuits principaux et de mise à la terre de la cellule.
- le pouvoir de coupure des appareils de protection, c'est-à-dire le courant de court-circuit qu'ils doivent interrompre.

La CEI retient pour ce courant les valeurs suivantes :

8 - 12,5 - 16 - 20 - 25 - 31,5 - 40 kA pendant 1 ou 3 secondes

Valeur crête du courant de courte durée admissible maximale : I_p (kA)

C'est la valeur de la première crête (phase transitoire) du courant I_k précédent.

Ce courant, noté I_p dans les normes CEI, est défini en kA. Il détermine :

- la tenue électrodynamique des jeux de barres en donnant la mesure de la force électrodynamique maximale auxquels ils seront soumis.
- le pouvoir de fermeture des appareils de protection, c'est à dire leur aptitude à se fermer en présence du courant de court-circuit, malgré les forces électrodynamiques de répulsion.

La valeur crête du courant maximal (I_p) se déduit de la valeur du courant de courte-durée admissible (I_k) selon les conditions des normes :

- $I_p = 2,5 \times I_k$ en 50 Hz (CEI)
- $I_p = 2,6 \times I_k$ en 60 Hz (CEI)
- $I_p = 2,7 \times I_k$ en 60 Hz (ANSI).

Nombre de phases

L'appareillage HTA est de type tripolaire, avec une manœuvre actionnant simultanément les 3 phases.

Types de fonctions et appareillage correspondant

Le sectionnement établi ou isole un circuit hors charge.

L'appareillage contenu dans les cellules HTA permet de réaliser trois fonctions principales : Sectionnement, Commande et Protection.

Sectionnement

Sectionneur

Le sectionneur est l'appareil de base qui assure le sectionnement et remplit la fonction sécurité du personnel.

Le sectionneur a deux positions stables : "ouvert" ou "fermé" et se manœuvre hors charge car il n'a pas de pouvoir de coupure.

En position "ouvert" (O), la distance de sectionnement permet la tenue diélectrique entre entrée-sortie. De plus, pour remplir la fonction isolation de sécurité du personnel, la tenue entrée-sortie doit être supérieure à la tenue phase-terre.

En cas de surtension, s'il y a amorçage, il se produira entre la phase et la terre et protégera le circuit.

En position "fermé" (F), il doit supporter le courant de service en permanence et doit résister au courant de court-circuit pendant la durée spécifiée.

Les normes CEI imposent de pouvoir reconnaître la position O ou F (1).

Les deux positions doivent avoir un dispositif de verrouillage interdisant les manœuvres en charge.

Outre les caractéristiques principales précédentes de tension, courant et fréquence, un sectionneur est caractérisé par son endurance mécanique (nombre de manœuvres mécaniques à vide).

(1) L'exigence de pouvoir connaître la position du sectionneur ou de sectionneur de terre est satisfaite si l'une des conditions suivantes est remplie :

- distance de sectionnement visible
- position de la partie débrochable, par rapport à celle fixe, nettement visible et positions correspondant à l'embrochage complet et au sectionnement complet indiquées clairement
- position de la partie débrochable indiquée par un dispositif indicateur sûr.

Sectionneur de terre

Le sectionneur de terre est un sectionneur utilisé pour mettre un circuit à la terre. Il a deux positions stables : "ouvert" ou "fermé avec mise à la terre". Il est capable de supporter les courants de court-circuit pendant une seconde et de véhiculer les courants de décharge des câbles.

Le sectionneur de terre peut avoir dans certains cas un pouvoir de fermeture.

L'appareil doit avoir un dispositif de verrouillage en position fermée.

L'appareillage de commande est utilisé pour interrompre et établir des circuits sous tension et en charge.

Commande

Les appareils de commande sont essentiellement l'interrupteur (qui remplit en général les 2 fonctions interrupteur et sectionneur) et le contacteur. Tous ces appareils doivent supporter, pendant un temps déterminé, les courants de court-circuit. Leur fonctionnement, est prévu pour un nombre de manœuvres en charge lié aux types de circuits commandés, qui définit leur endurance (ou durabilité) électrique. Le nombre de manœuvres à vide définit l'endurance mécanique.

Interrupteur

L'interrupteur est un appareil de commande, à deux positions stables, "ouvert" ou "fermé", qui permet de manœuvrer un circuit (transformateur, câbles de distribution...) en charge. Il peut assurer un nombre de manœuvres élevé, mais à faible cadence. Ce n'est pas un organe d'isolation de sécurité du personnel.

Interrupteur-sectionneur

L'interrupteur-sectionneur est un interrupteur qui, dans sa position "ouvert", satisfait aux conditions d'isolement d'un sectionneur et réalise l'isolation de sécurité du personnel.

Interrupteur-fusible

L'interrupteur-sectionneur peut être utilisé avec des fusibles aval. L'ensemble permet alors à la fois la manœuvre en charge et la protection de court-circuit.

Il existe en deux versions :

Associé

La fusion fusible n'agit pas sur l'interrupteur.

Combiné

La fusion fusible déclenche l'ouverture de l'interrupteur par un percuteur.

Contacteur

Le contacteur est un appareil, commandé électriquement, capable d'établir ou de couper un circuit en charge avec une forte cadence de manœuvres.

Il commande le plus souvent des moteurs.

Il est souvent associé avec des fusibles pour écreter et couper les courants de court-circuit. Ce n'est pas un organe d'isolation de sécurité du personnel, c'est pourquoi il est en général associé à un sectionneur amont.

Types de fonctions et appareillage correspondant (suite)

Cellules HTA

Le dispositif de protection doit éliminer rapidement toute surintensité, surcharge ou court-circuit, dans un circuit pour assurer la sécurité des personnes et des biens.

Les caractéristiques des disjoncteurs HTA sont spécifiées par la norme CEI 62271-100.

Protection

Coupe-circuit à fusible (ou fusible)

Le coupe-circuit à fusible (ou fusible) est un appareil de protection dont la fonction est d'ouvrir un circuit, par fusion d'un ou plusieurs de ses éléments, lorsque le courant dépasse pendant un temps déterminé une valeur déterminée. Le fusible est essentiellement prévu pour éliminer les courts-circuits. Il se détériore et risque de ne pas couper s'il est traversé par un courant de défaut trop faible. Un fusible est caractérisé par ses courbes de fusion. Il peut être associé ou combiné à un interrupteur ou un contacteur (voir "commande").

Disjoncteur

Le disjoncteur est un appareil qui assure la commande et la protection d'un réseau. Il est capable d'établir, de supporter et d'interrompre les courants de service ainsi que les courants de court-circuit. Le pouvoir de coupure assigné en court-circuit est la valeur la plus élevée du courant que le disjoncteur doit être capable de couper sous la tension assignée. Le déclenchement sur défaut est réalisé automatiquement par l'intermédiaire d'une chaîne de protection (TC, TP, relais, déclencheur...).

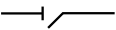
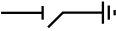
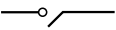

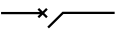
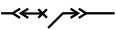

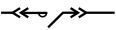
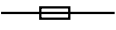
La débrouabilité d'un disjoncteur assure la fonction sectionnement. Un disjoncteur a une endurance (durabilité) électrique, définie par le nombre de coupures sur court-circuit (1) et de coupures en charge (1) qu'il peut effectuer et mécanique, définie par un nombre de manœuvres à vide.

Des séquences assignées de manœuvres O-FO peuvent aussi être spécifiées (O = ouverture, FO = fermeture suivie immédiatement d'une d'ouverture) :

- appareils sans refermeture automatique rapide : O - 3 mn - FO - 3 mn - FO
- appareils pour refermeture automatique rapide : O - 0,3 s - FO - 3 mn - FO ou O - 0,3 s - FO - 15 s - FO.

(1) Les conditions de la coupure (intensité et $\cos \varphi$) sont précisées. Des performances de pouvoir de coupure assignés particulières peuvent être demandées pour des applications spécifiques (sur câbles à vide, batteries de condensateurs, faibles courants inductifs...)

Fonctions de l'appareillage

désignation et symbole	fonction	manœuvre des courants	
		de service	de défaut
sectionneur 	isole		
sectionneur de terre 	isole		pouvoir de fermeture sur c/c
interrupteur 	manœuvre, n'isole pas	■	
interrupteur sectionneur 	manœuvre, isole	■	
disjoncteur fixe 	manœuvre, protège n'isole pas	■	■
disjoncteur débrouable 	manœuvre, protège isole si débrouché	■	■
contacteur fixe 	manœuvre, n'isole pas	■	
connecteur débrouable 	manœuvre, isole si débrouché	■	
fusible 	protège, n'isole pas		■ (1 fois)

■ = oui

Il existe deux versions des appareillages HTA de type contacteur et disjoncteur

- Fixe
- Débrouable

Normes

La norme CEI 62271-200 spécifie l'appareillage sous enveloppe métallique pour tensions supérieures à 1 kV, jusqu'à 52 kV.

L'enveloppe métallique procure un degré de protection spécifié de l'équipement contre

- les influences externes
- l'approche des parties actives ou le contact avec elles

Les parties métalliques doivent être conçues pour conduire un courant maximum de 30 A CC avec une chute de tension ≤ 3 V au point de mise à la terre.

Compartiment : « partie d'un appareillage sous enveloppe métallique fermée à l'exception des ouvertures nécessaires à l'interconnexion, à la commande ou à la ventilation ». Un compartiment peut être de conception fixe ou débrochable, avec un type d'accessibilité défini.

La catégorie LSC définit un type de continuité de service.

Cloison : « partie d'un appareillage sous enveloppe métallique séparant un compartiment des autres compartiments ».

Les essais de types permettent la reproductivité des performances et l'industrialisation.

Norme CEI 62271-200 (ex CEI 60298)

La norme CEI 62271-200 est la norme de référence des cellules HTA qui remplace depuis fin 2003 la norme CEI 60298.

Elle spécifie "L'appareillage sous enveloppe métallique pour courants alternatifs de tensions assignées supérieures à 1 kV et inférieures ou égales à 52 kV".

Elle inclut une partie des spécifications, plus générales, de la norme CEI 60694 "Spécifications communes aux normes de l'appareillage à haute tension".

Les principaux points et évolution par rapport à la CEI 60698 sont les suivants.

Appareillage concerné

La norme précédente était écrite sur la base des tableaux débrochables isolés dans l'air. La nouvelle norme intègre les matériels fixes et les matériels isolés au gaz : les enveloppes peuvent contenir des composants fixes et amovibles et être remplies de fluide (liquide ou gaz) pour assurer l'isolation sous pression relative $P < 3$ bar (≈ 3000 hPa).

Elle concerne donc tous les types d'équipements (cellule, RMU, appareils aériens...) à isolement :

- air : AIS (Air Insulated Switchgear)
- gaz : GIS (Gaz Insulated Switchgear)

Spécification de fonctionnalités

La norme CEI 60298 faisait référence à trois types d'appareillage : blindé, compartimenté et bloc. Ces classifications n'existent plus et la nouvelle norme, davantage orientée utilisateur, est plus basée sur les fonctionnalités apportées que sur la conception.

Compartiments

Le constructeur définit le nombre et le contenu des compartiments (ex : jeu de barres, câbles, appareillage, transformateurs de tension). Chaque compartiment est décrit avec sa conception de type fixe ou débrochable et son accessibilité.

Accessibilité des compartiments

Un compartiment accessible est défini à partir de 3 types d'accessibilité :

- par utilisation d'interverrouillages assurant que toutes les parties sous tension internes ont été mises hors tension et à la terre
- par procédures de l'utilisateur et dispositifs de condamnation : le compartiment permet la mise en place de cadenas ou de moyens équivalents
- par outils, hors conditions normales d'exploitation : aucun dispositif intégré n'est prévu assurer la sécurité électrique avant l'ouverture.

type d'accessibilité	ouverture du compartiment
contrôlée par verrouillage	destiné à être ouvert durant les conditions normales d'exploitation et de maintenance
selon procédures	d'exploitation et de maintenance
par outillage	non destiné à être ouvert en conditions normales
non accessible	ne doit pas être ouvert (risque de destruction)

Continuité de service : catégorie LSC

La catégorie de perte de continuité de service (LSC - Lost of Service Continuity) définit les possibilités de maintenir sous tension d'autres compartiments ou unités fonctionnelles quand un compartiment du circuit principal est ouvert. Elle décrit dans quelle mesure l'appareillage peut rester opérationnel dans ce cas.

catégorie	caractéristiques
LSC1	les autres unités fonctionnelles, ou une partie d'entre elles, doivent être mises hors tension (les conditions "sous enveloppe métallique" sont maintenues)
LSC2	les autres unités fonctionnelles peuvent rester sous tension
LSC2A LSC2B	les autres unités fonctionnelles et tous les compartiments câbles peuvent rester sous tension

Cloisons : classe PM/PI

La norme donne aussi une classification en regard de la nature de la cloison entre les parties actives et les compartiments accessibles ouverts.

classification	caractéristiques
PM	volets métalliques et partitions métalliques entre parties sous tension et compartiment ouvert
PI	discontinuité isolante dans l'ensemble volets/partitions métalliques entre parties sous tension et compartiment ouvert

Conception qualifiée par des essais de types

Le processus de production est désormais validé par des essais obligatoires et d'autres qui peuvent faire l'objet d'un agrément constructeur/client. Les contrôles peuvent être effectués par une tierce partie (ex : organisme certifié).

Tenue à l'arc interne : IAC (voir page B78)

Elle devient une performance optionnelle normalisée à travers un essai de type.

Normes (suite)

Cellules HTA

Lorsque l'appareillage sous enveloppe métallique est installé, l'enveloppe doit procurer le degré de protection IP 2X (ou supérieur). Les discontinuités dans les cloisons et les volets métalliques quand ils sont fermés doivent donc être $\leq 12,5$ mm.

Degré de protection contre les chocs mécaniques : IK

La norme CEI 62262 définit un code IK qui caractérise l'aptitude d'un matériel à résister aux impacts mécaniques et cela sur toutes ses faces.
















code IK	énergie maxi. de choc (en joules)
00	0
01	0,14
02	0,20
03	0,35
04	0,50
05	0,70
06	1
07	2
08	5
09	10
10	20

Degré de protection

La norme CEI 60529 permet d'indiquer par le code IP les degrés de protection procurés par une enveloppe de matériel électrique contre l'accès aux parties dangereuses, la pénétration des corps solides étrangers et de l'eau. Elle s'applique aux matériels de tension assignée $\leq 72,5$ kV.

Le code IP est constitué de 2 chiffres caractéristiques ; il peut être étendu au moyen d'une lettre additionnelle lorsque la protection réelle des personnes contre l'accès aux parties dangereuses est meilleure que celle indiquée par le premier chiffre. Le tableau ci-après rappelle cette codification.

Degré de protection : IP

1 ^{er} chiffre Protection contre les corps solides	2 ^e chiffre Protection contre les corps liquides
1  $\varnothing 50\text{mm}$ protégé contre les corps solides supérieurs à 50 mm	1  protégé contre les chutes verticales de gouttes d'eau (condensation)
2  $\varnothing 12,5\text{mm}$ protégé contre les corps solides supérieurs à 12,5 mm	2  15° protégé contre les chutes de gouttes d'eau jusqu'à 15° de la verticale
3  $\varnothing 2,5\text{mm}$ protégé contre les corps solides supérieurs à 2,5 mm	3  60° protégé contre l'eau de pluie jusqu'à 60° de la verticale
4  $\varnothing 1\text{mm}$ protégé contre les corps solides supérieurs à 1 mm	4  protégé contre les projection d'eau de toutes directions
5  protégé contre les poussières (pas de dépôt nuisible)	5  protégé contre les jets d'eau de toutes directions à la lance
6  totalement protégé contre les poussières	6  protégé contre les projections d'eau assimilables aux paquets de mer
Exemple  IP 30.D protégé contre les corps solides supérieurs à 2,5 mm pas de protection protégé contre l'accès d'un outil $\varnothing 1$ mm	7  protégé contre les effets de l'immersion temporaire
	8  protégé contre les effets de l'immersion permanente

Lettre additionnelle (en option)

Protection des personnes contre l'accès aux parties dangereuses.

lettre	protégé contre l'accès
A	du dos de la main
B	du doigt
C	d'un outil 2,5 mm
D	d'un outil 1 mm

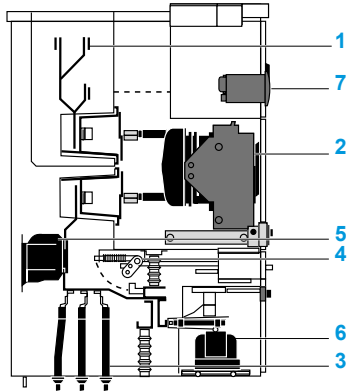
Nota : le degré de protection IP doit toujours être lu et compris chiffre par chiffre et non globalement. Un IP 30 est correct dans une ambiance exigeant un IP minimal de 20, mais un IP 31 n'est pas nécessaire.

Liste de normes applicables

- CEI 60694 Spécifications communes aux normes de l'appareillage HT.
- CEI 62271-100 Disjoncteurs à courant alternatif à haute tension.
- CEI 62271-102 Appareillage à haute tension -102 : Sectionneurs et sectionneurs de terre à courant alternatif.
- CEI 60470 Contacteurs pour courant alternatif à haute tension et démarreurs moteur à contacteurs.
- CEI 60420 Combinés interrupteurs-fusibles pour courant alternatif.
- CEI 60282-1 Fusibles haute tension - Part 1 : Fusibles limiteurs de courant.
- CEI 60255 Relais électriques.
- CEI 60044-1 et 2 Transformateurs de mesure - Part 1 : transformateurs de courant - Part 2 : transformateurs inductifs de tension.
- CEI 60044-7 et 8 Transformateurs de mesure - Part 7 : transformateurs de tension électroniques - Part 8 : transformateurs de courant électroniques.
- CEI 61958 Ensembles préfabriqués d'appareillages haute tension : Systèmes indicateurs de présence de tension.
- CEI 60529 Degrés de protection procurés par les enveloppes.

Types de cellules et d'appareillages

Les cellules HTA sont souvent de conception compartimentée LSC2 à appareillage fixe ou débrochable.



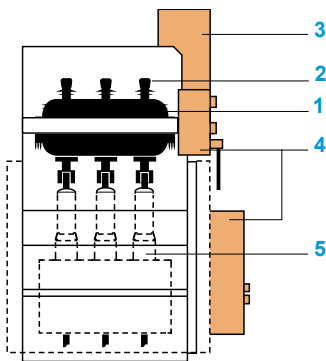
MCset - cellule disjoncteur : exemple de LSC2B -PM (ancien blindé à disjoncteur débrochable)

Compartiments HTA

- 1 - jeu de barres pour le raccordement des cellules entre elles
- 2 - disjoncteur
- 3 - raccordement MT par câbles accessibles par l'avant
- 4 - sectionneur de terre
- 5 - capteurs de courant
- 6 - transformateurs de tension (avec option de fusibles débrochables)

Compartiment BT

- 7 - auxiliaires BT et unité de protection et contrôle, séparés de la HTA



SM6 - cellule disjoncteur : exemple de LSC2A -PI (ancien compartimenté à appareil fixe ou débrochable)

Compartiment

- 1 - appareillage (sectionneur et sectionneur de terre)
- 2 - jeu de barres
- 3 - auxiliaires BT et unité de protection et contrôle, séparés de la HTA
- 4 - commandes
- 5 - raccordement et appareillage (disjoncteur)

Correspondance des classifications CEI 62271-200 et ancienne CEI 60298

Pour les conceptions habituelles, sous réserve que les caractéristiques et impératifs soient satisfaits, on peut relier anciennes et nouvelles classifications.

- Le "blindé" à disjoncteurs débrochables et volets :
 - métalliques, correspond à LSC2B-PM.
 - isolants, correspond à LSC2B-PI.
- Le "compartimenté" à disjoncteurs débrochables, correspond à LSC2B-PI.
- Les autres appareillages, anciennement "compartimentés" ou "bloc", sont LSC1, LSC2A-PI ou LSC2B-PI en fonction des détails de construction.

Type de cellules

Les conceptions, tout en se raccordant aux nouvelles classifications, sont essentiellement de deux types :

Fixe

L'appareillage installé dans la cellule est raccordé de façon fixe au circuit principal, ce qui impose de couper ce circuit pour intervenir sur celui-ci.

Débrochable

L'appareillage après son ouverture, tout en demeurant relié mécaniquement à la cellule, peut être déplacé jusqu'à une position de sectionnement ou de cloisonnement métallique entre les contacts ouverts. Il est en général aussi amovible et peut être enlevé entièrement et remis en place. On peut, après ouverture et débrochage, intervenir sur celui-ci, circuit principal sous tension.

Cellules HTA Schneider Electric

Classification

Les cellules HTA Schneider Electric répondent aux classifications suivantes :

type de cellule	catégorie LSC	classe cloison	commentaire : correspond à l'ancienne classification
MCset	LSC2B	PM	blindé avec volets métalliques et appareil débrochable
MC500	LSC2B	PM	
F400	LSC2B	PM	
SM6 24 kV	LSC2A	PI	compartimenté avec appareil fixe ou débrochable
RM6	LSC1	-	bloc

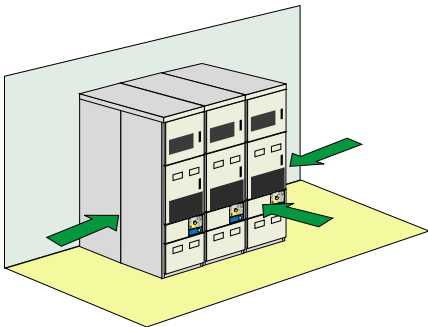
Description fonctionnelle

Exemples d'analyse fonctionnelle suivant la norme CEI 62271-200 :

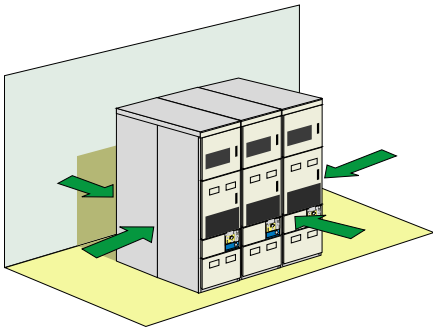
classification	cellule	description fonctionnelle			
LSC2B & PM	MCset	compartiments	jeu de barres	appareillage	câbles
		conception	fixe	débrochable	fixe
		accessibilité	outillage	verrouillage	verrouillage
		cloisons	métallique		
		LSC2B & PM F400			
LSC2B & PM	F400	compartiments	jeu de barres	appareillage	câbles
		conception	fixe	débrochable	fixe
		accessibilité	outillage	verrouillage	verrouillage
		cloisons	métallique		
		LSC2A & PI SM6 24 kV			
LSC2A & PI	SM6 24 kV	compartiments	jeu de barres	Interrupteur-sectionneur	câbles
		conception	fixe	fixe	fixe
		accessibilité	outillage	outillage	verrouillage
		cloisons	matériaux isolants		

Tenue à l'arc interne

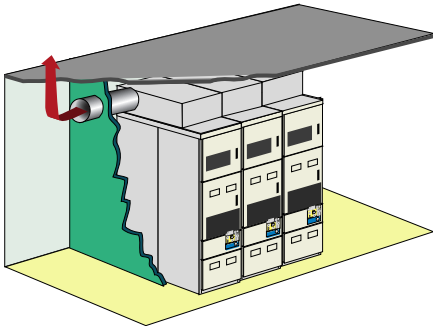
Cellules HTA



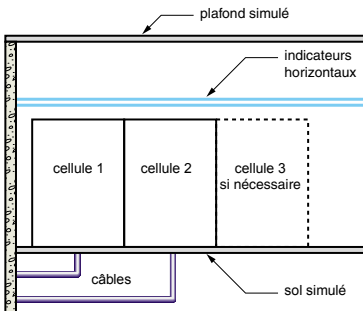
Exemple d'installation de tableau adossé à un mur avec échappement des gaz par le haut : accès sur 3 côtés



Exemple d'installation de tableau non adossé à un mur avec échappement des gaz par le bas : accès sur 4 côtés



Exemple d'installation avec tunnel, lorsque la hauteur sous plafond est insuffisante



Conditions d'essai d'arc interne



Essai d'arc interne

Classification IAC tenue à l'arc interne

Arc Interne

Une défaillance à l'intérieur d'un tableau HTA, due à un défaut, des conditions de service anormales ou une mauvaise exploitation, peuvent générer un arc interne qui représente un risque pour les personnes présentes. La classification de tenue à l'arc interne IAC (Internal Arc Classification) de la norme CEI 62271-200 certifie une conception protégeant les personnes en cas d'arc interne.

Essai d'arc interne

La norme CEI 62271-200 fait de la classification IAC une performance optionnelle normalisée par un essai, à la différence de la CEI 60298 où l'essai faisait l'objet d'un agrément entre constructeur et client. L'essai concerne tous les compartiments des unités fonctionnelles contenant des parties du circuit principal. Il est réalisé sur un ensemble de 2 cellules (1) connectées entre elles comme en service.

(1) Eventuellement 3 cellules s'il y a une différence significative (selon le constructeur) de résistance entre les panneaux intermédiaires d'unités adjacentes et le côté formant l'extrémité de l'appareillage

Critères d'acceptation

Pas de projection de parties, pas d'inflammation de tissus entourant le tableau durant l'essai, l'enveloppe reste connectée à la terre.

5 critères d'acceptation

N°1 **Pas d'ouverture** des portes et capots normalement verrouillés. Déformations acceptables tant qu'aucune partie ne vient aussi loin que la position des indicateurs ou des murs (le plus proche des deux) sur toutes les faces. Contre un mur : déformation permanente inférieure à la distance au mur ; les gaz d'échappement ne sont pas dirigés vers le mur.

N°2 **Aucune fragmentation** de l'enveloppe pendant la durée de l'essai. Projections de petits morceaux (masse individuelle < 60 g) acceptées.

N°3 **Pas d'ouverture dans les faces accessibles** de l'enveloppe à une hauteur inférieure à 2 m.

N°4 **Pas d'inflammation des indicateurs** sous l'effet des gaz chauds. Possible par particules incandescentes, brûlure des étiquettes ou peinture

N°5 **Mise à la terre opérationnelle** : l'enveloppe reste connectée à son point de mise à la terre.

Rapport d'essai

L'essai est sanctionné par un rapport d'essai qui doit préciser :

Classe d'accessibilité

- A : accessibilité limitée au personnel autorisé
- B : accessibilité libre, y compris au public
- C : accessibilité limitée par mise hors de portée (hauteur mini. d'installation)

Faces d'accessibilité

- F : Frontale, pour la face avant
- L : Latérale, pour les faces latérales
- R : (Rear) pour la face arrière

Valeurs d'essai

Valeur efficace du courant d'essai en kiloampères (kA), et durée en secondes (s). Tous ces éléments doivent figurer sur la plaque signalétique.

● Exemple 1 : Un appareillage sous enveloppe métallique essayé avec un courant de défaut de 12,5 kA / 0,5 s, destiné à être installé sur un site accessible au public et essayé avec des indicateurs placés sur les faces avant, latérales et arrière, est désigné comme :

Classification IAC BFLR - Défaut interne: 12,5 kA 0,5 s

● Exemple 2 : Un appareillage sous enveloppe métallique essayé avec un courant de défaut 16 kA / 1 s, destiné à être installé dans les conditions :

- avant : accessible au public
- arrière : accès réservé
- côtés : non accessible

est désigné comme : classification IAC BF-AR - Défaut interne: 16 kA 1s.

Correspondance des essais IAC CEI 62271-200 et ancienne CEI 60298

	CEI 60298	CEI 62271-200
nombre de cellules	à définir entre les parties	deux ou trois unités connectées entre elles
nombre de compartiments		
procédure d'essai	aucune suggestion	directions des arrivées précisées
● circuit d'essai ● inflammabilité		localisation spécifiée
côtés accessibles	non explicités	codifiés : F (front), L (lateral), R (rear)

Techniques d'isolation et de coupure

Les cellules HTA utilisent deux conceptions

- AIS (Air Insulated Switchgear)
 - GIS (Gas Insulated Switchgear)
- mettant en œuvre des milieux diélectriques à air, SF6 ou vide.

Les deux principaux milieux utilisés pour l'isolation en HTA sont l'air et le SF6.

En HTA la fonction interrupteur-sectionneur est réalisée essentiellement dans le SF6. La coupure de type contacteur ou disjoncteur est réalisée dans le SF6 ou le vide.

En HTA l'isolement du réseau amont et aval des contacteurs et disjoncteurs est assuré soit par débrouabilité, soit par sectionneur dans l'air ou le SF6.

Conception des cellules HTA

Outre les classifications résultant de la norme CEI 62271-100 et l'aspect fixe ou débrouable, la conception des équipements HTA sous enveloppe métallique fait intervenir les milieux utilisés pour assurer l'isolation et la coupure.

Il existe de ce point de vue deux conceptions de cellules :

- AIS (Air Insulated Switchgear)
- GIS (Gaz Insulated Switchgear).

Le tableau qui suit résume leurs principales caractéristiques et distingue :

- l'isolation, où les deux principaux milieux utilisés sont le SF6 ou l'air
- la coupure réalisée dans le SF6 ou le vide.

compartiment	isolation	coupure
AIS (Air Insulated Switchgear) - modulaire (ex : SM6, MCset)		
jeu de barres	air	
appareillage	SF6 ou air	SF6 ou vide
raccordement	air	
GIS (Gas Insulated Switchgear) - Isolement intégral / bloc (ex : SM6)		
jeu de barres	SF6 ou epoxy	
appareillage	SF6 ou air	SF6 ou vide
raccordement	prises	

Technologies d'isolation en HTA

Deux milieux sont principalement utilisés pour l'isolation : l'air et le SF6.

Le vide n'est pas un milieu utilisé pour l'isolation car il n'est pas adapté lorsque la fiabilité de la tenue diélectrique est primordiale (voir § sectionneur - ci-après).

L'air

Sa rigidité diélectrique dépend des conditions atmosphériques (pollution, condensation, pression, humidité, température) et de la pollution.

A 20 °C et 1 bar sa rigidité est de 2,9 à 3 kV par mm. Ceci impose des distances d'isolement importantes et les inconvénients liés aux facteurs influents cités.

Le SF6

Le SF6 possède une rigidité diélectrique 2,5 fois supérieure à celle de l'air à pression atmosphérique. L'utilisation d'enceintes à SF6 à faible pression relative diminue les distances de sectionnement et la taille de l'appareillage tout en le protégeant de la pollution. Cette technique est largement répandue.

Technologies utilisées selon l'appareillage

Sectionneur

Le sectionnement est réalisé par un appareillage dans l'air ou dans une enceinte contenant du SF6. Il n'est pas réalisable avec une ampoule à vide, dont la tenue diélectrique évolue dans le temps. Ceci résulte d'un phénomène de déconditionnement en tension de l'ampoule, provoqué par la dégradation de l'état de surface des contacts sous l'effet des manœuvres mécaniques et électriques. Par ailleurs l'impossibilité de contrôler en permanence l'intégrité du milieu diélectrique dans une ampoule à vide est également un frein à son utilisation comme sectionneur.

Interrupteur-sectionneur

Les fonctions interrupteur et sectionneur sont souvent réalisées par le même appareillage, placé dans une enceinte scellée à vie contenant du SF6 à faible pression relative (ex : 0,4 bar pour le sectionneur utilisé dans les cellules SM6). C'est à ce jour la méthode retenue par la quasi totalité des constructeurs.

Le vide a rencontré un succès limité pour cette application. Les performances basses (coupure en charge de l'interrupteur) peuvent, en général, être obtenues de manière plus économique par les techniques de coupure dans l'air ou dans le SF6. Mais surtout, la fonction sectionneur qui est associée à l'interrupteur, est facilement réalisable en technique air ou SF6, mais pas dans le vide (voir § sectionneur). Associer à l'interrupteur vide un sectionneur conventionnel rend cette solution non compétitive.

Contacteur

L'utilisation du SF6 ou du vide procure des performances sensiblement équivalentes en termes de coupure et d'endurance mécanique et électrique.

Schneider Electric propose ainsi les contacteurs de marque Merlin Gerin à technologie :

- SF6, type Rollarc 400 et 400D, sous pression 2,5 bars avec coupure à arc tournant, utilisés dans les cellules de la gamme SM6
- Vide utilisés dans les démarreurs moteur de la gamme Motorpact.

L'isolement du réseau est assuré par débrouabilité.

Disjoncteur

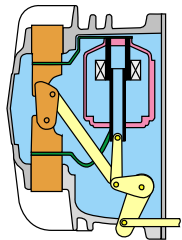
Utilisation du SF6 ou du vide (voir page suivante).

Techniques de coupure

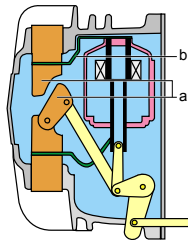
Cellules HTA

Les techniques de coupure modernes HTA utilisent SF6 ou le vide. Schneider Electric propose les deux technologies.

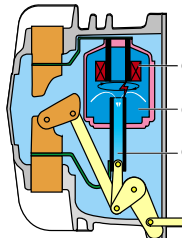
Avec le SF6, Schneider Electric utilise la coupure à autoexpansion jusqu'à 17,5 kV. et l'autocompression au delà.



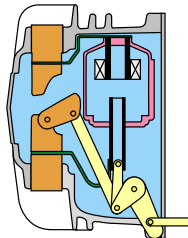
1 - Disjoncteur fermé



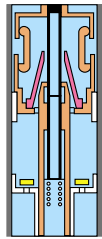
2 - Début d'ouverture



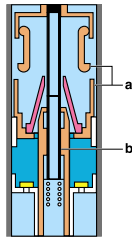
3 - Coupure d'arc



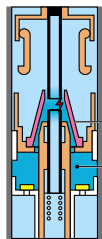
4 - Disjoncteur ouvert



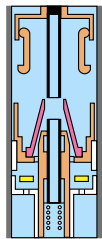
1 - Disjoncteur fermé



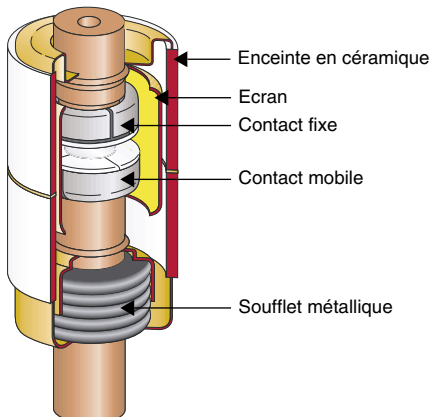
2 - Début d'ouverture



3 - Coupure d'arc



4 - Disjoncteur ouvert



Ampoule à vide type AMF (24 kV à soufflet intégré)

Technologies de coupures en HTA

Schneider Electric propose les deux techniques de coupure les plus récentes en HTA : la coupure dans le SF6 et la coupure dans le vide.

Technologie SF6

Le SF6 est un gaz extrêmement électronégatif. Insufflé sur un arc au passage à zéro du courant il éteint la conduction par capture d'électrons.

Il existe deux principes de coupure au SF6.

Autoexpansion

La technique d'autoexpansion du gaz SF6 est utilisée pour les disjoncteurs LF jusqu'à 17,5 kV équipant les cellules MCset. C'est l'aboutissement d'une forte expérience en technologie SF6 et d'un effort important de recherche de Schneider Electric.

Elle associe l'effet d'expansion thermique à l'arc tournant pour créer les conditions de soufflage et d'extinction de l'arc. Cela permet de réduire l'énergie de commande et l'érosion des contacts d'arc ; les durées mécaniques et électriques s'en trouvent accrues.

La séquence de fonctionnement d'une chambre de coupure à autoexpansion dont la partie mobile est mue par la commande mécanique est la suivante :

1 - Disjoncteur fermé

2 - Pré-arc : les contacts principaux se séparent (a) et le courant est dérivé dans le circuit de coupure (b)

3 - Période d'arc : à la séparation des contacts d'arc dans le volume d'expansion (c) il apparaît un arc électrique ; celui-ci tourne sous l'effet du champ magnétique créé par la bobine (d) parcourue par le courant à couper ; la surpression due à la montée en température du gaz dans le volume d'expansion (c) provoque un écoulement gazeux soufflant l'arc à l'intérieur du contact d'arc tubulaire (e), entraînant son extinction au passage à zéro du courant

4 - Disjoncteur ouvert.

Autocompression

La technique d'autocompression du gaz SF6 est utilisée pour les disjoncteurs SF. C'est une technique de coupure utilisée pour les hautes performances jusqu'à 40,5 kV, équipant les cellules SM6, MCset et Fluair 400, qui bénéficie de 35 ans d'expérience.

Ce principe consiste à refroidir et à éteindre l'arc électrique au moment du passage à zéro du courant, par soufflage d'un gaz comprimé par un piston solidaire du contact mobile. Le gaz est guidé par une buse isolante vers les contacts d'arcs tubulaires qui servent d'échappement.

La séquence de fonctionnement d'une chambre de coupure à autocompression dont la partie mobile est mue par la commande mécanique est la suivante :

1 - Disjoncteur fermé

2 - Pré-compression : suite à un ordre d'ouverture les contacts principaux se séparent (a), le courant est dérivé dans le circuit de coupure (b), le piston comprime le SF6 dans la chambre de compression

3 - Période d'arc : à la séparation des contacts d'arc, il apparaît un arc électrique qui s'éteint au passage à zéro du courant grâce au soufflage obtenu par compression du gaz dans le piston (c) et guidé par la buse isolante (d).

4 - Disjoncteur ouvert

Technologie vide

Constitution d'une ampoule à vide

Les ampoules de coupure sous vide comportent essentiellement deux contacts électriques, l'un fixe et l'autre mobile, et une enveloppe étanche. Celle-ci permet de maintenir un vide poussé (inférieur à 10^{-2} Pa) à l'intérieur de l'ampoule et assurant l'isolement entre les contacts ouverts.

La tenue diélectrique du vide permet de réduire la distance entre les contacts.

Cette faible distance ainsi que la faible vitesse d'ouverture permettent l'usage de mécanisme de commande à énergie réduite. Un soufflet métallique assure une liaison étanche entre le contact mobile et l'enveloppe.

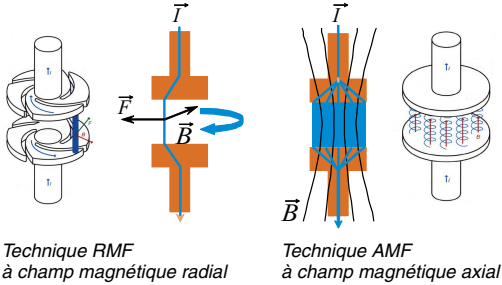
Pour conserver pendant 30 ans le niveau de vide nécessaire au bon fonctionnement de l'ampoule, l'enveloppe doit assurer une étanchéité parfaite. Les différents constituants doivent avoir été complètement dégazés.

Ce résultat est obtenu par :

- le choix de matériaux (métalliques et céramiques) spécifiquement sélectionnés pour cette application,
- le choix d'un procédé d'assemblage adapté (le brasage sous vide à haute température).
- l'usage de "getter", matériau absorbant des gaz.

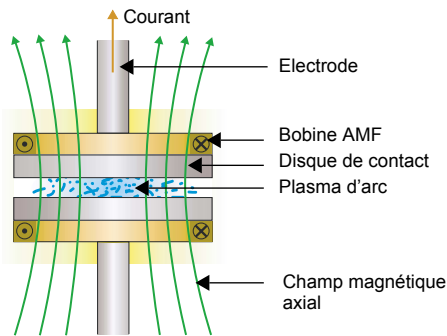
Il existe deux techniques de coupure à vide :

- RMF (Radial Magnetic Field)
- AMF (Axial Magnetic Field).



Technique RMF à champ magnétique radial

Technique AMF à champ magnétique axial



(1) Coupe des contact d'une ampoule de type AMF

La technique SF6, utilisable dans tous les cas, coupe tous les types de courants.
La technique vide peut nécessiter des précautions avec certaines charges.



Disjoncteur Evolis LF à vide (7,2 à 17,5 kV et 24 kV)



Disjoncteur SF à SF6 (24 kV)

Technologie à vide (suite)

La coupure dans une ampoule à vide

Dans une ampoule à vide, l'arc électrique généré lors de la séparation des contacts est formé d'un plasma de vapeurs métalliques provenant de la vaporisation du matériau de contact.

Ces vapeurs se condensent très rapidement sur les écrans et les contacts lorsque l'arc disparaît, ce qui permet :

- une reconstitution du vide,
- de recouvrir une tenue diélectrique entre contact supérieure à la tension de rétablissement : la coupure est achevée.

Lorsque le courant est important l'arc électrique dans le vide passe dans un mode concentré qui provoque un échauffement important et localisé des contacts. L'existence de ces points chauds nuit au rétablissement rapide de la tenue diélectrique.

Afin d'éviter ce phénomène de stagnation d'un arc concentré statique, deux techniques sont utilisées :

- la technique dite RMF (Radial Magnetic Field) consiste à faire tourner l'arc concentré sous l'effet de la force électromagnétique provoquée par une induction magnétique radiale ; l'érosion des contacts est limitée.
- la technique plus récente dite AMF (Axial Magnetic Field) consiste à appliquer un champ magnétique parallèle à l'axe des contacts (1) qui permet de maintenir l'arc dans un mode diffus même aux fortes valeurs de courant. L'énergie d'arc est répartie sur l'ensemble de la surface des contacts, l'érosion est très faible. Cette technique est, par exemple, utilisée dans les disjoncteurs Evolis.

Utilisation du SF6 et du vide

Ces technologies sont de maturité (industrialisées vers 1965) et fiabilité (MTBF 4/10000 par an) comparables et utilisent les mêmes matériaux. Leur emploi résulte d'habitudes et d'influences techniques sans imposition normative.

Technologie SF6

La technique SF6 apporte d'excellentes caractéristiques de coupure avec tous les types de charge. Elle peut être utilisée dans tous les cas et coupe tous les types de courants sans vigilance particulière liée à la nature de la charge à protéger. Elle permet la surveillance du milieu de coupure (pression) et la marche à pression dégradée.

Technologie vide

Le vide a une excellente tenue diélectrique. Le mécanisme de coupure requiert moins d'énergie du fait du simple jeu de contacts.

Le vide peut nécessiter des précautions d'emploi pour certaines utilisations :

- la coupure répétitive de charges inductive à faibles courant :
 - transformateurs faiblement chargé (1 A hors charge ou en charge < 30 A)
 - moteur en phase de démarrage ou rotor bloqué (100 A à 300 A)

Dans ces cas, des surtensions à fronts raides et fréquence élevée (> 100 kHz) peuvent détériorer les premières spires des bobinages bien que le disjoncteur assure sa fonction de coupure.

Les fabricants de moteurs et de transformateurs connaissent le problème et prescrivent eux mêmes les protections ou sur-isolent les premières spires.

- la coupure de charges capacitives :

- bancs de condensateurs
- disjoncteurs de four à arc
- filtrage.

Dans ces cas les surtensions produites peuvent amener un réamorçage et la présence de parasurtenseur ou de circuit RC permet de limiter les phénomènes.

Normes et éléments de comparaison

Les normes CEI évoluent progressivement afin de caractériser le comportement des disjoncteurs. La norme CEI 62271-100 distingue 2 classes :

- classe C2 (104 coupures sans réamorçage)
- classe C1 (48 coupures sans réamorçage)

Les disjoncteurs à SF6 peuvent être de classe C1 ou C2. Les disjoncteurs à vide sont de classe C1.

	vide	SF6
surveillance du milieu de coupure	non	oui
marche à pression dégradée	non	oui
taux de défaillance (MTBF)	4/10 000/an	4/10 000/an
maintenance	non	non
durée de vie	30 ans	30 ans
endurance avec cde mécanique	10 000	10 000
endurance électrique (coupures)	50 à 100	20 à 50
classe de coupure (CEI 62271-100)	C1	C2
coupures sans réamorçage	48	104

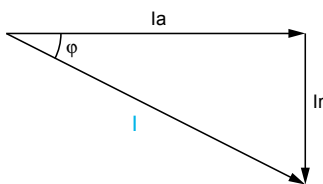
Schneider Electric est engagé dans une démarche environnementale inscrite dans le long terme impliquant une éco-conception de ses produits. La filière de recyclage des produits HTA fait l'objet d'une gestion rigoureuse.

Le facteur de puissance, défini par

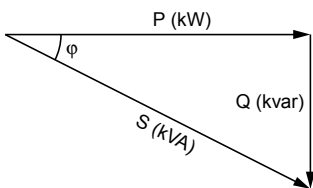
$$F = \frac{\text{puissance active (kvar)}}{\text{puissance apparente (kW)}}$$

exprime le rapport entre la puissance réellement utilisable pour des applications (mécanique, thermique) et la puissance fournie par le réseau, c'est à dire la mesure du **rendement électrique** de l'installation.

L'intérêt du distributeur comme de l'utilisateur est d'avoir des installations fonctionnant avec un facteur de puissance **le plus élevé possible** c'est à dire voisin de la valeur 1.



- I = courant apparent circulant dans le réseau
- Ia = courant actif = I cos φ
- Ir = courant réactif = I sin φ
- I = √(Ia² + Ir²)
- Le cos φ est le facteur de puissance du réseau.



- S = puissance apparente
- P = puissance active = S cos φ = UI cos φ = U Ia
- Q = puissance réactive = S sin φ = UI sin φ = U Ir
- S = √(P² + Q²) = UI

En produisant l'énergie réactive le plus près possible des moteurs et transformateurs, on évite qu'elle ne soit appelée sur le réseau. C'est pourquoi, on utilise des condensateurs qui fournissent l'énergie réactive aux récepteurs inductifs.

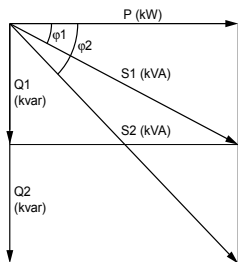


Fig. 1 : diagramme S

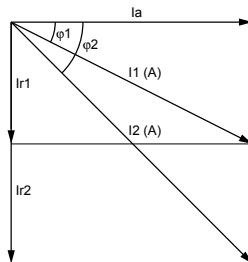


Fig. 2 : diagramme I

Composantes active et réactive du courant, de la puissance et de l'énergie

Toute machine électrique HTA ou BT utilisant le courant alternatif met en jeu deux formes d'énergie :

- L'énergie active (kWh), qui correspond à la puissance active P (kW) des récepteurs et au courant courant actif (Ia), en phase avec la tension du réseau. Elle se transforme intégralement en énergie mécanique (travail) et en chaleur (pertes).
- L'énergie réactive (kvarh), qui correspond à la puissance réactive Q (kvar) des récepteurs et au courant réactif (ou magnétisant) (Ir), déphasé de 90° par rapport au courant actif, soit en avant (récepteur inductif), soit en arrière (récepteur capacitif). Elle sert à l'aimantation des circuits magnétiques des machines électriques (transformateurs et moteurs).

Pour répondre à ces besoins, le réseau fournit l'énergie apparente (kVAh), qui correspond à la puissance apparente (ou appelée) S (kVA) des récepteurs, et au courant courant apparent (I).

Pour un réseau ne transitant qu'un courant à fréquence industrielle (50 Hz), c'est-à-dire exempt d'harmoniques, l'onde de tension et celle de courant sont sinusoïdales avec un déphasage mesuré par l'angle φ. Les courant et puissances se composent vectoriellement à l'identique (à la valeur de tension près) comme indiqué dans les figures ci-contre.

Facteur de puissance

Le facteur de puissance est défini d'une façon générale par le rapport

$$F = \frac{\text{puissance active (kvar)}}{\text{puissance apparente (kW)}}$$

Dans où le réseau ne transite qu'un courant à fréquence industrielle (50 Hz) sans harmonique, ce rapport est égal au cos φ (déphasage courant/tension) de l'installation.

$$F = \frac{P}{S} = \cos \varphi$$

En présence d'harmoniques ceci n'est vrai que pour le fondamental, et on utilise la définition générale qui prend en compte globalement l'effet des harmoniques.

$$F = \frac{P}{Q}$$

On utilise souvent la tg φ au lieu du cos φ, ce qui revient à calculer le rapport :

$$\text{tg } \varphi = \frac{Q}{P} = \frac{W_r}{W_a}$$

Sur une période de temps donnée ce rapport est aussi celui des consommations

Wr = énergie réactive consommée (kvarh)

Wa = énergie active consommée (kWh).

Le facteur de puissance se mesure :

- soit au cos phimètre qui donne une mesure instantanée
- soit à l'enregistreur varométrique qui permet d'obtenir sur une période déterminée (jour, semaine...), les valeurs d'intensité, de tension et de facteur de puissance moyen.

Compensation de l'énergie réactive

La circulation de l'énergie réactive a des incidences techniques et économiques importantes pour le dimensionnement des matériels et des réseaux.

Pour une même puissance active P, les figures ci-contre montrent :

- qu'il faut fournir d'autant plus de puissance apparente S2 > S1 que le cos φ est faible, c'est-à-dire que l'angle φ est élevé (fig. 1)
- ou encore (fig. 2), que pour un même courant actif utilisé Ia (à la tension constante U du réseau), il faut fournir d'autant plus de courant apparent I2 > I1 que le cos φ est faible (l'angle φ élevé).

Ainsi, la circulation de l'énergie réactive sur les réseaux de distribution entraîne, du fait d'un courant appelé trop important :

- des surcharges au niveau des transformateurs
- des chutes de tension en bout de ligne
- l'échauffement des câbles d'alimentation, donc des pertes d'énergie active
- le surdimensionnement des protections, lié aussi à la présence d'harmoniques.

Aussi, il est nécessaire de produire l'énergie réactive le plus près possible des moteurs et des transformateurs, pour éviter qu'elle ne soit appelée sur le réseau.

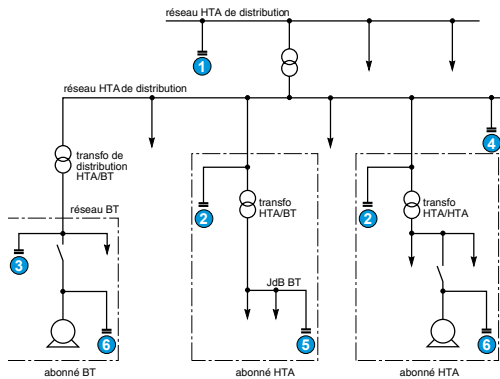
Pour inciter à cela et éviter de surcalibrer son réseau ou de risquer des phénomènes d'écroulement de sa tension, le distributeur d'énergie pénalise financièrement dans les contrats les consommateurs d'énergie réactive au-delà de certains seuils.

C'est pourquoi, on utilise des condensateurs pour produire localement l'énergie réactive nécessaire. Cette utilisation permet d'améliorer le facteur de puissance des installations. Cette technique s'appelle la compensation.

Compensation de l'énergie réactive en HTA

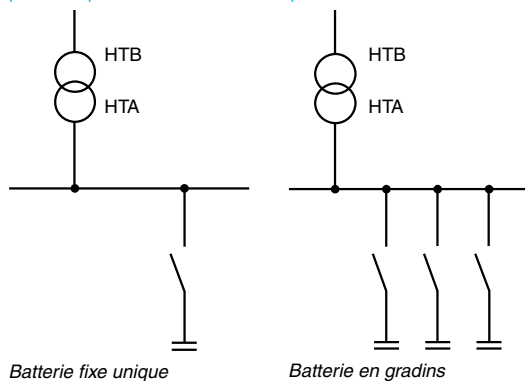
Il est préférable de compenser en HTA au delà d'une puissance totale de 1000 kvar.

La compensation peut être globale, au niveau de l'installation, par secteur ou individuelle au plus près des récepteurs.



La compensation peut être de type :

- fixe (batterie unique commandée en tout ou rien), en général pour des puissances réactive faible (< 15 % du total) et des charges stables
- automatique (commande progressive de "gradins") permettant une régulation ajustable au besoin d'énergie réactive ; la commande pilotée par relais varométrique.

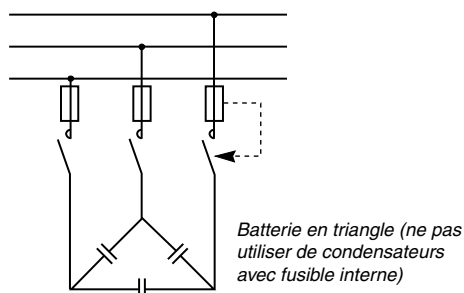


Batterie fixe unique

Batterie en gradins

Les batteries peuvent être connectées :

- en triangle, généralement pour des tensions assignées 7,2 et 12 kV et une puissance maximum de 1000 kvar
- en double étoile, pour les fortes puissances.



Batterie en triangle (ne pas utiliser de condensateurs avec fusible interne)

La présence d'harmoniques peut nécessiter de surdimensionner les condensateurs et d'utiliser de selfs anti-harmoniques (SAH). La limitation de la distorsion en tension HTA peut amener à installer des filtres anti-harmoniques (FAH). Schneider Electric propose des études complètes de ces cas.

Compensation en HTA ou en BT

Il est plus économique d'installer des batteries de condensateurs en HTA pour une puissance totale de compensation supérieure à environ 1000 kvar. L'analyse des réseaux des différents pays montre cependant qu'il n'y a pas de règle universelle.

Modes de compensation

Plusieurs solutions, combinables, de compensation sont possibles.

Compensation globale

La batterie est raccordée en tête d'installation et assure la compensation globale. Elle convient lorsque la charge est stable et continue. Exemple figure ci-contre :

- batterie HTA sur réseau de distribution HTA ①
- batterie HTA pour abonné HTA ②
- batterie BT régulée ou fixe pour abonné BT ③

Compensation par secteur

La batterie est raccordée en tête du secteur d'installation à compenser. Ceci convient pour une installation étendue avec des ateliers à régimes de charge différents :

- batterie HTA sur réseau HTA ④
- batterie BT par atelier pour abonné HTA ⑤

Compensation individuelle

La batterie est raccordée directement aux bornes de chaque récepteur de type inductif (notamment les moteurs) lorsque leur puissance est importante par rapport à la puissance souscrite. Cette compensation est techniquement idéale puisqu'elle produit l'énergie réactive à l'endroit même où elle est consommée, et en quantité ajustée à la demande. ⑥

Types de compensation

Les batteries de condensateurs sont en dérivation sur le réseau et peuvent être :

- fixes, c'est-à-dire que l'on met en service l'ensemble de la batterie, donc une valeur fixée de kvar. C'est un fonctionnement de type "tout ou rien"
- fractionnées en "gradins" avec possibilités de mettre en service ou hors service plus ou moins de gradins selon les besoins, en général de façon automatique.

Méthode de détermination de la compensation

Les méthodes de calcul de s batteries de condensateurs nécessaires sont similaires en BT et en HTA. On se reportera au chapitre compensation de l'énergie réactive de la partie BT (pages A285) pour la démarche de choix et les tableaux de valeurs.

Types et protection des batteries de condensateur

Batteries triangle

- Ce schéma sera utilisé pour les tensions assignées 7,2 kV et 12 kV, pour une puissance maximum sera d'environ 1000 kvar (ex : compensation des moteurs HTA).
- Une protection contre les surintensités est nécessaire, soit par fusibles HPC, soit par relais à maximum de courant et TC sur chaque phase. On choisira des fusibles HPC avec un calibre au minimum de 1,7 fois le courant nominal de la batterie.
- Dans ce type de schéma, ne jamais utiliser de condensateurs à fusibles internes, car leur pouvoir de coupure n'est pas prévu pour les courants de court-circuit réseau.

Batterie en double étoile

- La batterie est divisée en deux étoiles permettant de détecter un déséquilibre entre les deux neutres par un relais approprié. Ce type de batterie permet l'utilisation de condensateurs avec ou sans fusibles internes.
- Ce schéma est utilisé pour les grandes puissances, en batteries fixes.
- La protection est assurée par un relais de déséquilibre détectant un courant circulant dans la liaison entre les deux neutres des étoiles. Ce courant est inférieur à 1 A en général. La valeur de réglages sera donnée après calcul pour chaque batterie.
- En plus de cette protection, il faut prévoir des protections de surcharges sur chaque phase. Le réglage sera fait à 1,43 fois le courant nominal de la batterie.

Présence d'harmoniques

La distorsion harmonique sur les réseaux HTA doit être limitée à $D(\%) \leq 1,6\%$ qui correspond, pour les rapports entre les harmoniques en tension de rang pair et impair et le fondamental, aux conditions

$$\frac{U_{2n}}{U_1} \leq 0,6\% \text{ et } \frac{U_{2n+1}}{U_1} \leq 1\%$$

Cela conduit à limiter, en aval du transformateur, la distorsion à 4 ou 5 %.

Si ces valeurs ne sont pas atteintes, on devra utiliser des filtres accordés aux rangs principaux d'harmoniques présents.

Compensation de l'énergie réactive en HTA (suite)

Commande des batteries de condensateurs

Des précautions sont à prendre concernant les valeurs suivantes :

Pouvoir de coupure de batterie de condensateur

Après coupure, il demeure, une tension de réamorçage égale à la différence entre la tension du réseau, et la tension de charge des condensateurs.

L'appareil utilisé de coupure devra être capable de s'opposer à ce réamorçage.

On le dimensionnera de façon à vérifier pour les courants assignés IR respectifs :

IR appareil = 1,43 IR batterie (ex : un appareil de courant assigné 630 A peut manoeuvrer une batterie de courant capacitif IR batt = 630/1,43 = 440 A).

Mise sous et hors tension des batteries de condensateurs

- La mise sous tension d'une batterie provoque une surintensité d'enclenchement de courte durée (≤ 10 ms) de valeur de crête et de fréquence élevées, dépendant du réseau amont (puissance de court-circuit Scc) et du nombre de batteries.

Il faudra parfois insérer une self de choc pour limiter cette surintensité à la tenue crête des condensateurs (≤ 100 IR) ou à une valeur inférieure selon l'appareillage.

- La mise hors tension des batteries de condensateurs s'accompagne de surtensions importantes. Les disjoncteurs à SF6 sont particulièrement adaptés vis à vis des réamorçages possibles

Exemple de calcul de batterie HTA

L'exemple ci-dessous illustre ceci pour une installation avec un transformateur 20 kV/ 5,5 kV de puissance 6300 kVA (puissance apparente assignée).

Pour les tableau d'aide au calcul de la puissance réactive, se reporter en page [A289](#).

installation sans condensateur	installation avec condensateur
<p>Caractéristique de l'installation : $U = 5500$ V, $P = 5000$ kW, $\cos \varphi_1 = 0,75$. Conséquences :</p> <ul style="list-style-type: none"> ● les kvar en excès sont facturés : $\cos \varphi_1 = 0,75$ correspond à $\text{tg } \varphi_1 = 0,882 > 0,4$ limite de gratuité 	<p>Caractéristique de l'installation : $U = 5500$ V, $P = 5000$ kW, $\cos \varphi_2 = 0,928$. Conséquences :</p> <ul style="list-style-type: none"> ● la consommation de kvar est supprimée : $\cos \varphi_2 = 0,928$ correspondant à $\text{tg } \varphi_2 = 0,4$, limite de gratuité ● les pénalisations d'énergie réactive de la facture sont supprimées
<p>● la puissance appelée en kVA est supérieure au besoin réel en kW</p> $S = \frac{P}{\cos \varphi} = \frac{5000}{0,75} = 6666 \text{ kVA}$ <ul style="list-style-type: none"> ● le transformateur est surchargé d'un facteur 6666/6300 soit environ de 6 % 	<p>● la souscription de puissance en kVA est ajustée au besoin réel en kW :</p> $S = \frac{P}{\cos \varphi} = \frac{5000}{0,928} = 5388 \text{ kVA}$ <ul style="list-style-type: none"> ● le transformateur n'est plus surchargé ● une réserve de puissance est disponible : ici 6300/5388 soit environ 17 %
<ul style="list-style-type: none"> ● le disjoncteur et les câbles sont choisis pour un courant total de $I = \frac{P}{U \sqrt{3} \cos \varphi_1} = \frac{5000 \cdot 10^3}{5500 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,75} = 700 \text{ A}$ <ul style="list-style-type: none"> ● les pertes dans les câbles ($P = R I^2$) sont calculées en fonction du carré du courant, soit $(700)^2$ 	<ul style="list-style-type: none"> ● le disjoncteur et les câbles sont choisis pour un courant ramené à $I = \frac{P}{U \sqrt{3} \cos \varphi_2} = \frac{5000 \cdot 10^3}{5500 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,928} = 566 \text{ A}$ <ul style="list-style-type: none"> ● les pertes dans les câbles sont diminuées dans le rapport de $(566)^2 / (700)^2 = 0,65$ soit 35 % de gain
<ul style="list-style-type: none"> ● l'énergie réactive est fournie par le transformateur et est véhiculée dans l'installation ● le disjoncteur et l'installation sont surdimensionnés 	<ul style="list-style-type: none"> ● l'énergie réactive est fournie localement par la batterie de condensateur ● puissance de la batterie : $Q_c = P_a (\text{tg } \varphi_1 - \text{tg } \varphi_2)$ $= 5000 (0,882 - 0,4) = 2400 \text{ kvar}$ (3 gradins de 800 kvar)
<p>cos $\varphi = 0,75$ atelier</p>	<p>cos $\varphi = 0,928$ atelier</p>

Capteurs

Capteurs de courant phase Transformateurs de courant (TC)

Les dispositifs de protection ou de mesure nécessitent de recevoir des informations sur les grandeurs électriques des matériels à protéger. Pour des raisons techniques, économiques et de sécurité, ces informations ne peuvent pas être obtenues directement sur l'alimentation HTA des matériels ; il est nécessaire d'utiliser des dispositifs intermédiaires dénommés réducteurs de mesure ou capteurs :

- capteurs de courant phase
- capteurs tore de mesure des courants terre
- transformateurs de tension.

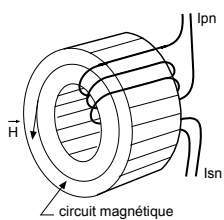
Ces dispositifs remplissent les fonctions :

- réduction de la grandeur à mesurer
- découplage galvanique
- fourniture de l'énergie nécessaire au traitement de l'information, voire au fonctionnement de la protection.

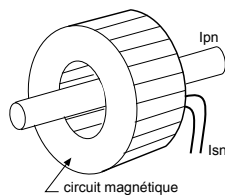
Les transformateurs de courant (TC) répondent à la norme CEI 60044-1.

Leur fonction est de fournir au secondaire un courant proportionnel à celui du circuit HTA sur lequel ils sont installés. Leur primaire monté en série sur le circuit HTA est soumis aux mêmes surintensités que celui-ci, et est au potentiel de la HTA. Le secondaire a très généralement une de ses bornes à la terre.

Le secondaire ne doit jamais être en circuit ouvert (le court-circuiter).



Transformateur de courant à primaire bobiné



Transformateur de courant type tore

Les capteurs

En distribution électrique HTA les capteurs (ou réducteurs de mesure) sont nécessaires pour fournir des valeurs de courant et de tension utilisables par les dispositifs de mesure et de protection qui peuvent être :

- des appareils analogiques, utilisant directement le signal fourni
- des unités de traitements numériques, après conversion du signal (ex : Sepam ou PowerLogic System). On distingue :
 - **les capteurs de courant**, qui peuvent être de deux types :
 - TC (transformateur de courant)
 - LPCT (Low Power Current transducer), qui est un TC à sortie en tension.
 - **les capteurs de tension**, qui sont des transformateurs de tension (TT)

Transformateurs de courant (TC)

Les transformateurs de courant ont deux fonctions essentielles :

- adapter la valeur du courant primaire aux caractéristiques standards des instruments de mesure et de protection
- isoler les circuits de puissance du circuit de mesure et/ou de protection.

Constitution et types

Le transformateur de courant est constitué de deux circuits, primaire et secondaire, couplés par un circuit magnétique et d'un enrobage isolant.

Le transformateur de courant peut-être d'un des types suivants :

- avec plusieurs spires au primaire l'appareil est de type bobiné
- avec un primaire réduit à un simple conducteur traversant le capteur il est de type :
 - à barre passante : primaire intégré constitué par une barre de cuivre
 - traversant : primaire constitué par un conducteur non isolé de l'installation
 - tore : primaire constitué par un câble isolé.

Caractéristiques générales

Elles sont définies par la norme CEI 60044-1 et comportent.

Tension assignée : c'est la tension assignée du réseau (ex : 24 kV).

Niveau d'isolement assigné

- tension maximum de tenue à fréquence industrielle 1mn
- tension maximum de tenue à l'onde de choc.

Exemple : en 24 kV la tenue 1 mn est 50 kV et la tenue au choc 125 kV.

Fréquence assignée

Courant primaire assigné I_{pn} : c'est la valeur efficace maximum permanente du courant primaire. Les valeurs usuelles sont 10, 15, 20 et 50 A

Courant secondaire assigné I_{sn} : il est égal à 1 ou 5 A.

Rapport de transformation assigné

C'est le rapport entre courants primaire et secondaire assignés : $K_n = I_{pn} / I_{sn}$.

Courant de courte durée admissible assigné I_{th} pendant 1 seconde

Il caractérise la tenue thermique de l'appareil. Il s'exprime en KA ou en multiple du courant primaire assigné (ex : 80 x I_{pn}). La valeur du courant de courte durée admissible pour une durée de court-circuit t différente de 1 seconde est : $I'_{th} = I_{th} / \sqrt{t}$

Valeur crête du courant de courte durée admissible

La valeur normalisée par la CEI est de 2,5 I_{th} .

Charge de précision

Valeur de la charge sur laquelle sont basées les conditions de précision.

Puissance de précision

C'est la puissance apparente (en VA) fournie au circuit secondaire pour le courant secondaire assigné en respectant la classe de précision (secondaire débitant sur la charge de précision). Les valeurs normalisées sont 1 - 2,5 - 5 - 10 - 15 - 30 VA.

Classe de précision

Elle définit les limites d'erreurs garanties sur le rapport de transformation et sur le déphasage dans des conditions spécifiées de puissance et de courant

Erreur de courant (ϵ %)

C'est l'erreur que le transformateur introduit dans la mesure d'un courant lorsque le rapport de transformation est différent de la valeur assignée :

Déphasage ou erreur de phase (ψ en minute)

Différence de phase entre courants primaire et secondaire, en minutes d'angle.

Tableau récapitulatif des caractéristiques d'un TC

caractéristiques	valeurs assignées					
tension assignée (kV)	3,6	7,2	12	17,5	24	
niveau d'isolement :						
● tenue à la fréquence industrielle (kV) 1mn	10	20	25	38	50	70
● tenue choc de foudre (kV - crête)	40	60	75	95	125	170
fréquence (Hz)	50 - 60					
courant primaire I_{pn} (A)	10 - 12,5 - 15 - 20 - 25 - 30 - 40 - 50 - 60 - 75 et leurs multiples ou sous-multiples décimaux					
courant de courte durée admissible I_{th} (1s)	8 - 12,5 - 16 - 25 - 31,5 - 40 - 50 kA ou 40 - 80 - 100 - 200 - 300 x I_{pn}					
courant secondaire I_{sn} (A)	1 - 5					
puissance de précision (VA)	2,5 - 5 - 10 - 15 - 30					

Nota : les valeurs préférentielles sont en **caractère gras**.

Capteurs

Capteurs de courant phase Transformateurs de courant (TC) (suite)

Le choix du TC est déterminant pour un bon fonctionnement de la chaîne globale de mesure ou de protection.

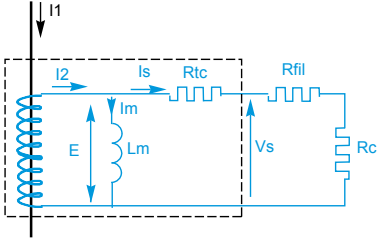
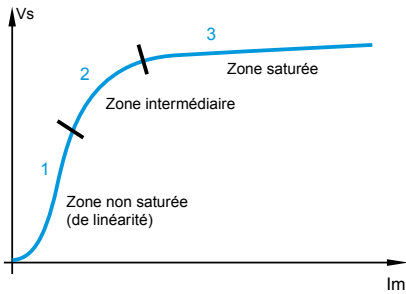
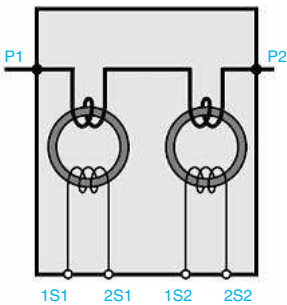


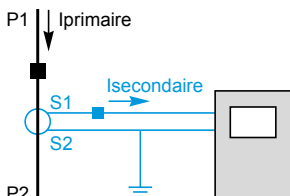
Schéma équivalent d'un transformateur de courant
 I_1 : courant primaire
 $I_2 = K_n I_1$: courant secondaire pour un TC parfait
 I_s : courant secondaire circulant effectivement
 I_m : courant magnétisant
 E : force électromotrice induite
 V_s : tension de sortie
 L_m : self de magnétisation (saturable) équivalente du TC
 R_{tc} : résistance secondaire du TC
 R_{fil} : résistance de la filerie de connexion
 R_c : résistance de charge.



Courbe de magnétisation (d'excitation) d'un TC
 Tension de sortie en fonction du courant magnétisant.
 $V_s = f(I_m)$



Principe d'un TC à 2 secondaires (2 enroulements dans un même moule) et repère des bornes d'entrée et sorties.



Transformateur de courant avec représentation des bornes.

Fonctionnement d'un TC

Importance du choix des TC

La précision de fonctionnement des appareils de mesure ou de protection dépend directement de la précision du TC.

Principe de fonctionnement

Un TC débite souvent sur une charge plutôt résistive ($R_c +$ sa filerie), et peut être représenté par le schéma équivalent ci-contre.

Le courant I_2 est l'image parfaite du courant primaire I_1 dans le rapport de transformation. Mais le courant réel de sortie (I_s) est entaché d'une erreur due au courant de magnétisation (I_m).

$\vec{I}_2 = \vec{I}_s + \vec{I}_m$ si le TC était parfait on aurait $I_m = 0$ et $I_s = I_2$.

Un TC a une courbe de magnétisation unique (à une température et une fréquence données). Elle caractérise, avec le rapport de transformation, son fonctionnement. Cette courbe de magnétisation (tension V_s , fonction du courant magnétisant I_m) peut être divisée en 3 zones

- 1 - zone non saturée : I_m est faible et la tension V_s (donc I_s) augmente de façon quasi proportionnelle au courant primaire.
- 2 - zone intermédiaire : Il n'y a pas de réelle cassure de la courbe et il est difficile de situer un point précis correspondant à la tension de saturation.
- 3 - zone saturée : la courbe devient quasiment horizontale ; l'erreur de rapport de transformation est importante, le courant secondaire est déformé par la saturation.

Choix des TC en fonction de l'application

Mesure ou protection

Aussi, il faut choisir un TC ayant des caractéristiques adaptées à l'application :

- un **TC de mesure** nécessite une bonne précision (zone de linéarité) dans un domaine voisin du **courant normal d'utilisation** ; il doit aussi protéger les appareils de mesure pour les courants importants par une saturation plus précoce.
- un **TC de protection** nécessite une bonne précision pour des **courants importants** et aura une limite de précision (zone de linéarité) plus élevée afin que les relais de protection détectent les seuils de protection qu'ils doivent surveiller.

Faisabilité d'un TC

On peut définir le coefficient de surintensité du TC :

$$K_{si} = \frac{I_{th} \cdot 1s}{I_{pn}}$$

Plus K_{si} est faible plus le TC est facile à fabriquer dans un volume donné, compatible avec une intégration dans une cellule HTA. Un K_{si} élevé entraîne un surdimensionnement de la section des enroulements primaire. Le nombre de spires primaires sera limité, ainsi que la force électromotrice induite, rendant la fabrication difficile.

ordres de grandeur K_{si}	fabrication du TC
$K_{si} < 100$	standard
$100 < K_{si} < 300$	parfois difficile pour certaines caractéristiques secondaires
$300 < K_{si} < 400$	difficile
$400 < K_{si} < 500$	limité à certaines caractéristiques secondaires
$K_{si} > 500$	très souvent impossible.

Raccordement d'un TC

TC à double (ou triple) secondaire

Un TC peut comporter un ou deux secondaires (figure ci-contre), plus rarement trois, pour des utilisations choisies (protection et/ou mesure).

Sécurité

Le secondaire d'un TC est utilisé sous une faible impédance (utilisation quasi en court-circuit). **Il ne faut pas laisser le circuit secondaire ouvert** ce qui revient à débiter sur une impédance infinie. Dans ces conditions des tensions dangereuses pour le personnel et le matériel peuvent apparaître à ses bornes.

Repérage des bornes

Le raccordement d'un TC s'effectue sur des bornes repérées selon la CEI :

- P1 et P2 côté HTA
- S1 et S2 côté secondaire correspondant. Dans le cas d'une double sortie la première sortie est notée par 1S1 et 1S2, la deuxième par 2S1 et 2S2.

Les TC pour la mesure doivent avoir une précision adaptée au courant nominal Ils sont caractérisés par leur classe de précision (0,5 ou 1 en général) et un facteur de sécurité Fs.
Exemple : 500/1 A, 15 VA, cl 0,5, Fs 5

courant primaire
courant secondaire
puissance de précision

classe de précision

facteur de sécurité

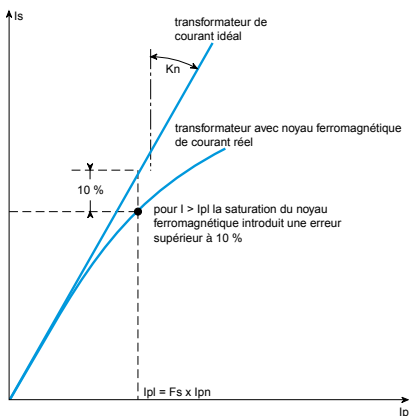
(voir explications dans exemple bas de page)

Classe de précision selon l'utilisation HTA

application	classe
mesures de laboratoire	0,1 - 0,2
comptages précis (appareils étalons)	
mesures industrielles	0,5 - 1
comptages tarifaires	0,2 - 0,5 - 0,2s - 0,5s
indicateurs de tableau	0,5 - 1
comptages statistiques	

Limites d'erreurs selon la classe de précision

classe de précision	% courant primaire assigné	erreur de courant ± %		erreur de déphasage ± mn	
			Pour S		Pour S
0,2 / 0,2S	1 (0,2S seul)		0,75		30
	5	0,75	0,35	30	15
	20	0,35	0,2	15	10
	100	0,2	0,2	10	10
	120	0,2	0,2	10	10
0,5 / 0,5S	1 (0,5S seul)		1,5		90
	5	1,5	0,75	90	45
	20	0,75	0,5	45	30
	100	0,5	0,5	30	30
	120	0,5	0,5	30	30
1	5			180	
	20	3		90	
	100	1,5		60	
	120	1		60	



Courbe de saturation d'un noyau de transformateur de mesure et facteur de sécurité (Fs)

TC pour la mesure : classes 0,2 - 0,2S - 0,5 - 0,5S - 1

Classe de précision

Un TC de mesure est conçu pour transmettre une image aussi précise que possible pour des courant inférieurs à 120 % du primaire assigné. La norme CEI 60044-1 détermine, pour chaque classe de précision, l'erreur maximale en phase et en module selon la plage de fonctionnement indiquée (voir tableau «limites d'erreur»). Par exemple pour la classe 0,5 l'erreur maximale est $\leq \pm 0,5\%$ pour 100 à 120 % de I_{pn} . Ces précisions doivent être garanties par le fabricant pour une charge secondaire comprise entre 25 et 100 % de la puissance de précision. Le choix de la classe de précision est lié à l'utilisation (tableau ci-contre). Il existe des classes de mesure 0,2S et 0,5S spéciales pour le comptage.

Facteur de sécurité : FS

Pour protéger l'appareillage de mesure des courant élevés côté HTA, les transformateurs de mesure doivent avoir une saturation précoce. On définit le courant primaire limite (Ipl) pour lequel l'erreur de courant au secondaire est égale à 10 % (voir figure). La norme définit alors le Facteur de Sécurité FS.

$$FS = \frac{Ipl}{Ipn} \text{ (valeurs préférentielles : 5 et 10)}$$

C'est le multiple du courant primaire nominal à partir de laquelle l'erreur devient supérieure à 10 % pour une charge égale à la puissance précision.

Exemple : TC de mesure 500/1A, 15 VA, cl 0,5, FS 5

- courant primaire assigné 500 A
- courant secondaire assigné 1 A
- rapport de transformation assigné 500
- puissance de précision 15 VA
- classe de précision 0,5

Le tableau des limites d'erreurs indique en classe 0,5 pour un courant primaire :
 ○ entre 100 % et 120 % du courant assigné (soit de 500 à 600 A), une erreur de courant $\leq \pm 0,5\%$ (soit 2,5 à 3 A) et l'erreur de déphasage $\leq \pm 30$ mn.
 ○ à 20 % (soit 100 A) l'erreur imposées par la norme est $\leq 0,75\%$ soit 0,75 A
 ○ entre 20 % et 100 % du courant assigné la norme n'indique pas de point de mesure et l'erreur maximale se situe ente 0,5 et 0,75%, avec une variation couramment admise linéaire entre ces deux points :

Exemple, à 60 % du courant assigné (soit 300 A) l'erreur est $\leq 0,61\%$, soit au primaire à $300 \times 0,61\% = 1,83$ A et au secondaire $1A \times 0,61\% = 0,061$ A

● facteur de sécurité FS = 5
 Pour un courant primaire supérieur à 5 fois le courant assigné, soit $500 \times 5 = 2500$ A on aura une erreur de mesure > 10 % si la charge est égale à la charge de précision ; pour une charge inférieure on peut encore se trouver dans la partie linéaire de la courbe.

Choix d'un TC de mesure

S'assurer de la faisabilité par calcul du Ksi (page B84) et auprès du fournisseur.

Primaire

- isolement assigné à choisir parmi les valeurs du tableau page B83 (Ex : pour une tension de service de 20 kV : 24 kV, 50 kV-1mn, 125 kV crête)
- fréquence assignée : 50 ou 60 Hz
- courant de courte durée assigné Ith et durée admissible, donnés par le courant de court-circuit du réseau.
- courant primaire assigné à choisir dans le tableau page B83

Secondaire

- courant secondaire assigné 1 ou 5 A
 - puissance de précision en additionnant :
 ○ la consommation des appareils de mesure à raccorder au secondaire, donnée par leurs caractéristiques
 ○ les pertes dans les conducteurs de liaison, en général négligeables.
- Pour les calculer, utiliser pour conducteur en cuivre, la relation :

$$P(VA) = K \frac{L}{S}$$

- P = puissance consommée en VA dans les fils de liaison aller et retour
- K = 0,44 avec secondaire 5A et 0,0176 avec secondaire 1 A
- L = longueur des fils aller et retour (en mètres) entre secondaire et appareils
- S = section des fils (em mm²)

Nota : ces valeurs sont valables pour une température ambiante de 20 °C ; prévoir des corrections pour des températures supérieures.

● facteur de sécurité FS = 5 (minimum conseillé par la norme) ou 10 (pour les TC Schneider Electric) sauf demande particulière. La valeur sera choisie en fonction de la tenue au courant de courte durée des récepteurs.

Exemple d'un ampèremètre qui serait garanti pour supporter un courant de courte durée de 20 Ir (Ir courant assigné) soit 100 A pour un appareil 5 A. Pour être sûr que cet appareil ne sera pas détruit en cas de courant défaut au primaire, le transformateur de courant associé devra saturer en dessous de 20 Ir. Un FS de 5 convient si la charge du TC est égale à la charge de précision. Sinon, il faudra vérifier en fonction du TC quel est le point de saturation réel.

Capteurs

Capteurs de courant phase Transformateurs de courant (TC) (suite)

Les TC pour la protection doivent avoir une précision adaptée aux courants de défauts. Ils sont caractérisés par leur classe de précision (5P, 10P ou 5PR, 10PR) et le facteur limite de précision FLP.

Exemple : 100/5 A, 15 VA, 5P15

courant primaire
 courant secondaire
 puissance de précision
 (voir explications dans exemple)

classe de précision
 facteur limite de précision

Classe de précision P suivant l'application

application	classe
protection homopolaire	5P
protection différentielle	
relais d'impédance	10P
protection ampèremétrique	

Limites d'erreurs selon la classe de précision

classe de précision	erreur composée au courant limite de précision	erreur de courant entre I_{pn} et $2I_{pn}$	erreur de déphasage ⁽¹⁾ pour courant assigné de précision
5P	5 %	± 1 %	± 60 mn
10P	10 %	± 3 %	pas de limite

Le fonctionnement du TC doit être vérifié avec la charge réelle du relais de protection (R_p) et non à la charge de précision (R_n) théorique. Le FLP réel (FLPr) est tel que :

$$FLPr = FLP \frac{R_{tc} + R_n}{R_{tc} + R_p} = FLP \frac{P_i + P_r}{P_i + P_n}$$

R_{tc} = résistance de l'enroulement secondaire du TC

R_n = résistance de la charge de précision avec sa filerie

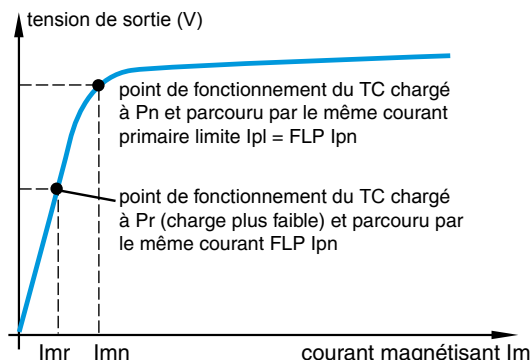
R_p = résistance du relais de protection avec sa filerie

$P_i = R_{ct} I_{sn}^2$ pertes internes du TC

$P_n = R_n I_{sn}^2$ puissance de précision du TC

$P_r = R_r I_{sn}^2$ consommation de la charge réelle du capteur

I_{sn} = courant secondaire assigné (nominal).



Point de fonctionnement d'un TC sur la courbe de magnétisation en fonction de sa charge. Pour une charge $P_r < P_n$, le coude de saturation n'est pas atteint au FLP. Le FLP réel est donc supérieur.

TC pour la protection : classes P et PR

Classe de précision

Un TC de protection est conçu pour transmettre une image aussi fidèle que possible de **courant de défaut** (surcharge ou court-circuit). La précision et la puissance sont adaptées à ces courants et distinctes de celles pour la mesure.

Classe P

La norme CEI 60044-1 détermine, pour chaque classe de précision, l'erreur maximale en phase et en module selon la plage de fonctionnement indiquée (voir tableau "limites d'erreur" ci-contre). Par exemple pour la classe 5P l'erreur maximale est $\leq \pm 5\%$ au courant limite de précision et $\leq \pm 1\%$ entre 1 et 2 I_{pn} . Les classes normalisées sont 5P et 10P. Le choix dépend de l'utilisation. La classe de précision est toujours suivie du facteur limite de précision.

Classe PR

Elle est définie par le facteur de rémanence, rapport du flux rémanent au flux de saturation, qui doit être inférieur à 10 %.

On définit comme pour les classes P, les classes **5PR** et **10PR**.

Classe PX

Voir page suivante.

Classes TPS, TPX, TPY, TPZ

Ces classes spécifiques (norme CEI 60044-6) concernent les TC qui doivent agir lors de la phase transitoire d'asymétrie du court-circuit. Ils prennent en compte le flux additionnel dû alors à la présence de la composante continue.

Facteur limite de précision : FLP

Un TC de protection doit saturer suffisamment haut pour permettre une mesure assez précise du courant de défaut par la protection dont le seuil de fonctionnement peut être très élevé.

On définit le courant primaire limite (I_{pl}) pour lequel les erreurs de courant et de déphasage au secondaire ne dépassent pas les valeurs du tableau ci-contre.

La norme définit alors le Facteur limite de précision FLP.

$$FLP = \frac{I_{pl}}{I_{pn}} \text{ (valeurs normalisées : 5 - 10 - 15 - 20 - 30)}$$

En pratique il correspond à la limite de linéarité (coude de saturation) du TC.

Facteur limite de précision réel : FLPr

Le FLPr d'un TC est donné pour la puissance de précision P_n , c'est-à-dire le courant secondaire assigné I_{sn} débitant sur la charge de précision R_n .

Pour la charge réelle du relais on a une puissance P_r pour une charge R_p .

La courbe de magnétisation étant unique le FLPr (réel) correspond au coude de saturation calculé pour la résistance R_p de la charge réelle (charge + filerie).

Sa valeur est indiquée ci-contre (calculs voir Cahier technique n° 194).

Utiliser un TC avec une charge $P_r < P_n$ conduit à un FLPr réel $> FLP$ (voir courbe).

Conditions de fonctionnement

Pour être sûr que le TC n'entache pas la précision de fonctionnement, il faut qu'il ne sature pas jusqu'au seuil de réglage. Il est habituel de prendre un "coefficient de sécurité". Selon la protection, on vérifiera :

Protection à maximum de I à temps constant

$$FLPr > 2 \frac{I_{re}}{I_{pn}} \text{ (} I_{re} = \text{courant de réglage relais, } I_{pn} = \text{courant primaire assigné TC)}$$

● Exemple : TC 200/5 - 10 VA - 5P10 pour un moteur $I_n = 160$ A protégé à 8 In.

$$\frac{I_{re}}{I_{pn}} = 8 \frac{160}{200} = 6,4 \text{ il faut que } FLPr = FLP \frac{R_{tc} + R_n}{R_{tc} + R_p} = 10 \frac{R_{tc} + R_n}{R_{tc} + R_p} > 2 \times 6,4 = 12,8$$

● Pour un relais à 2 seuils, prendre le seuil le plus élevé.

Protection à maximum de I à temps inverse

En fonction des récepteurs, le FLPr devra permettre de respecter la précision de la courbe à temps inverse sur sa partie utile, ce qui dépend du relais et de l'intensité de court-circuit maximum. Il faut connaître le seuil où le relais devient à temps constant et donc se référer à la fiche technique constructeur.

Exemple

TC de protection : **100/5 A, 30 VA, 5P15**.

- courant primaire assigné 100 A
- courant secondaire assigné 5 A
- rapport de transformation 20
- puissance de précision 30 VA
- classe de précision 5P

Sous une charge correspondant à la puissance de précision de 30 VA, le tableau des limites d'erreur indique que l'erreur est $\leq \pm 1\%$ et ± 60 mn entre 1 et 2 I_{pn} (soit 100 à 200 A) ; pour 100 A ceci correspond à une erreur ≤ 1 A au primaire et $\leq 5 \times 0,01 = 0,05$ A au secondaire.

● facteur limite de précision 15

Sous une charge correspondant à la puissance de précision, l'erreur est $\leq \pm 5\%$ soit au primaire pour 1500 A erreur ≤ 75 A, et au secondaire $\leq 3,75$ A

Choix d'un TC de protection

La démarche reprend celle du TC de mesure (page B85) en prenant les conditions du FLP au lieu de celles du FS.

Les TC de protection de la classe PX sont définis à partir de la tension de coude. Elle peut être reliée au FLP.

TC pour la protection : classe PX

Classe PX (CEI) et classe X (BS)

La classe PX définie par la norme CEI 60044-1 reprend la plupart des spécifications de la norme BS 3938 qui définit de manière spécifique les secondaires des enroulements "protection" sous l'appellation classe X. La classe PX correspond à une autre façon de spécifier les caractéristiques d'un TC à partir de sa tension de coude ("knee voltage", d'où la notation V_k).

Réponse d'un TC en régime saturé

Soumis à un courant primaire très important, le TC se sature. Le courant secondaire n'est plus proportionnel au courant primaire car l'erreur de courant qui correspond au courant de magnétisation devient très importante.

Tension de coude V_k

Elle correspond au point de la courbe de magnétisation du transformateur de courant pour lequel une augmentation de 10 % de la tension E nécessite une augmentation de 50 % du courant de magnétisation I_m .

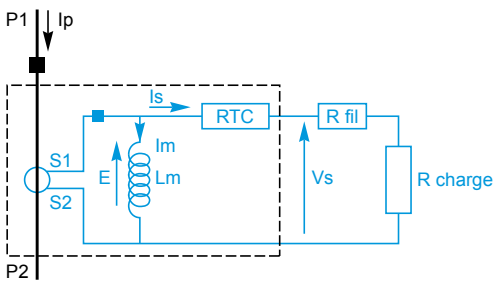
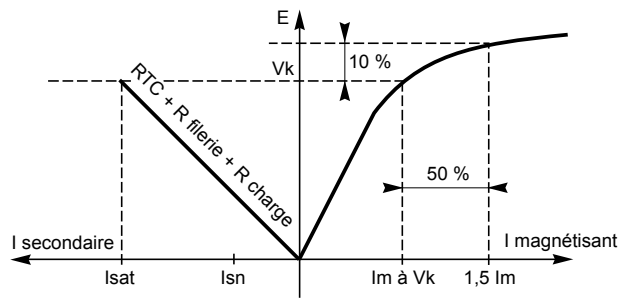


Schéma équivalent du circuit secondaire d'un TC



Courbe de magnétisation d'un TC

La tension de coude peut être reliée au FLP (facteur limite de précision) comme indiqué par le schéma

Le secondaire du TC répond à l'équation :

$$(R_{tc} + R_{charge} + R_{filerie}) \times FLP \times I_{sn}^2 = \text{constante}$$

avec I_{sn} = courant assigné secondaire

$$I_{saturation} = FLP \times I_{sn}$$

TC débitant sur protection à maxi. de courant phase

Protections à maximum de courant à temps indépendant (constant)

Si la saturation n'est pas atteinte pour 1,5 fois la valeur du courant de réglage, le fonctionnement est assuré quelle que soit l'intensité du défaut (fig. 1).

Protections à maximum de courant à temps dépendant (inverse)

La saturation ne doit pas être atteinte pour 1,5 fois la valeur de courant correspondant au maximum de la partie utile de la courbe de fonctionnement (fig. 2).

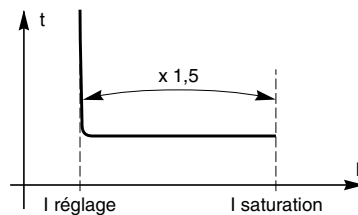


Fig. 1

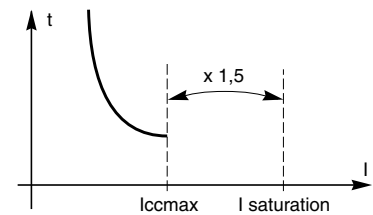
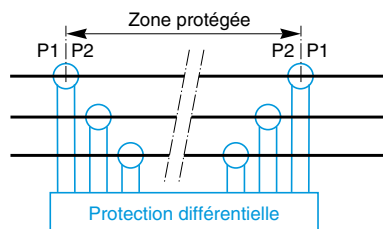


Fig. 2

TC pour protection différentielle

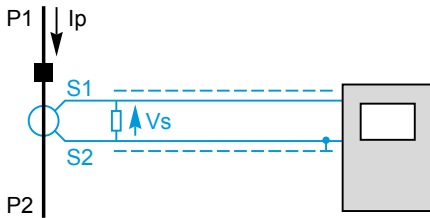
Les TC sont à spécifier pour chaque application en fonction du principe de fonctionnement de la protection et de l'élément protégé ; il faut se référer à la notice technique de la protection concernée.



Capteurs

Capteurs de courant phase LPCT

Les LPCT (Low Power Current Transducers) répondent à la norme CEI 60044-8. Ce sont des TC à sortie directe en tension qui présentent l'avantage de très larges plages de linéarité qui simplifient le choix.



Transformateurs de courant basse puissance LPCT

Les LPCT (Low Power Current Transducers) sont des capteurs spécifiques de courant de faible puissance à sortie directe en tension, conformément à la norme CEI 60044-8.

Les LPCT remplissent les fonctions de mesure et de protection.

Ils sont définis par :

- le courant primaire nominal,
 - le courant primaire étendu,
 - le courant primaire limite de précision.
- Ils ont une réponse linéaire sur une large plage de courant, et ne commencent à saturer qu'au-delà des courants à couper.

Exemples de caractéristiques de LPCT selon norme CEI 60044-8

Ces caractéristiques sont résumées par les courbes ci-dessous. Elles représentent les limites maximales d'erreur (en valeur absolue) sur le courant et la phase correspondant à la classe de précision pour les exemples donnés. Elles reprennent les limites d'erreur indiquées pour ces classes en pages B85 et B86, mais pour des plages de courant beaucoup plus étendues, d'où l'intérêt de ce type de capteurs.

Exemple pour mesure classe 0,5

- Courant primaire nominal $I_{pn} = 100 \text{ A}$
- Courant primaire étendu $I_{pe} = 1250 \text{ A}$
- Tension secondaire $V_{sn} = 22,5 \text{ mV}$ (pour 100 A au secondaire)
- Classe 0,5 :

○ précision sur :

- le module du courant primaire 0,5 % (erreur $\varepsilon \leq \pm 0,5\%$)
 - la phase du courant primaire 60' (erreur $\psi \leq 60 \text{ minutes}$)
- sur une plage de 100 A à 1250 A

○ précision 0,75 % et 45' à 20 A

○ précision 1,5 % et 90' à 5 A

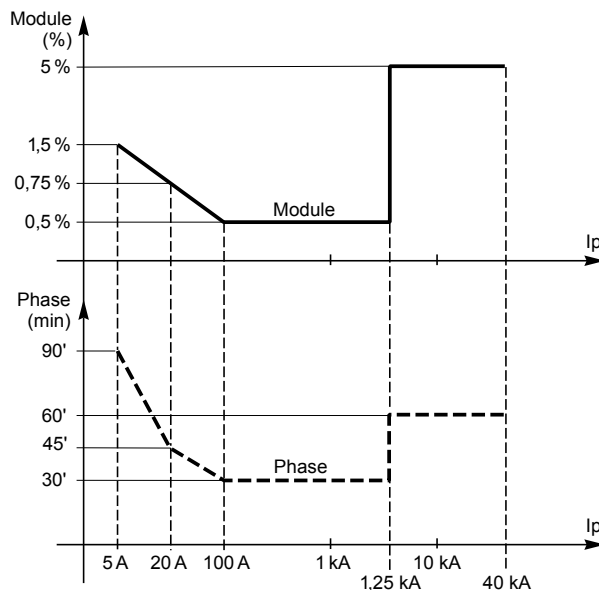
qui sont deux points de mesure spécifiés par la norme.

Exemple pour protection classe 5P

- Courant primaire $I_{pn} = 100 \text{ A}$
- Tension secondaire $V_{sn} = 22,5 \text{ mV}$
- Classe 5P

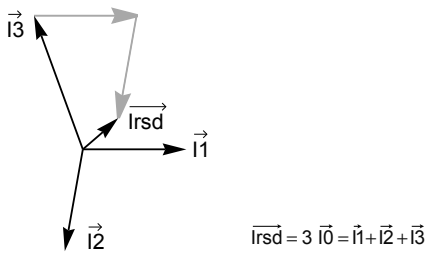
○ précision (voir définitions page K117) sur :

- le module du courant primaire 5 % (erreur $\varepsilon \leq \pm 5\%$)
 - la phase du courant primaire 60' (erreur $\psi \leq 60 \text{ minutes}$)
- sur une plage de 1,25 kA à 40 kA.



Caractéristique de précision d'un LPCT (exemple du CLP1 de Schneider Electric) : les classes de précision sont assurées sur des plages de courant étendues (ici classe 0,5 de mesure de 100 à 1250 A et classe de protection 5P de 1,25 à 40 kA).

Capteurs de courant résiduel



Courant résiduel I_{rsd}

- Le courant résiduel peut être mesuré par :
- **to**re homopolaire qui fournit une mesure directe adaptée au relais
 - **TC to**re dont la mesure différentielle est adaptée au relais par tore homopolaire
 - **3 TC phases** avec au secondaire :
 - mesure par tore spécifique
 - calcul par relais numérique.

Courant homopolaire - courant résiduel

Le courant résiduel qui caractérise le courant de défaut à la terre est égal à la somme vectorielle des trois courants de phase (fig. ci-contre). Sa valeur est 3 fois celle du courant homopolaire I_0 , (résultant de l'analyse en composantes symétriques), avec $I_0 \approx U / \sqrt{3} Z_N$.

Détection du courant de défaut

Les TC phase ne réalisent pas la transformation fidèle de la composante homopolaire (continue). Il faut donc détecter le courant résiduel. Cette détection peut se faire de plusieurs façons (tableau ci-dessous) en fonction de la sensibilité recherchée et des possibilités de câblage du relais utilisé :

- mesure directe du courant résiduel I_{rsd} par un tore homopolaire adapté au relais utilisé (ex : tore CSH200 associé à un Sepam)
- mesure différentielle du courant résiduel par TC tore classique à sortie 1A ou 5A et adaptation au relais utilisé par tore homopolaire (ex : TC tore 100/1 A et tore adaptateur ACE 990 associé à un Sepam). La sensibilité du relais à la détection du seuil primaire peut être améliorée par un choix judicieux du TC tore (ex : dans le cas précédent si le relais ne permet pas un réglage assez sensible en passant d'un TC 100/1 à un TC 50/1 on divise par 2 la sensibilité)
- mesure des courant phases par 3 TC tores et du courant résiduel par tore adaptateur (ex : 3 TC 200/5 et tore adaptateur CSH 30 associé à un Sepam)
- mesure des courant phase individuellement par 3 TC tores et calcul du courant résiduel par relais numérique (ex : Sepam).

Le réglage des seuils conseillé doit éviter les déclenchement intempestifs. Pour les Sepam voir plus précisément les possibilités selon la série, 20 40 ou 80.

capteurs de mesure	précision	seuil de détection minimum conseillé pour protection terre quelques ampères	montage	
tore homopolaire	+++		<p>mesure directe par tore spécifique homopolaire connecté directement sur le relais de protection ; c'est un transformateur englobant les conducteurs actifs et capte directement le courant résiduel</p>	<p>il peut également être monté dans la liaison neutre terre accessible. On obtient une grande précision de mesure</p>
TC tore + tore adaptateur	++	10 % de I_{nTC}	<p>mesure différentielle par TC tore classique entourant les conducteurs actifs et captant le courant résiduel ; un tore spécifique homopolaire joue le rôle d'adaptateur vers le relais de protection</p>	<p>le montage du TC tore est possible dans la liaison neutre terre accessible avec adaptateur. On obtient une bonne précision de mesure et une grande souplesse dans le choix des TC</p>
3 TC phase + tore adaptateur	++	10 % de I_{nTC}		<p>Mesure des courants dans les 3 phases avec un TC par phase, et du courant résiduel par tore spécifique. Pratiquement, le seuil de courant résiduel conseillé doit être :</p> <ul style="list-style-type: none"> ● $I_{s0} \geq 10\% I_{nTC}$ pour protection à temps constant si temporisation > 300 ms et $\geq 30\% I_{nTC}$ si temporisation < 300 ms ● $I_{s0} \geq 10\%$ pour protection à temps dépendant quelle que soit la temporisation
3 TC phase I_{rsd} calculé par relais	+	sans retenue H2 30 % I_{nTC} (DT) (1) 10 % de I_{nTC} (IDMT) (1) avec retenue H2(2) on peut admettre des réglages plus fins 10 % de I_{nTC} (DT) (1) 5 % de I_{nTC} (IDMT) (2)		<p>calcul à partir des mesures de courant dans les trois phases avec un TC par phase.</p> <ul style="list-style-type: none"> ● le courant résiduel est calculé par le relais de protection ● la précision de la mesure est entachée d'erreurs ; somme des erreurs des TC et des caractéristiques de saturation, courant calculé ● le montage est plus simple que dans le cas précédent, mais la précision de mesure est inférieure. <p>En pratique, le réglage des seuils de la protection terre doit respecter les conditions suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> ● $I_{s0} \geq 30\% I_{nTC}$ pour protection à temps constant (10 % I_{nTC} avec relais de protection équipé de retenue harmonique 2) ● $I_{s0} \geq 10\% I_{nTC}$ pour protection à temps dépendant.

(1) DT (Definite Time) : courbe à temps constant - IDMT (Inverse Definite Minimum Time) : courbe à temps dépendant - voir page B31.
(2) retenue H2 : qui prend en compte les courants harmoniques de rang 2 (H2), caractéristiques d'un faux courant résiduel dû à la saturation d'un TC.

Capteurs

Capteurs de tension

Transformateurs de tension (TT)

Les transformateurs de tension (TT) répondent à la norme CEI 60044-2. Leur fonction est de fournir au secondaire une tension proportionnelle à celle du circuit HTA sur lequel ils sont installés. Le primaire, monté en parallèle sur le réseau HTA entre phases ou entre phase et terre, est soumis aux mêmes surtensions que celui-ci. Le secondaire délivre une tension quasi constante quelle que soit la charge.

Le secondaire ne doit jamais être mis en court-circuit.

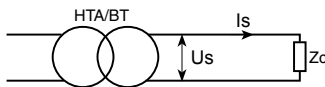
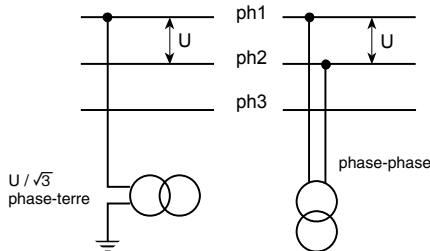


Schéma simplifié d'un transformateur de tension
 I_s : courant secondaire
 U_s : tension secondaire
 Z_c : impédance de charge.



Raccordement des transformateurs de tension.

Tableau des facteurs de tension KT

facteur de tension	durée assignée	mode de connexion de l'enroulement primaire	régime de neutre du réseau
1,2	continue	entre phases	quelconque
	continue	entre point neutre de transformateur en étoile et la terre	quelconque
1,2	continue	entre phase et terre	mis directement à la terre
1,5	30 s		à la terre par résistance de limitation avec élimination automatique du défaut terre
1,2	continue	entre phase et terre	neutre isolé sans élimination automatique du défaut terre
1,9	30 s		mis à la terre par résistance de limitation avec élimination automatique du défaut terre
1,2	continue	entre phase et terre	neutre isolé sans élimination automatique du défaut terre
1,9	8 h		mis à la terre par résistance de limitation avec élimination automatique du défaut terre
1,2	continue	entre phase et terre	neutre isolé sans élimination automatique du défaut terre
1,9	8 h		mis à la terre par résistance de limitation avec élimination automatique du défaut terre

En régime de neutre isolé, tous les TT phase neutre doivent être chargés convenablement pour éviter les risques de ferrorésonance.

L'inductance élevée des spires du transformateur bobinées sur le circuit magnétique, associée avec la capacité des câbles constitue un circuit bouchon pouvant amener des surtensions de résonance 50 Hz. Ce risque est fonction de la longueur des câbles. Il sera minimisé, voire annulé si les câbles sont courts. Il est aussi préférable de conserver une faible charge au secondaire d'un transformateur (10 % de la charge nominale) et d'éviter un enclenchement à vide.

Transformateurs de tension (TT)

Les transformateurs de tension ont deux fonctions essentielles :

- adapter la valeur de la tension HTA du primaire aux caractéristiques des appareils de mesure ou de protection par une tension secondaire proportionnelle réduite
- isoler les circuits de puissance du circuit de mesure et/ou de protection.

Constitution et type

Ils sont constitués d'un enroulement primaire, d'un circuit magnétique, d'un ou plusieurs enroulements secondaires, le tout enrobé dans une résine isolante. Il sont de deux types, selon leur raccordement :

- **phase/phase** : primaire raccordé entre deux phases
- **phase/terre** : primaire raccordé entre une phase et la terre.

Caractéristiques générales

Elles sont définies par la norme CEI 60044-2 et comportent :

Tension assignée

C'est la tension assignée de l'installation (ex : $U_r = 24$ kV).

Niveau d'isolement assigné

- tension maximum de tenue à fréquence industrielle 1 mn (U_d en kV)
 - tension maximum de tenue à l'onde de choc (U_p en kV crête)
- Ex : en 24 kV la tenue 1mn est $U_d = 50$ kV et la tenue au choc $U_p = 125$ kV crête.

Fréquence assignée

Tension primaire assigné U_{pn}

Suivant leur conception les transformateurs de tension sont raccordés :

- soit entre phase et terre et dans ce cas $U_{pn} = U_r / \sqrt{3}$
- soit entre phases et dans ce cas $U_{pn} = U_r$

Tension secondaire assigné U_{sn}

En Europe on utilise 100 ou 110 V pour les transformateurs de tension phase/phase. Pour les transformateurs monophasés phase/terre, la tension secondaire doit être divisée par $\sqrt{3}$ ($100 / \sqrt{3}$ ou $110 / \sqrt{3}$)

Rapport de transformation assigné

C'est le rapport entre courants primaire et secondaire assignés : $K_n = U_{pn} / U_{sn}$
 Ce rapport est constant, et la tension secondaire est indépendante de la charge.

Puissance de précision

C'est la puissance apparente (en VA) fournie au secondaire pour la tension secondaire assignée pour laquelle la précision est garantie (secondaire débitant sur la charge de précision). Voir valeurs normalisées dans le tableau ci-dessous.

Classe de précision

Elle définit les limites d'erreurs garanties sur le rapport de transformation et sur le déphasage dans des conditions spécifiées de puissance et de tension.

Erreur de tension (ε %)

C'est l'erreur que le transformateur introduit dans la mesure d'une tension lorsque le rapport de transformation est différent de la valeur assignée.

Déphasage ou erreur de phase (ψ en minute)

Différence de phase entre tensions primaire et secondaire, en minutes d'angle.

Facteur de tension assigné KT

C'est le facteur, multiple de la tension primaire assignée, qui détermine la tension maximale pour laquelle le transformateur doit répondre aux prescriptions d'échauffement et de précision spécifiées. Cette tension maximale de fonctionnement dépend du régime de neutre du réseau et des conditions de mise à la terre de l'enroulement primaire (voir tableau ci-contre). Le transformateur de tension doit pouvoir la supporter pendant le temps d'élimination du défaut.

Puissance d'échauffement

C'est la puissance apparente que le transformateur peut fournir en régime continu à sa tension secondaire assignée sans dépasser les limites d'échauffement des normes.

Tableau des caractéristiques de fonctionnement d'un TT

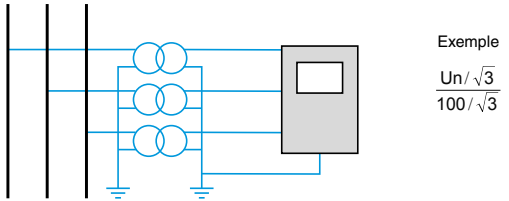
caractéristiques	valeurs assignées					
tension d'isolement (kV)	3,6	7,2	12	17,5	24	36
tenue à fréquence industrielle (kV) 1 mn	10	20	28	38	50	70
tenue au choc de foudre (kV - crête)	40	60	75	95	125	170
fréquence (Hz)	50 - 60					
tension primaire U_{pn} (kV) (divisée par $\sqrt{3}$ si monophasé)	3 - 3,3 - 6 - 6,6 - 10 - 11 - 13,8 - 15 - 16,5 - 20 - 22					
tension secondaire U_{sn} (V)	100 - 110 ou $100 / \sqrt{3}$ - $110 / \sqrt{3}$					
puissance de précision (VA)	10 - 15 - 25 - 30 - 50 - 75 - 100 - 150 - 200 - 300 - 400 - 500					

Le fonctionnement d'un TT est plus simple que celui d'un TC car la tension secondaire est quasiment indépendante de la charge, du fait qu'il est connecté sur une forte impédance (utilisation en quasi circuit ouvert).

Aussi il ne faut **pas mettre le secondaire en court circuit**. Dans ces conditions un courant élevé excessif détériorerait le transformateur.

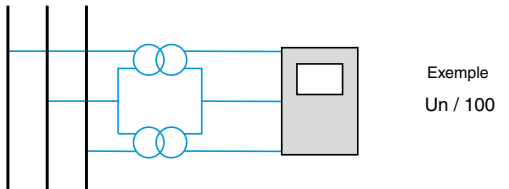
Raccordement d'un TT

Il peut se faire entre phases ou entre phase et terre (schéma plus haut) et s'effectue sur des bornes repérées en France comme pour les TC (voir B84)



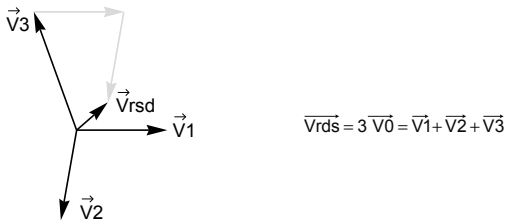
Exemple
 $\frac{U_n / \sqrt{3}}{100 / \sqrt{3}}$

TT montés en étoile et exemple de rapport de transformation



Exemple
 $U_n / 100$

TT montés en V et exemple de rapport de transformation



Tension résiduelle

Attention : il est impossible de mesurer une tension résiduelle avec des TT phase/phase

Classe de précision selon l'utilisation HTA

application	classe
mesures de laboratoire comptages précis (appareils étalons)	0,2
mesures industrielles comptages tarifaires indicateurs de tableau	0,5
comptages statistiques	1

Limites d'erreurs selon la classe de précision de mesure

classe de précision	erreur de tension (de rapport) ± %	erreur de déphasage ± mn
0,1	0,1	5
0,2	0,2	10
0,5	0,5	20
1	1,0	10

Limites d'erreurs pour une classe de précision de protection

classe de précision	erreur de tension (± %) entre 5% de Un et KT Un		erreur de déphasage (minutes) entre 5% de Un et KT Un	
	2% de Un et KT Un	2% de Un et KT Un	2% de Un et KT Un	2% de Un et KT Un
3P	3	6	120	240
6P	6	12	240	480

KT coefficient de surtension
Un tension primaire assignée

En pratique une sortie cl.05 mesure permet une classe 3P protection (l'inverse n'est pas vrai)

Montage des TT

Plusieurs montages de mesure sont possibles (fig. ci-contre)

- montage à 3 transformateurs en étoile : nécessite 1 borne HTA isolée par transformateur
- montage à 2 transformateurs, montage dit en V : nécessite 2 bornes HTA isolées par transformateur.

Mesure de la tension résiduelle

La tension résiduelle qui caractérise le potentiel du point neutre par rapport à la terre est égale à la somme vectorielle des trois tensions phase-terre, et sa valeur est égale à 3 fois la tension homopolaire V0.

L'apparition de cette tension est significative de l'existence d'un défaut à la terre. Elle est obtenue par la mesure directe ou par le calcul :

- mesure par trois transformateurs de tension dont les primaires sont en étoile et les secondaires en triangle ouvert qui délivrent la tension résiduelle (Fig. 1)
- calcul par le relais à partir de trois transformateurs de tension dont les primaires et les secondaires sont en étoile (Fig. 2).

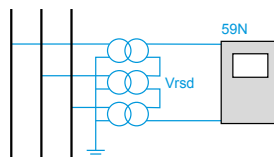


Fig. 1 : mesure directe de la tension résiduelle

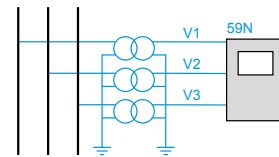


Fig. 2 : calcul de tension résiduelle

Transformateur de tension pour la mesure

Classe de précision

Ces appareils sont destinés à transmettre une image aussi précise que possible de la tension primaire assignée entre 80 et 120 % de celle-ci.

La classe de précision détermine l'erreur admissible en phase et en module dans cette plage pour la charge de précision.

Elle est valable pour toute charge comprise entre 25 et 100% de la puissance de précision assignée avec un facteur de puissance de 0,8 inductif.

Le tableau ci-contre donne les classes usuelles en fonction de l'utilisation.

- la classe 0,5 correspond à une erreur $\leq \pm 0,5\%$ pour la tension primaire assignée, avec au secondaire la charge de précision
- la classe 1 correspond à une erreur $\leq \pm 10\%$ dans les mêmes conditions.

Pour une classe de précision donnée les erreurs de tension et de déphasage ne doivent pas dépasser les valeurs indiquées dans le tableau ci-contre.

Exemple :

Transformateur de tension de mesure $\frac{20000}{\sqrt{3}} / \frac{110}{\sqrt{3}}$, 100 VA, cl 1

- tension primaire assignée $20000 \text{ V} / \sqrt{3}$, secondaire assignée $110 \text{ V} / \sqrt{3}$
- puissance de précision 100 VA
- classe de précision cl.1. Le tableau des valeurs limites d'erreur indique que pour :
 - une tension primaire comprise entre 80 % et 100 % de la tension assignée (16 000 à 24 000 V)
 - une charge comprise entre 25 % et 100 % de la puissance de précision, soit entre 25 VA et 100 VA avec un facteur de puissance de 0,8 inductif, les erreurs de mesure seront en tension $\leq \pm 1\%$ et en déphasage $\leq \pm 10 \text{ mn}$.

Transformateur de tension pour la protection

Classe de précision

Ces appareils sont destinés à transmettre une image aussi fidèle que possible de la tension en cas de défaut (baisse de tension ou surtension).

Ils doivent avoir une précision et une puissance adaptées aux tensions de défaut et donc distinctes de celles des transformateurs de mesure.

En pratique la classe de précision 3P est utilisée pour toutes les applications avec des limites d'erreur de tension et phase données par le tableau ci-contre.

Ces limites sont garanties pour toute charge comprise entre 25 et 100 % de la puissance de précision avec un facteur de puissance de 0,8 inductif.

Exemple :

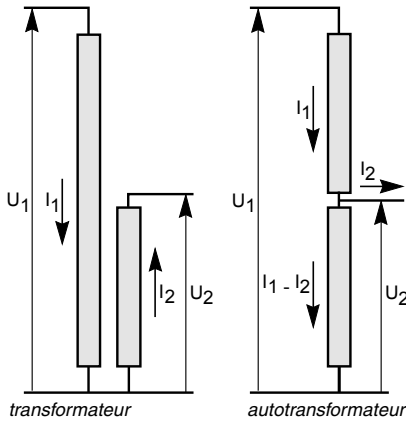
Transformateur de tension de protection $\frac{20000}{\sqrt{3}} / \frac{110}{\sqrt{3}}$, 100 VA 3P, KT = 1,9 8h

- tension primaire assignée $20000 \text{ V} / \sqrt{3}$, secondaire assignée $110 \text{ V} / \sqrt{3}$
- puissance de précision 100 VA
- classe de précision 3 P. Le tableau des valeurs limites indique que pour :
 - une tension primaire comprise entre 5 % de la tension assignée (soit $20000 \times 5\% = 1000 \text{ V}$) et KT fois la tension assignée (soit $20000 \times 1,9 = 38000 \text{ V}$)
 - une charge comprise entre 25 % et 100 % de la puissance de précision, (soit entre 25 VA et 100 VA avec un facteur de puissance 0,8), alors les erreurs de mesure seront en tension $\leq \pm 3\%$ et en déphasage $\leq \pm 120 \text{ mn}$.

Transformateurs

Définition et paramètres Caractéristiques

Les transformateurs et autotransformateurs permettent de modifier la tension des réseaux ; les transformateurs assurent en outre l'isolement galvanique.



Transformateur

Un transformateur comporte généralement deux enroulements :

- primaire, de tension U_1 et parcouru par un courant I_1
- secondaire, de tension U_2 et parcouru par un courant I_2 .

Ces deux enroulements sont galvaniquement séparés et parcourus par des courants I_1 et I_2 conventionnellement de sens inverse.

Autotransformateur

Un autotransformateur ne comprend qu'un seul enroulement dont un point intermédiaire est sorti. La totalité de l'enroulement peut jouer le rôle de primaire et la partie de l'enroulement jusqu'au point intermédiaire le rôle de secondaire. Le courant circulant dans le secondaire (enroulement commun) est alors la différence entre les deux courants I_1 et I_2 . Cette conception se traduit par une dimension réduite et un meilleur couplage que pour un transformateur équivalent. La tension de court-circuit est donc plus faible et le courant de court-circuit plus élevé que pour un transformateur équivalent.

Principaux paramètres d'un transformateur

Ils sont synthétisés dans le tableau ci-dessous, en distinguant les paramètres :

- généraux communs à tous les transformateurs
- plus spécifiques, dépendant de la technologie utilisée : transformateurs de type sec enrobé, (ex. : Trihal) ou de type immergé, (ex. : Minera).

paramètres généraux communs		toutes technologies		
puissance assignée (kVA)		$P = U_1 \times I_1 \times \sqrt{3} = U_2 \times I_2 \times \sqrt{3}$ HTA/BT : 160 - 250 ² - 400 - 630 - 800 - 1000 - 1250 - 1600 - 2000 kVA		
fréquence (Hz)		f = 50 Hz en général, 60 Hz en application particulière.		
type de fonctionnement		en général abaisseur ; élévateur ou réversible sur demande.		
tensions primaires	tension(s) assignée(s) U_1	5,5 - 6,6 - 10 - 15 - 20 - 33 kV		
	niveau d'isolement	pour une double tension préciser si puissance réduite ou conservée. 7,2 - 12 - 17,5 - 24 - 36 kV		
tensions secondaires	tension(s) assignée(s) U_2	BT : 237 - 410 - 525 - 690 V		
	niveau d'isolement	pour une double tension préciser si puissance réduite ou conservée. BT : 1,1 kV		
tension de court-circuit (%)	tension de court-circuit (%)	pourcentage de la tension assignée à appliquer au primaire pour avoir I_1 au primaire lorsque le secondaire est en court-circuit.		
		Trihal : 6 % quelle que soit la puissance. immergé : 4 % pour $P \leq 630$ kVA et 6 % au-delà.		
réglage hors tension	par prises de réglage	prises manœuvrables hors tension agissant sur la plus haute tension pour adapter le transformateur à la valeur réelle de la tension d'alimentation. standard = $\pm 2,5$ %, autres valeurs sur demande.		
couplage (transformateur élévateur voir page B102)	transformateur abaisseur	Dyn 11 - Yzn 11 - Y(N) y(n) majuscule = couplage HTA, minuscule = couplage BT, D, d = triangle, Y, y = étoile, Z, z = zig-zag N = neutre sorti côté HTA, n = neutre sorti côté BT 11 ou 0 = indice horaire définissant le déphasage entre primaire et secondaire		
marche en parallèle		voir page B101		
altitude d'utilisation		≤ 1000 m (1)		
température d'utilisation	standard	-25 °C +40 °C (1)		
	moy. journal. mois le plus chaud	30 °C (1)		
	moyenne annuelle	20 °C (1)		
mode d'installation	extérieur sur poteau	en général $P \leq 160$ kVA.		
	extérieur ou intérieur en cabine	toutes puissances		
paramètres spécifiques d'une technologie				
diélectrique		sec enrobé Trihal	immergé Minera	Vegeta
		sec enrobé dans la résine époxy ignifugée.	huile minérale	huile végétale
type de moulage/remplissage voir page B94		enrobé et moulé sous vide		
	classe thermique et échauffement	classe thermique F, soit au maxi. : enroulements 100 °C.		
refroidissement	naturel	AN	ONAN	KNAN
	forcé	AF	ONAF	KNAF
raccordement MT	boulonné embrochable	sur plages. sur traversées embrochables HN 52 S 61.		
accessoires MT		système de verrouillage du panneau HTA sans serrure.		
		connecteurs séparables embrochables sur bornes HN 52 S 61 système de verrouillage desembrochables sans serrure.		
raccordement BT		sur jeux de barres ou autre.		
accessoires BT		par traversées porcelaine ou passe-barres. capot BT (si prises embrochables côté HTA)		
accessoires de protection interne voir page B103		sonde PT 100 ou PTC associée à convertisseur électronique.		
	autres accessoires	relais type DMCR ou DGPT2, thermostat, thermomètre, relais Bucholz + assécheur d'air. doigt de gant. vanne de vidange (standard si $P \geq 800$ kVA).		
protection contre les contacts directs		transformateur nu : IP 00, avec enveloppe : IP 31-5.		
verrouillage		transformo. nu avec passe-barres BT et traversées HTA porcelaine : IP 00. transformo. avec passe-barres BT capot et traversées HTA embrochables : IP 21-0.		
		panneaux mobiles et traversées embrochables		

(1) valeurs standard (NF C 15-100 et CEI 60076)

Choix du diélectrique et de la technologie

Le choix du diélectrique de refroidissement est lié à des aspects de sécurité et économiques.

Les transformateurs de type sec enrobé (ex. : Trihal) sont refroidis par l'air ambiant. Les normes imposent leur emploi pour certaines applications (ex : IGH) du fait de leurs qualités (classes F1, E2, C2 et IP 3X).

Dans le choix du diélectrique de refroidissement, plusieurs paramètres sont à prendre en considération, entre autres :

- la sécurité des personnes, au niveau du transformateur ou à son voisinage (environnement), sécurité qui fait l'objet d'une réglementation et de recommandations officielles
- le bilan économique, compte tenu des avantages de chaque technique et de la gamme des matériels existante.

Transformateurs de type sec enrobé

Principe : refroidissement par l'air ambiant

L'isolation des enroulements des transformateurs de type sec enrobé (ou encapsulé) est réalisée par des isolants secs. Le refroidissement est donc assuré par l'air ambiant sans liquide intermédiaire.

Par exemple, les transformateurs secs enrobés de type Trihal sont réalisés à l'aide de systèmes brevetés et exclusifs de bobinage et d'enrobage par moulage sous vide de l'enroulement HTA.

Trois composants constituent l'enrobage :

- résine époxyde à base de biphénol A, de viscosité adaptée à une excellente imprégnation des enroulements
- durcisseur anhydride (non aminé), modifié par un flexibilisateur pour assurer la souplesse du système moulé nécessaire afin d'interdire toutes fissures en exploitation
- charge active pulvérulente composée d'alumine trihydratée $Al(OH)_3$ et de silice qui apporte des propriétés mécaniques et thermiques requises et les qualités intrinsèques exceptionnelles de comportement au feu des transformateurs Trihal.

Classe d'exigences les plus sévères par rapport aux risques

Les normes NF C 52-115 et NF EN 60076-11 définissent les types de risques et les classes de comportement des transformateurs indiquées dans le tableau ci-contre. La classification E0, C1, F1 est imposée comme classe minimum par la norme NF C 52-115.

Les transformateurs secs enrobés répondent en général aux exigences les plus sévères ; ainsi, par exemple les Trihal répondent à :

- classe **F1** de comportement au feu (NF EN 60076-11) (F2 correspond à un accord spécial entre constructeur et utilisateur), c'est à dire :
 - autoextinction rapide : l'enrobage possède une excellente résistance au feu et une auto-extinguibilité immédiate, ce qui permet de qualifier ces transformateurs d'ininflammables
 - matériaux et produits de combustion non toxiques : l'enrobage est exempt de composés halogénés (chlore, brome, etc.) et de composés générateurs de produits corrosifs ou toxiques, ce qui garantit une sécurité sérieuse contre les risques de pollution chaude en cas de pyrolyse
 - fumées non opaques : du fait des composants utilisés
 - classe **E2** de comportement vis à vis de l'environnement (NF EN 60076-11), c'est à dire résistance aux risques de :
 - condensation fréquente
 - pollution élevée.
- Le système d'enrobage procure un excellent comportement en atmosphère industrielle et une insensibilité aux agents extérieurs (poussière, humidité...) tout en garantissant une parfaite protection de l'environnement et des personnes par la suppression des risques de pollution froide ou chaude
- classe **C2** climatique, c'est à dire fonctionnement transport et stockage jusqu'à -25 °C.

Degré de protection élevé

En outre les transformateurs de type sec enrobé assurent une excellente protection contre les contacts directs. Par exemple, les Trihal ont une enveloppe ayant un degré de protection IP 3X, conforme aux exigences du décret de protection n° 88-10-56 du 14-11-88.

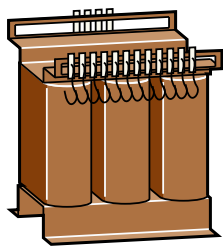
Technologie imposée dans certains cas

Cet ensemble de qualités permet l'installation des transformateurs secs enrobés au milieu de locaux occupés sans précaution complémentaire. En particulier, les normes sur les IGH (immeubles de grande hauteur) imposent l'utilisation de ce type de transformateurs.

Gamme des puissances

La gamme des transformateurs secs enrobés Trihal va par exemple jusqu'à 10 MVA et 36 kV.

type de risque	classes d'exigences
F : feu	F0, F1, F2.
E : environnement	E0, E1, E2
C : climatique	C1, C2



Choix du diélectrique et de la technologie

Transformateurs

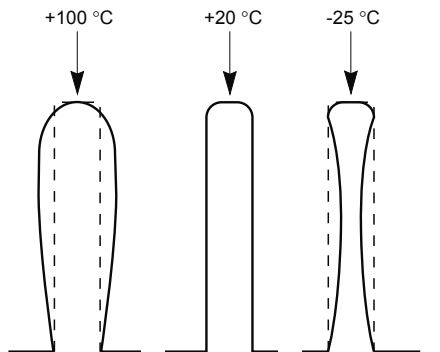
Les transformateurs de type immergé sont refroidis dans un diélectrique liquide qui est

- soit de huile minérale (Minera)
- soit de l'huile végétale (transformateur Vegeta) et sont de technologie ERT ou respirant avec conservateur.

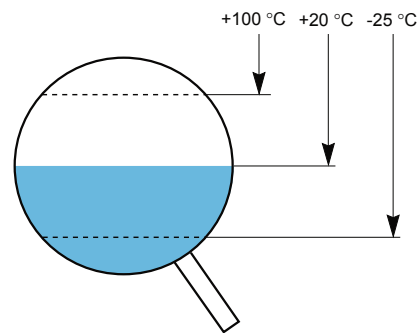
L'huile végétale des transformateurs Vegeta présente les avantages :

- d'être un diélectrique écologique :
 - huile végétale de qualité alimentaire
 - biodégradable à 99 % en 43 jours.
 - d'origine renouvelable et naturelle
- d'offrir des performances optimisées :
 - comportement au feu renforcé
 - durée de vie prolongée
 - tenue aux surcharges accrues.

Elle s'inscrit dans une démarche innovante et éco-citoyenne certifiée ISO9001 et ISO 14000.



a - ERT : effet des variations température sur la déformations élastique des ailettes.



b -respirant avec conservateur : effet des variations de température sur la variation de niveau du réservoir.

Transformateurs de type immergé

Principe : refroidissement par diélectrique liquide

Le liquide utilisé comme diélectrique dans les transformateurs immergés est :

- soit de l'huile minérale, tirée du pétrole (transformateur Minera)
- soit de l'huile végétale, extraite des plantes (transformateur Vegeta).

Ces liquides étant inflammables, voire très inflammables dans le cas de l'huile minérale, il est recommandé de prendre des mesures de sécurité, obligatoires dans la plupart des cas dont la plus simple est le relais de protection type DMCR ou DGPT2.

En cas d'anomalie, il donne l'ordre de mise hors service du transformateur avant que la situation ne devienne dangereuse.

L'huile minérale est difficilement biodégradable, même sur le long terme, alors que l'huile végétale est biodégradable à 99 % en 43 jours. Elle constitue une alternative écologique, apportant de plus des performances optimisées.

Le diélectrique liquide sert aussi à évacuer les calories. Il se dilate en fonction de la charge et de la température ambiante. La conception des transformateurs leur permet d'absorber les variations de volume correspondantes.

Deux techniques employées

● étanche à remplissage total (ERT) jusqu'à 10 MVA

Mise au point par France-Transfo, la technique du remplissage total (ERT) "sans matelas gazeux" des cuves étanches des transformateurs immergés a été adoptée par EDF en 1972. Toute oxydation du diélectrique liquide par contact avec l'air ambiant est évité.

Le transformateur est simplifié, ce qui se traduit par :

- une économie d'achat et un gain d'encombrement : ni assécheur d'air, ni conservateur de liquide
- une grande facilité de raccordement : dégagement total de la plage des bornes haute et basse tension
- une réduction considérable des servitudes d'entretien (simple surveillance).

La dilatation du diélectrique est compensée par la déformation élastique des parois ondulées de la cuve, parois dont la souplesse mécanique permet une variation adéquate du volume intérieur de la cuve (figure (a) ci-contre)

● respirants avec conservateur

La dilatation du diélectrique se fait dans un réservoir d'expansion placé au-dessus de la cuve (ou conservateur).

La surface du diélectrique peut être en contact direct avec l'air ambiant ou en être séparé par une paroi étanche en matière synthétique déformable. Dans tous les cas un assécheur d'air (avec un produit dessiccateur) évite l'entrée d'humidité à l'intérieur du réservoir (figure (b) ci-contre).

Tableau : comparaison des techniques de transformateurs immergés

technologie	ERT (étanche à remplissage total)	respirant avec conservateur
caractéristique	le diélectrique n'est pas en contact avec l'atmosphère	le diélectrique est en contact avec l'atmosphère
reprise d'humidité	non	oui
absorption d'oxygène	non	oui
oxydation du diélectrique	non	oui
dégradation de l'isolement	non	oui
maintenance	faible	forte
entretien de l'assécheur	non	oui
analyse de l'huile tous les (recommandé par France transfo)	10 ans	3 ans

Les transformateurs de la gamme Minera sont conformes à la nouvelle norme NF EN 50464 qui propose des combinaisons de pertes en charge et à vide à standard mais aussi à haut rendement. La gamme Minera s'inscrit ainsi dans une démarche d'innovation au service de l'efficacité énergétique.

Pertes des transformateurs immergés : nouvelle norme NF EN 50464

Tous les transformateurs de la gamme Minera, à huile minérale, sont dès à présent conformes à la nouvelle norme NF EN 50464. Cette norme à caractère Européen, innove par un choix de combinaisons de pertes à vide et de pertes en charge dont les niveaux définissent à la fois le design de transformateurs dits standards (pertes équivalentes à la série UTE) mais aussi à haut rendement (faibles pertes). France Transfo confirme ainsi sa position de marque premium et de pionnier technologique au service de l'efficacité énergétique.

Comparaison des pertes dans l'ancienne et dans la nouvelle norme

● Ancienne norme NF C 52-112-1

Cette ancienne norme, encore en vigueur en 2007, définissait des niveaux de pertes en charge A, B, C et des niveaux de pertes à vide A', B', C' pour les valeurs préférentielles des transformateurs 50, 100, 160, 250, 400, 630, 1600, 2500 kVA. Elle recommandait les niveaux de pertes suivants à utiliser en France :

- AA' de 250 à 630 kVA
- BB' + 5% de 800 à 2500 kVA.

● Nouvelle norme NF EN 50464

La nouvelle norme reprend les niveaux A, B, C et A', B', C' en les changeant de nom

- A, B, C deviennent respectivement C_k, D_k, B_k
- A', B', C' deviennent respectivement E₀, D₀, C₀

avec des niveaux de pertes sensiblement équivalents, voire légèrement réduits.

Elle ajoute par ailleurs des niveaux de pertes plus sévères :

A_k, B₀, C₀.

Le tableau qui suit présente l'équivalence entre la classification des pertes à vide et en charge de l'ancienne norme NF C52112 et de la nouvelle norme NF EN 50464-1, avec les notations ainsi définies.

Puissance assignée (kVA)	Pertes* à vide P ₀ (W)					Pertes* en charge P _k (W)				Impédance de court-circuit %
	A'	B'	C'	B ₀	A ₀	B	A	C	A _k	
NF C 52 1121	A'	B'	C'	B ₀	A ₀	B	A	C	A _k	4
NF EN 50464	E ₀	D ₀	C ₀	B ₀	A ₀	D _k	C _k	B _k	A _k	
50	190	145	125	110	90	1350	1100	875	750	
100	320	260	210	180	145	2150	1750	1475	1250	
160	460	375	300	260	210	3100	2350	2000	1700	
250	650	530	425	360	300	4200	3250	2750	2350	
315	770	630	520	440	360	5000	3900	3250	2800	
400	930	750	610	520	430	6000	4600	3850	3250	
500	1100	880	720	610	510	7200	5500	4600	3900	
630	1300	1030	860	730	600	8400	6500	5400	4600	
630	1200	940	800	680	560	8700	6750	5600	4800	
800	1400	1150	930	800	650	10500	8400	7000	6000	
1000	1700	1400	1100	940	770	13000	10500	9000	7600	
1250	2100	1750	1350	1150	950	16000	13500	11000	9500	
1600	2600	2200	1700	1450	1200	20000	17000	14000	12000	
2000	3100	2700	2100	1800	1450	26000	21000	18000	15000	
2500	3500	3200	2500	2150	1750	32000	26500	22000	18500	

* à 75°C pour Un ≤ 24 kV

Exemple : un transformateur de 800 kVA a, de niveau de pertes AA' (8400 W en charge et 1400 W à vide) suivant l'ancienne norme correspond à un niveau C_kE₀ équivalent suivant la nouvelle norme.

Par contre les niveaux A₀, B₀, A_k sont propres à la nouvelle norme et n'étaient pas définis dans l'ancienne.

Réglementation participant au choix

Les paramètres essentiels de choix du transformateur sont :

- installation en immeuble de grande hauteur (IGH)
- type de technologie souhaitée
- puissance du transformateur
- transformateur installé à l'intérieur ou l'extérieur du bâtiment d'exploitation
- type de comptage
- utilisation ou non d'un relais de protection type DMCR ou DGPT2, et, sinon local intérieur avec ou sans parois coupe-feu de degré 2 heures.

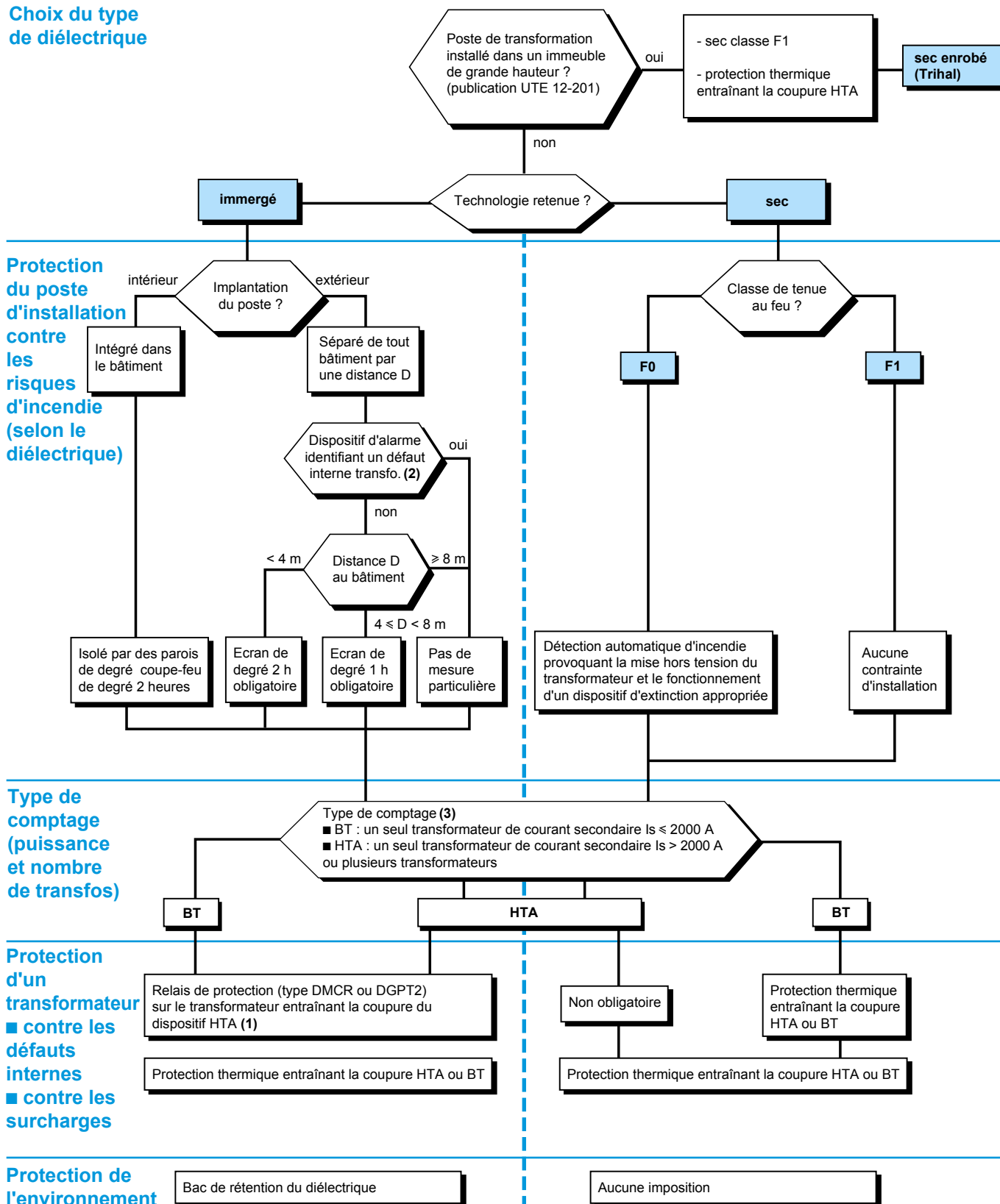
Le logigramme de la **page B96** décrit les conditions à respecter en fonction de ces paramètres.

Transformateurs

Choix d'un transformateur

Contraintes réglementaires

Choix du type de diélectrique



(1) Le texte de la NF C 13-100 : précise "dispositif automatique fonctionnant en cas d'émission anormale de gaz au sein du diélectrique et assurant la mise hors tension du transformateur." En pratique un relais de protection de type DMCR ou DGPT2 associé à une bobine déclenchant l'ouverture de du dispositif de coupure de la cellule HTA de protection transformateur (type QM ou DM1) assure cette fonction. Sinon, en l'absence de ce dispositif il faut recourir à des dispositions "lourdes" avec rétention du liquide + lit de cailloux. L'ouverture de la protection HTA peut être réalisée soit par une bobine à manque de tension (type MN) avec une source auxiliaire, soit par bobine à émission de courant (type MX).

(2) La norme NF C 13-100 permet de considérer que, pour les postes préfabriqués d'extérieur, l'utilisation d'un dispositif d'alarme identifiant que l'origine du défaut peut être lié à un risque d'incendie, c'est-à-dire que le déclenchement de la protection amont HTA résulte du dispositif décrit en (1) (relais type DMCR ou DGPT2), affranchit des contraintes liées aux distances $D < 8$ m.

(3) La valeur $I_s < 2000$ A correspond à 1250 kVA/20 kV, 1000 kVA / 15 kV, 630 kVA en 10 kV, 400 kVA en 5,5 kV.

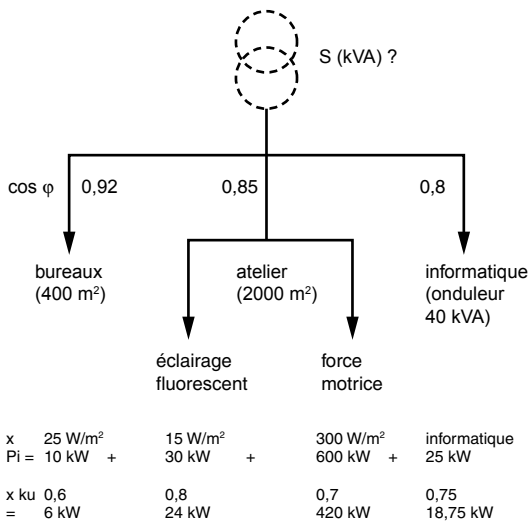
Détermination de la puissance optimale

Surdimensionner un transformateur est pénalisant financièrement, mais le sous-dimensionner peut avoir des conséquences sur le fonctionnement de l'installation et le vieillissement du transformateur.
La puissance optimale nécessite de connaître les cycles de fonctionnement de l'installation.

On détermine la puissance appelée S_a (kVA) d'après la puissance installée et l'utilisation des récepteurs.
On la compare à la puissance S_c (kVA) du pic de consommation de l'année.

Exemple : puissance du transformateur devant alimenter l'ensemble suivant. Nous supposons par simplification que toutes les charges sont assimilables à des charges linéaires (sinon il faut raisonner avec les facteurs de puissance FP et non les $\cos\phi$).

- bureaux (400 m²), $\cos\phi = 0,92$
- atelier (2000 m²), $\cos\phi = 0,85$
- local informatique protégé par onduleur 40 kVA de $\cos\phi = 0,8$ et rendement de 0,9. L'onduleur alimente une puissance de 25 kW.



Importance du dimensionnement

Il est important de déterminer la puissance optimale d'un transformateur car :

- surdimensionner entraîne un investissement excessif et des pertes à vide inutiles ; mais la réduction des pertes en charge peut être très importante.
- sous-dimensionner entraîne un fonctionnement quasi permanent à pleine charge et souvent en surcharge avec des conséquences en chaîne :
 - rendement inférieur (c'est de 50 à 70 % de sa charge nominale qu'un transformateur a le meilleur rendement)
 - échauffement des enroulements, entraînant l'ouverture des appareils de protection et l'arrêt plus ou moins prolongé de l'installation
 - vieillissement prématuré des isolants pouvant aller jusqu'à la mise hors service du transformateur ; la CEI 60354 signale qu'un dépassement permanent de la température maximale du diélectrique de 6 °C réduit de moitié la durée de vie des transformateurs immergés.

Pour définir la puissance optimale d'un transformateur, il faut connaître le cycle de fonctionnement de l'installation alimentée : puissance appelée simultanément ou alternativement par les récepteurs dont les facteurs de puissance peuvent varier de façon importante d'un récepteur à l'autre et selon l'utilisation.

Méthode de dimensionnement

Première partie

On établit un bilan des puissances pour déterminer la puissance appelée sur le réseau. On calcule successivement :

- la puissance installée P_i , somme des puissances actives en kW des récepteurs de l'installation
- la puissance utilisée P_u , c'est-à-dire la partie de cette puissance réellement utilisée en tenant compte des coefficients :
 - d'utilisation maximale des récepteurs (car ils ne sont pas en général utilisés à pleine puissance)
 - de simultanéité par groupes de récepteurs (car ils ne fonctionnent pas en général tous ensemble)
- la puissance appelée S_a correspondant à P_u (car la puissance assignée des transformateurs est une puissance apparente en kVA) en tenant compte :
 - des facteurs de puissance
 - des rendements.

Deuxième partie

On détermine, pour la journée la plus chargée de l'année, la valeur P_c (kW) du pic de puissance maximale consommée et sa durée et la puissance apparente correspondante S_c (kVA).

Choix final

La comparaison entre S_a et S_c et les aspects économiques décident de la puissance à retenir.

Première partie : bilan des puissances P_i (kW) installée, P_u (kW) utilisée, S_a (kVA) appelée

Liste des récepteurs de l'installation :

Prendre en compte tous les récepteurs installés sans oublier les prises de courant sur lesquelles peuvent être raccordés des récepteurs mobiles.

Calcul de la puissance installée P_i (kW)

La somme des puissances actives (kW) des récepteurs listés précédemment donne la valeur de la puissance installée.

Si ce calcul n'est pas réalisable, notamment pour un poste de transformation desservant plusieurs utilisateurs (ateliers et bureaux), le tableau qui suit donne des ordres de grandeur statistiques de puissance installée suivant les types d'installation (voir aussi normes NF C 63-410 et NF C 15-100).

Exemple (fig. ci-contre) : $P_i = 10 + 30 + 600 + 25 = 665$ kW.

Tableau pour calcul approché de la puissance installée

type de distribution	type d'exploitation	puissance installée estimée
éclairage fluorescent	bureaux (1)	25 W/m ²
	ateliers (1)	15 W/m ² -hauteur plafond 6 m 20 W/m ² -hauteur plafond 9 m
force motrice	bureaux	25 W/m ²
	atelier peinture	350 W/m ²
	atelier chaudronnerie	450 W/m ²
	atelier usinage	300 W/m ²
	atelier montage	70 W/m ²
	atelier expédition	50 W/m ²
	traitement thermique	700 W/m ²
	chauffage	23 W/m ² (ateliers)
conditionnement air	22 W/m ² (bureaux)	
compresseur d'air pompe	4 W/m ²	

(1) Dans le cas le plus courant d'une installation d'éclairage compensée ($\cos\phi = 0,86$)

Transformateurs

Détermination de la puissance optimale (suite)

Tableau de coefficients de simultanéité équipements industriels ou tertiaires

éclairage	1
(attention : à vérifier pour les lampes à décharge)	
ventilation	1
conditionnement d'air	1
fours	1
prises de courant (cas où 6 prises sont sur le même circuit)	0,25
machines-outils	0,75
compresseurs	0,75
équipements ménagers	
éclairage	1
chauffage électrique	1
conditionnement d'air	1
chauffe-eau (sauf si la mise sous tension n'a lieu qu'à certaines heures)	1
appareils de cuisson	0,7
ascenseur et monte-charge	
à 1 seul moteur (1)	1
à 2 moteurs (1)	0,75
moteurs suivants (1)	0,6

(1) Pour les moteurs, le courant à prendre en considération est le courant assigné du moteur, majoré du tiers du courant de démarrage.

Facteur d'utilisation maximale et/ou de simultanéité

La puissance installée est supérieure à la puissance réellement utilisée. Pour connaître cette dernière il faut appliquer aux puissances des récepteurs ou groupes de récepteurs des coefficients tenant compte de leur fonctionnement :

- facteur d'utilisation maximale ($k_u \leq 1$) qui correspond à la fraction de la puissance totale du récepteur utilisée.
- facteur de simultanéité ($k_s \leq 1$) qui tient compte du fait que des groupes de récepteurs ne fonctionnent pas forcément simultanément. Déterminer des facteurs de simultanéité implique la connaissance détaillée de l'installation et des conditions d'exploitation. On ne peut donc pas donner de valeurs précises applicables à tous les cas. Les normes CEI 60439-1 et NF C 15-100 donnent quelques précisions sur ces facteurs, indiquées dans le tableau ci-contre.

Calcul de la puissance utilisée P_u

La somme des diverses puissances affectées des coefficients précédents donne la puissance utilisée P_u (kW), qui est une partie de la puissance installée.

$$P_u \text{ (kW)} = \sum P_r \times K_u \times K_s$$

Elle peut parfois être estimée directement par expérience.

Exemple (page précédente) : avec les valeurs de K_u indiquées,

$$P_u = 6 + 24 + 420 + 18,75 = 468,5 \text{ kW (70 \% de la puissance installée 664 kW)}$$

Calcul de la puissance appelée S_a

Les puissances des récepteurs P_r , corrigées éventuellement des coefficients K_u et K_s , qui ont conduit à P_u sont des puissances actives en kW.

Les puissances appelées correspondantes S_r sont des puissances apparentes en kVA. Elles s'obtiennent à partir des valeurs P_r par :

$$S_r \text{ (kVA)} = \frac{P_r \text{ (kW)} \cdot K_u \cdot K_s}{\cos \varphi}$$

où η est le rendement du récepteur et $\cos \varphi$ son facteur de puissance.

La puissance appelée est la somme des diverses valeurs de S_r . Mais, à la différence des kW qui s'ajoutent arithmétiquement, il s'agit ici de modules de grandeurs vectorielles d'angle φ , qui doivent être sommées vectoriellement.

$$S_a \text{ (kVA)} = \sqrt{S_r^2 \text{ (kVA)}^2}$$

Exemple (page précédente) : Il faudrait calculer les angles correspondant à chaque $\cos \varphi$ (ex : pour 0,92 $\varphi_1 = 23^\circ$, pour 0,85 $\varphi_2 = 32^\circ$, etc.) et faire la sommation vectorielle (ex : vecteur de module 6 kW et d'angle 23° + vecteur de module 24 kW et d'angle 32° + etc.)

Approximation dans le calcul de la puissance appelée S_a

Une sommation arithmétique donne un ordre de grandeur suffisant compte tenu :

- des approximations déjà faites (valeurs statistiques et facteurs d'utilisation)
- des valeurs faibles et voisines des angles correspondant aux $\cos \varphi$.

$$S_a \text{ (kVA)} = \frac{P_u \text{ (kW)} \cdot K_u \cdot K_s}{\cos \varphi}$$

Ceci revient à appliquer aux divers $P_r \times K_u \times K_s$ les coefficients :

- $\frac{1}{\eta}$ du au rendements des récepteurs
- $\frac{1}{\cos \varphi}$ du au facteur de puissance.

Ce dernier coefficient s'applique :

- directement s'il n'est pas envisagé de compensation de l'énergie réactive
- pour la valeur du $\cos \varphi$ obtenu après compensation si une compensation est prévue.

Exemple (page précédente) : en supposant les rendements déjà pris en compte dans les valeurs statistiques utilisées :

$$S_a = \frac{6}{0,92} + \frac{24 + 420}{0,85} + \frac{18,75}{0,8} = 553 \text{ kVA}$$

ce qui conduirait a priori à un transformateur de 630 kVA minimum.

Autre approximation possible

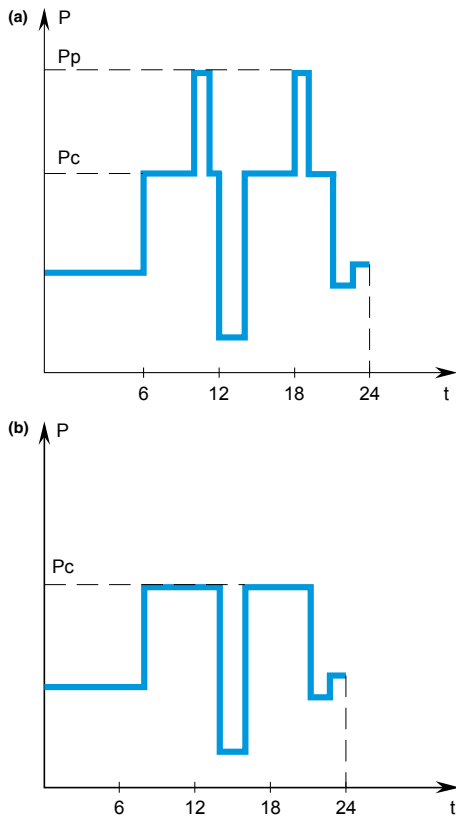
Moyennant certaines précautions et une expérience d'installation similaire il peut être suffisant d'appliquer à la valeur de P_u un rendement global et un facteur de puissance global $\cos \varphi_T$ pour l'installation.

$$S_a \text{ (kVA)} = \frac{P_u \text{ (kW)}}{\cos \varphi_T}$$

Exemple (page précédente) : l'approximation 553 kVA correspond à :

$$553 = \frac{468,5}{\cos \varphi_T} \text{ d'où } \cos \varphi_T = 0,85$$

Des systèmes évolués de mesure (exemple les centrales de mesure Power Logic System) permettent de connaître les courbes de fonctionnement des installations.



Exemples de courbes de fonctionnement d'installation.

Deuxième partie : pic de puissance Pc (kW) puissance maximale consommée, Sc (kVA) puissance maximale appelée

Tranche horaire de la journée la plus chargée de l'année

Le but est d'estimer le pic de consommation et de le comparer à la valeur trouvée précédemment. Pour cela :

- déterminer la journée la plus chargée de l'année, c'est-à-dire celle où, en plus des récepteurs habituels, viennent s'ajouter des appareils de chauffage et/ou de climatisation à leur charge maximum

- découper cette journée en tranches horaires et faire pour chacune le bilan de la puissance des récepteurs fonctionnant simultanément. D'où une courbe de fonctionnement de l'installation (exemple figures ci-contre).

La lecture de ces courbes donne la puissance maximale consommée Pc.

Il lui correspond une puissance appelée en Sc(kVA) qui dépend du cos φ global de l'installation sur la tranche horaire correspondante.

Pour une installation existante dont on veut changer le transformateur ou faire évoluer la puissance, les centrales de mesure Power Logic System permettent l'enregistrement direct et l'analyse de ces données.

Exemple

On a trouvé précédemment $P_u = 468,5$ kW et $S_a = 553$ kVA.

Si pour la journée la plus chargée on trouve une pointe de 520 kW sur une durée 8 heures, en supposant que cos φ global soit de 0,9 sur cette période :

$$S_c = \frac{520}{0,9} = 578 \text{ kVA}$$

Puissance maximale appelée à retenir

Si la puissance maximale consommée correspond à un pic passager de courte durée (ex : pic Pp courbe (a)), il est possible de la considérer comme une surcharge passagère. Dans le cas d'une durée plus longue (ex : Pc courbe (b)) il faut s'assurer que cette valeur est compatible avec les surcharge cyclique journalières (voir courbes de surcharges admissibles page ci-contre).

Exemple

$S_a = 553$ kVA et $S_c = 578$ kVA

Un transformateur 630 kVA sera chargé toute l'année à $553/630 \approx 0,88$. Cette valeur est un peu forte (0,8 souhaitable).

Néanmoins, la pointe d'appel, de $\frac{S_c}{S_a} = \frac{578}{553} = 4,5\%$ pendant 8 h est compatible

avec les surcharges cycliques admissible.

Si l'on avait trouvé 15 % pendant 8 h, la surcharge n'était pas admissible et il aurait fallu un transformateur plus puissant.

Choix final de la puissance du transformateur

Le choix final (voir type et puissances des transformateurs disponibles au chapitre B) doit prendre en compte les éléments suivants :

- sûreté de fonctionnement : si l'installation ne comprend qu'un seul transformateur, il peut être prudent de surcalibrer la puissance Sa de l'ordre de 25 %.
- influence de la température : conformément à la CEI 60076, la méthode de calcul précédente n'est valable que lorsque la température ambiante ne dépasse pas 30 °C en moyenne journalière et 20 °C en moyenne annuelle avec un maximum de 40 °C. Au-delà, nous consulter pour déclasser le transformateur.
- extension ultérieure : si elle est prévue, en tenir compte dans la détermination de la puissance Sa.
- facteur de puissance : il doit être ramené à 0,928 pour éviter les pénalités appliquées par le distributeur d'énergie :

$$S_{\text{kVA}} = \frac{P_{\text{kW}}}{0,928}$$

Noter, à ce sujet, que la puissance déterminée pour le transformateur s'exprime en kVA (puissance apparente) alors que la puissance souscrite auprès du distributeur d'énergie s'exprime en kW (puissance active).

Noter également que l'abonné dispose d'un délai (en principe un an) pour modifier son contrat avec le distributeur d'énergie pour une installation nouvelle.

Les transformateurs peuvent admettre des surcharges brèves ou cycliques, compatibles avec leur charge habituelle.

Prise en compte des surcharges

Pour ne pas provoquer un vieillissement prématuré du transformateur les surcharges brèves ou prolongées que l'on peut admettre doivent être compensées par une charge «habituelle» plus faible. Les courbes qui suivent permettent de déterminer les surcharges journalières ou brèves admissibles en fonction de la charge habituelle du transformateur.

Le chiffre en regard de la flèche précise, pour chaque courbe de surcharge, le rapport souhaitable entre la charge habituelle et la puissance nominale pour pouvoir tolérer la surcharge indiquée par la courbe.

Les courbes sont données pour la température ambiante normale qui correspond selon la CEI 60076 à :

- température ambiante de fonctionnement : -25 °C à +40 °C
- température ambiante moyenne mensuelle du mois le plus chaud : 30 °C
- température ambiante moyenne annuelle : 20 °C.

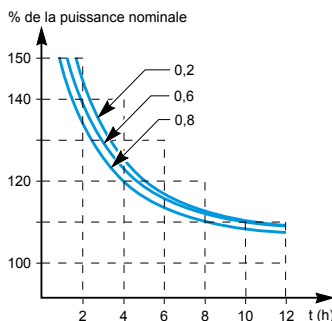
Dans le cas d'une température ambiante maximum différente de 40 °C et communiquée au constructeur, le transformateur est calculé en conséquence et les courbes restent alors valables.

Surcharges cycliques journalières

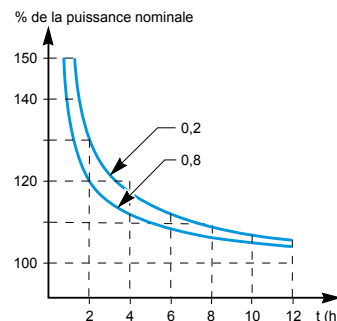
Suivant la température ambiante du local dans lequel sera installé l'unité de transformation une surcharge journalière importante et prolongée peut être admise sans (systématiquement) compromettre la durée de vie du ou des transformateurs en parallèle. Les courbes de surcharges cycliques journalières ci-dessous correspondent aux conditions de température ambiante de la CEI 60076, indiquée plus haut.

Service cyclique journalier

Charges et surcharges temporaires admissibles en % de la puissance nominale



Transformateurs immergés



Transformateurs secs enrobés

Exemple :

Pour un transformateur immergé chargé toute l'année à 80 % on lit sur la courbe correspondant au coefficient 0,8 une surcharge journalière admissible d'environ 120 % pendant 4 heures ou encore, 135 % pendant 2 heures.

Surcharges brèves

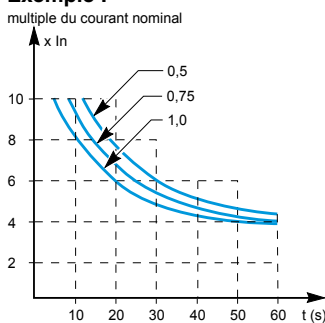
De même lors des manœuvres des récepteurs, des surcharges brèves mais très importantes peuvent apparaître (par exemple : démarrage de moteur).

Elles sont également admissibles sous réserve qu'elles ne dépassent pas les limites indiquées par les courbes ci-contre.

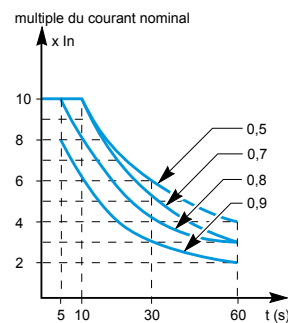
Surcharges brèves admissibles

Valeurs approximatives de la charge en multiple du courant nominal.

Exemple :



Transformateurs immergés



Transformateurs secs enrobés

Pour un transformateur sec chargé toute l'année à 70 % on lit sur la courbe correspondant au coefficient 0,7 une surcharge brève admissible d'environ 10 pendant 10 secondes ou encore, 5,2 In pendant 30 secondes.

Transformateurs en parallèle

La mise en parallèle de transformateurs impose des précautions (couplages compatibles, tensions de court-circuit identiques...) afin d'optimiser le rendement. La puissance du plus gros transformateur ne doit pas en outre dépasser deux fois celle du plus petit.

Puissance totale

Lorsqu'on utilise plusieurs transformateurs de même puissance en parallèle, la puissance totale disponible est égale à la somme des puissances des appareils. Si les puissances sont différentes, la puissance totale disponible est inférieure à la somme des puissances des appareils couplés. Toutefois la puissance du plus gros transformateur ne doit pas dépasser deux fois celle du plus petit.

Conditions de mises en parallèle

Le courant qui s'établit entre les transformateurs mis en parallèle ne perturbe pas anormalement la répartition des charges sous réserve que :

- les différents appareils soient alimentés par le même réseau
- l'on s'efforce d'avoir entre les bornes secondaires des différents appareils et le disjoncteur de couplage, des connexions de même longueur et de mêmes caractéristiques
- le constructeur soit prévenu dès l'offre. Il prendra alors toutes dispositions pour que les différents transformateurs aient :
 - des couplages (triangle étoile, étoile zig-zag, etc.) avec indices horaires compatibles
 - des tensions de court-circuit égales à 10 % près
 - une différence des tensions au secondaire des divers appareils, entre phases correspondantes ou entre ces phases et le neutre, inférieure à 0,4 %.

Pour ces différentes raisons, il est très important qu'il y ait une compatibilité parfaite entre les appareils montés en parallèle.

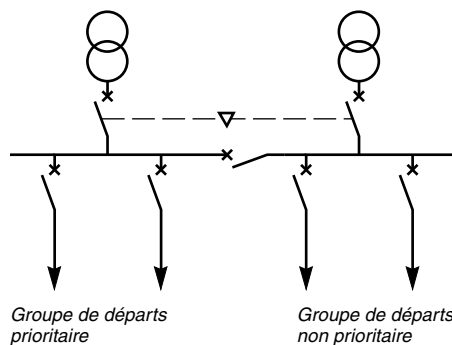
Toutes précisions devront être données au constructeur lors de la consultation concernant les conditions d'utilisation afin d'optimiser le rendement de l'unité de transformation et d'éviter échauffements anormaux, pertes cuivre inutile, etc.

Modes d'association

Le choix d'utiliser plusieurs transformateurs plutôt qu'un seul est lié au besoin de disponibilité de l'énergie des récepteurs alimentés. La solution dépend du bilan technico-économique de chaque cas d'installation.

Par exemple, avec deux transformateurs en parallèle, chacun peut fournir la totalité de la puissance nécessaire à l'installation pour suppléer l'autre.

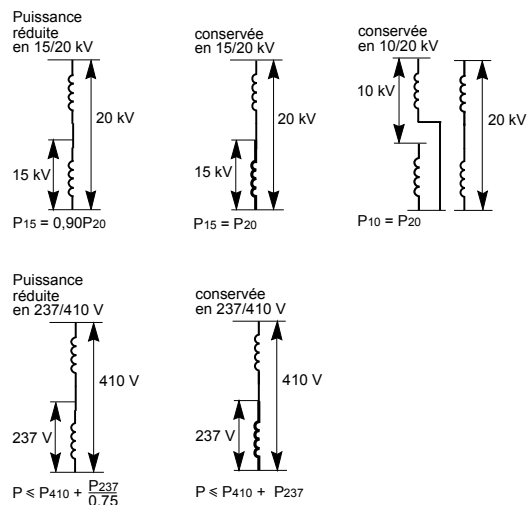
Il est aussi possible d'utiliser des automatismes de délestage pour alimenter seulement les applications prioritaires, ce qui réduit la puissance des unités.



Exemple : transformateurs en parallèle avec système de permutation automatique et hiérachisation des priorités.

Transformateurs

Transformateurs bi-tension et élévateurs



Transformateurs bi-tension

Primaire bi-tension HTA

Si le distributeur d'énergie envisage à terme un relèvement de la tension d'alimentation, il est souhaitable de prévoir un transformateur à double tension d'alimentation. Deux cas peuvent alors se présenter :

- l'utilisateur a besoin dans l'immédiat de la pleine puissance de son appareil. Il doit prévoir un appareil de puissance assignée supérieure ou commander un **appareil à puissance conservée** sous la plus faible des deux tensions
- l'utilisateur ne compte pas utiliser dans un premier temps la puissance totale de son appareil. Il peut alors commander simplement un **appareil à puissance réduite** qui ne donnera sa pleine puissance que lors du relèvement de tension. Il lui suffira alors d'effectuer la modification permettant le changement de tension : par un commutateur manœuvrable hors tension placé sur le couvercle (cas de transformateurs immergés), ou par changement hors tension de barrettes (cas de transformateurs Trihal).

Secondaire bi-tension

Si l'utilisateur a besoin d'alimenter des récepteurs sous des tensions différentes, il peut prévoir un transformateur à double tension d'utilisation.

Deux cas peuvent se présenter :

- l'utilisateur a besoin de la pleine puissance dans l'une ou l'autre des tensions d'utilisation : il prendra un appareil de puissance conservée
 - l'utilisateur n'a pas besoin de la pleine puissance dans la plus petite tension d'utilisation : il prendra un appareil à puissance réduite.
- Dans les deux cas, le débit en 237 V ou en 410 V est simultané. Il y a 7 sorties sur le transformateur (2x3 phases et 1 neutre).

Transformateur élévateur

Un transformateur élévateur élève une tension d'entrée U à une valeur $U' > U$. Ce type de transformateur est utilisé essentiellement pour transformer en HTA une énergie produite par un groupe de secours BT lors :

- d'une coupure intempestive du distributeur
- d'une déconnexion volontaire du réseau (ex : effacement de pointe).

La technologie utilisée est la même que celle du transformateur abaisseur.

Sa particularité provient de la définition du transformateur. Il faut préciser :

- la tension primaire de la source (exemple groupe électrogène 380 ou 400 V)
- la tension secondaire nécessaire à pleine charge, avec le $\cos \varphi$ bien défini (par exemple, s'il faut disposer de 20 000 V en charge à $\cos \varphi = 0,8$, il y a lieu de prévoir une tension HTA de 21 000 V à vide)
- le couplage, qui dans sa formulation (normalisée) doit représenter :
 - en premier, et en majuscule, la plus haute tension
 - en second, et en minuscule, la plus basse tension.
- le courant d'appel, qui en valeur relative peut être plus élevé pour un fonctionnement en élévateur qu'en abaisseur.

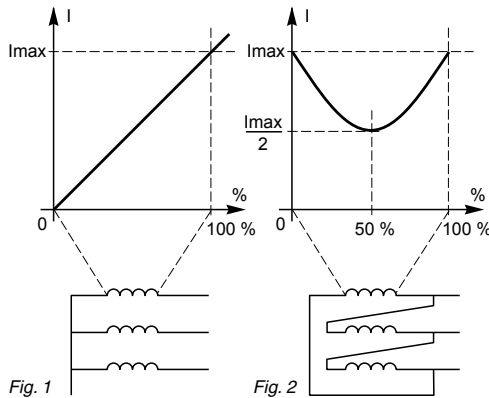
Exemple : spécification de transformateur élévateur

YN d 11 ou D Yn 11

plus haute tension | plus basse tension.

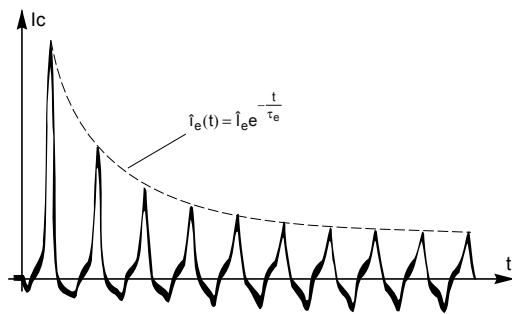
Protection des transformateurs

Le transformateur est un élément particulièrement important d'un réseau. Il subit toutes les perturbations des réseaux HTA amont (coups de foudre, coupures de ligne, etc.) et BT aval. Il doit être protégé efficacement contre tous les défauts, d'origine externe ou interne, susceptibles de l'endommager.



Amplitude du courant de défaut à la masse
(1) couplage étoile (2) couplage triangle

La mise sous tension d'un transformateur produit un appel de courant très important dont il faut tenir compte dans les réglages des protections contre les surintensités.



$i(t)$ = valeur crête du courant d'enclenchement
 \hat{I} = valeur crête maximale de la première crête
 τ_e = constante de temps de l'amortissement
 La valeur crête maximale I_e est définie par rapport à, la valeur crête du courant nominal du transformateur :

$$e = \frac{\hat{I}_e}{\hat{I}_n}$$

Par exemple pour un transformateur Trihal 630 kVA/24 kV :
 • pour $U_{cc} = 4\%$ $\eta_{10} = 13$ $\tau_e = 200$ ms
 • pour $U_{cc} = 4\%$ $\eta_{10} = 10$ $\tau_e = 250$ ms

Types de défauts

Les principaux défauts pouvant affecter un transformateur sont les suivants.

Surcharge

Elle peut résulter d'une augmentation du nombre de charges alimentées simultanément et/ou de la puissance absorbée par une ou plusieurs charges. La surintensité de longue durée provoque une élévation de température préjudiciable à la tenue des isolants et à la longévité du transformateur.

Court-circuit

Il peut être d'origine :

- interne : défaut entre conducteurs de phases différentes ou entre spires d'un même enroulement. L'arc de défaut dégrade le bobinage et peut entraîner un incendie. Dans un transformateur à huile, il provoque l'émission de gaz de décomposition dont l'accumulation peut être dangereuse. Un court-circuit violent provoque des dégâts importants pouvant détruire le bobinage, voire la cuve.
- externe : défaut entre phases des liaisons aval. Le courant de court-circuit aval provoque dans le transformateur des efforts électrodynamiques qui peuvent affecter mécaniquement les bobinages et évoluer ensuite en défaut interne.

Défaut à la masse

Ce défaut d'origine interne peut se produire entre le bobinage et le noyau magnétique. Pour un transformateur à huile il provoque un dégagement gazeux qui peut entraîner la destruction du transformateur et un incendie.

L'amplitude du courant de défaut à la masse dépend du régime de neutre des réseaux amont et aval et de la position du courant dans le bobinage (figures).

- couplage étoile (1) : le courant varie entre 0 et la valeur maximum selon que le défaut est à l'extrémité neutre ou phase de l'enroulement
- couplage triangle (2), le courant varie entre 50 % et 100 % de la valeur maximum selon que le défaut est au milieu ou à une extrémité de l'enroulement.

Éléments spécifiques liés au fonctionnement

Courant d'enclenchement des transformateurs

La mise sous tension d'un transformateur provoque une pointe de courant transitoire d'enclenchement (fig. ci-contre).

La valeur de la première crête peut atteindre, pour un transformateur HTA/BT enclenché côté HTA, jusqu'à 15 fois la valeur crête du courant assigné. Les valeurs sont plus élevées pour un enclenchement côté BT ou un transformateur BT/BT. Les crêtes s'amortissent suivant une exponentielle dont la constante de temps (0,1 à 0,7 s) dépend de la résistance de l'enroulement et de la charge au secondaire. Ce phénomène résulte de la saturation du circuit magnétique qui amène un courant magnétisant important. La valeur crête du courant est maximale pour un enclenchement au passage à zéro de la tension avec une induction rémanente maximale sur la même phase. La forme de l'onde de courant est riche en harmonique 2.

Ce phénomène correspond à une manœuvre normale d'exploitation du réseau. Il ne doit donc pas être vu comme un défaut par les protections, qui devront laisser passer la pointe d'enclenchement.

Surfluxage

Une exploitation de transformateur à tension trop élevée ou à fréquence trop basse provoque aussi un courant magnétisant excessif et entraîne une déformation de courant riche en harmonique 5.

Principaux dispositifs de protection

Parafoudres HTA de protection contre les défauts amont

Ils protègent contre les défauts sur le réseau du distributeur d'énergie et sont installés à proximité immédiate du transformateur, aux points de raccordement HTA. Cette protection s'impose quand :

- le niveau kéraunique N_k de la région (nombre de jours / an où le tonnerre à été entendu dans la zone du poste) est supérieur à 25
- les manœuvres d'un transformateur faiblement chargé ou en phase de magnétisation restent "occasionnelles" (moins de 10 par an),
- le poste est alimenté par un réseau comprenant des parties aériennes, suivies d'un câble enterré de plus de 20 m de long.

Cellules de protection par fusible ou disjoncteur

Elles réalisent la protection contre les courts-circuits et les surcharges.

Relais de protection (type DMCR ou DGPT2)

Ces appareils de protection spécifiques aux transformateurs immergés signalent toute anomalie. Ils donnent l'alarme et provoquent le déclenchement dès qu'ils détectent un dégagement gazeux ou une élévation de température anormale du diélectrique.

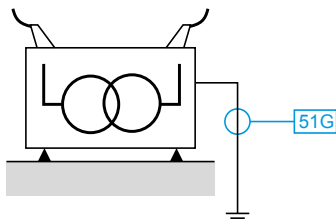
Sondes PTC

Les sondes PTC sont placées entre le circuit magnétique et les enroulements BT des transformateurs secs type Trihal. Elles détectent des seuils de température pour donner l'alarme et provoquer le déclenchement.

Transformateurs

Protection des transformateurs (suite)

Le choix de la protection dépend du type de technologie et souvent de considérations technico-économiques liées à la puissance. Les relais de protection Sepam intègrent des protections complètes dédiées transformateur



Protection de masse cuve d'un transformateur

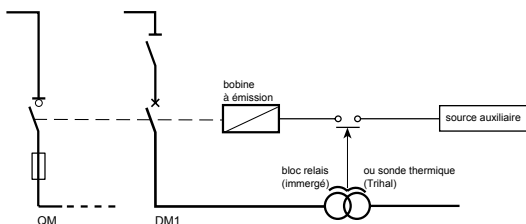
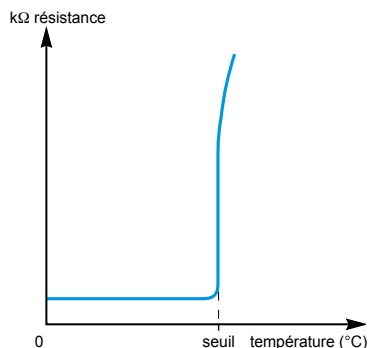


Schéma de principe d'action d'un bloc relais ou d'une sonde sur les protections HTA



Caractéristique d'une sonde PTC

Les sondes, placées au cœur du transformateur, voient leur résistance croître fortement lorsqu'elles perçoivent une température supérieure à leur seuil prédéterminé

Protections communes à toutes les technologies

Fonctionnement sans protection amont

Certains transformateurs sont uniquement protégés contre les surcharges ou courts-circuits côté utilisation par un disjoncteur ou des fusibles BT. C'est le cas pour de petites puissances (électrification rurale - postes haut ou bas de poteau). Ceci présente l'inconvénient, en cas de défaut interne, d'amener un déclenchement général de la première protection amont qui voit le défaut.

Protection "masse-cuve"

Cette disposition est recommandée par la NF C13-200 dès que la puissance du transformateur atteint 5 MVA, quelle que soit la technologie utilisée.

Une protection à maximum de courant faiblement temporisé (ANSI 51G) installée sur la connexion de mise à la terre de la masse du transformateur (si son réglage est compatible avec le régime de neutre) signale tout défaut interne à la masse et permet la mise hors tension du transformateur. Elle nécessite d'isoler le transformateur par rapport à la terre : des précautions sont à prendre pour éviter la mise à la masse intempestive par les galets, départ gaine...

Protection par déclencheurs indirects

L'utilisation de transformateurs de courant et de relais appropriés rend cette protection adaptable à toutes les exigences de protections (voir tableau [page B105](#)).

L'emploi de réducteurs d'intensité permet en effet :

- d'alimenter les relais par des courants faibles
- de concevoir des relais à larges plages de réglage tant en intensité qu'en temporisation avec combinaison possible de plusieurs fonctions.

Protection spécifique à chaque technologie

Pour les transformateurs immergés, la réglementation française impose des dispositifs prévenant et/ou limitant les conséquences d'un incident (voir page K141).

Transformateurs immergés (type Minera) : bloc relais

La protection des transformateurs contre tout échauffement nuisible est réalisée par un relais (type DMCR ou DGPT2) conforme aux normes NF C 13-200 et NF C 17-300.

Ce dispositif détecte les anomalies au sein du diélectrique liquide des transformateurs immergés ERT (étanches à remplissage total) : baisse de niveau ou émission de gaz, élévation de pression et de température.

Le relais ferme un contact qui donne un ordre d'ouverture à la cellule de protection (QM ou DM1) du transformateur, assurant la mise hors tension exigée des normes. Cette protection repose sur la détection des anomalies suivantes :

- **dégagements gazeux**, car un incident interne provoque toujours un dégagement gazeux plus ou moins important dû à la décomposition des isolants (liquides ou solides) sous l'action de l'arc électrique.
- **anomalie d'étanchéité** par la signalisation des baisses de niveau du diélectrique avec :

- visualisation par flotteur 1
- action électrique par flotteur 2 en cas d'une baisse importante de niveau.

Nota : le complément de remplissage du transformateur peut être fait facilement par la partie supérieure du bloc relais.

- **pression excessive** dans la cuve par un pressostat à contact électrique pré-réglé en usine à 0,2 bars (conformément à la NF C 13-200).

- **température anormale au sein du diélectrique**. En plus d'une visualisation de la température par thermomètre à cadran, deux thermostats indépendants et réglables assurent, l'un l'alarme (réglage normal à 90 °C) et l'autre le déclenchement (réglage normal à 100 °C).

Transformateurs secs enrobés (type Trihal) : protection thermique Z

La protection des transformateurs secs enrobés contre tout échauffement nuisible peut être assuré, sur demande et en option, par un contrôle de température des enroulements à l'aide de sonde à coefficient de température positif (PTC en anglais). Le principe est le suivant :

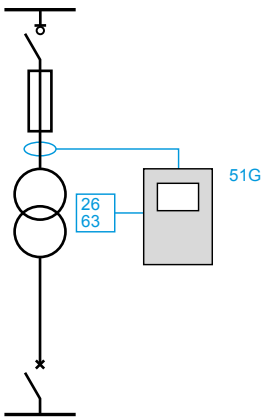
Deux ensembles de 3 sondes PTC sont installés dans la partie active du transformateur : une sonde alarme 1 (150 °C) et une sonde alarme 2 (160 °C) par phase. Elle sont reliées à un convertisseur électronique Z comportant 2 circuits de mesure indépendants, contrôlant la variation de résistance d'un ensemble de sonde. Les sondes, placées au cœur du transformateur, voient leur résistance croître fortement lorsqu'elles perçoivent une température supérieure à leur seuil prédéterminé. Cet accroissement est transformé par le convertisseur Z en inversion de contact. Ces sondes sont placées dans un tube-guide, ce qui permet leur remplacement éventuel.

Choix des protections

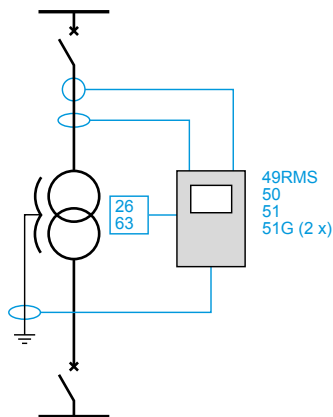
Toutes les protections sont disponibles sur la gamme de relais de protection Sepam.

défait	dispositif de protection adapté	code ANSI	indications de réglage
surcharge	surveillance température diélectrique (transformateur à isolation liquide)	26	alarme 90 °C - déclenchement 100 °C
	surveillance température des enroulements (transformateur sec)	49T	alarme 140 °C - déclenchement 150 °C
	image thermique	49 RMS	seuil d'alarme = 100 % de l'échauffement seuil de déclenchement = 120 % de l'échauffement constante de temps de l'ordre de 10 à 30 minutes
	disjoncteur basse tension		seuil $\geq I_n$
court-circuit	fusible		choix du calibre selon la méthode appareilleur
	maximum de courant phase instantanée	50	seuil haut > lcc aval
	maximum de courant à temps indépendant	51	seuil bas < 5 I _n temporisation $\geq T_{aval} + 0,3$ s
	maximum de courant à temps dépendant	51	seuil bas à temps inverse sélectif avec l'aval, environ 3 I _n
	différentiel à pourcentage	87T	pente = 15 % + étendue du réglage seuil mini 30 %
	Buchholz ou détection gaz et pression	63	logique
défait terre	maximum de courant masse cuve	51G	seuil > 20 A, temporisation 0,1 s
	maximum de courant terre	51N/51G	seuil ≤ 20 % I _{max} défaut terre et > 10 % calibre TC (si 3TC et retenue H2) temporisation 0,1 s si MALT dans le réseau temporisation fonction de la sélectivité si MALT sur le transformateur
	différentielle de terre restreinte	64REF	seuil 10 % I _n , pas de temporisation
	maximum de courant terre point neutre	51G	seuil < I _{permanent} résistance de limitation
surfluxage	contrôle de flux	24	seuil > 1,05 U _n /fn temporisation : temps constant 1 heure

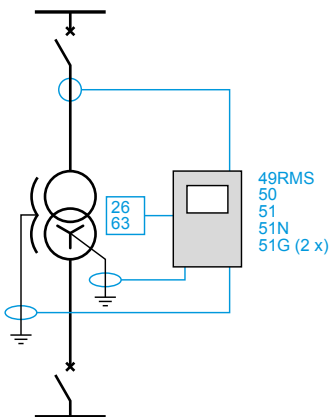
Exemple de protections



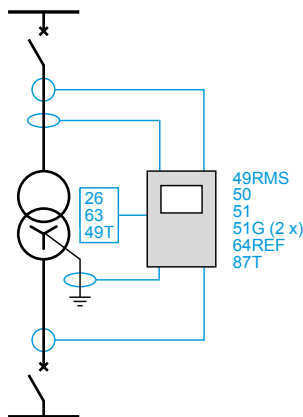
Transformateur faible puissance HT/BT
protection fusible



Transformateur forte puissance HT/BT
protection disjoncteur



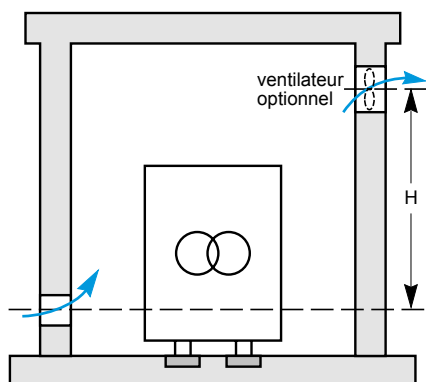
Transformateur faible puissance HT/HT



Transformateur forte puissance HT/HT

Ventilation mode de refroidissement et normes de construction

La ventilation correcte du local transformateur est indispensable : une circulation d'air restreinte engendre une réduction de la puissance nominale de transformateur. La ventilation doit être prévue et étudiée à l'avance en fonction des spécificités du local. Pour les postes d'extérieurs aménagés, Schneider Electric apporte la garantie d'étude et d'essais.



Principe de ventilation

Ventilation

Dans le cas général du refroidissement naturel (AN), la ventilation du poste a pour but de dissiper par convection naturelle les calories produites par les pertes totales du transformateur en fonctionnement, ainsi que pour tous les équipements en service dans le local.

Une bonne ventilation comportera un orifice d'entrée d'air frais dans le bas du local et un orifice de sortie d'air situé en haut, sur la paroi opposée du local.

Il faut noter qu'une circulation d'air restreinte engendre une réduction de la puissance nominale de transformateur.

Une ventilation forcée du local est nécessaire en cas de température ambiante supérieure à 20 °C, de local exigu ou mal ventilé, de surcharges fréquentes.

L'extracteur sera positionné en partie haute et pourra être commandé par thermostat. Le dimensionnement des ventilations doit être adapté aux pertes du transformateur, des autres équipements du local et aux pertes de charges qui interviennent entre l'entrée et la sortie d'air. Il devra être pris en compte dès la conception du local.

Pour les postes préfabriqués d'extérieurs aménagés Schneider Electric vous apporte les garanties d'études et d'essais de ventilation adaptés.

Symboles du mode de refroidissement

Le mode de refroidissement d'un transformateur est défini par 4 lettres dont la signification est résumée par le tableau ci-dessous.

première lettre : fluide de refroidissement interne en contact avec les enroulements

O huile minérale ou liquide isolant de synthèse de point de feu ≤ 300 °C

K liquide isolant avec point de feu > 300 °C

L liquide isolant à point de feu non mesurable

deuxième lettre : mode de circulation du fluide de refroidissement interne

N circulation naturelle par thermosiphon à travers le système de refroidissement et les enroulements

F circulation forcée à travers le système de refroidissement, circulation par thermosiphon dans les enroulements

D circulation forcée à travers le système de refroidissement et dirigée du système de refroidissement jusqu'aux enroulements principaux au moins

troisième lettre : fluide de refroidissement externe

A air

W eau

quatrième lettre : mode de circulation du fluide de refroidissement externe

N convection naturelle

F circulation forcée (ventilateurs, pompes)

Exemples :

Un transformateur dans l'huile minérale Minera avec :

- refroidissement naturel est de type ONAN
- ajout de ventilateurs sur les radiateurs devient de type ONAF
- fonctionnement possible avec ou sans ventilateur est de type ONAN/ONAF*.

Un transformateur sec enrobé Trihal avec :

- refroidissement naturel est du type AN.
- ajout de ventilateurs devient de type AF.
- fonctionnement possible avec ou sans ventilateur est précisé de type AN/AF (1).

(1) Dans ce cas la puissance du transformateur en ONAN ou AN est inférieure à celle en ONAF ou AF.

Références des normes de construction

Le tableau ci-après donne les normes pour les transformateurs standards destinés au marché Français hors EDF, ou à l'exportation vers des pays avec spécifications Françaises. Les spécifications techniques HN-52-S 20/52-S 23... qui sont des documents de normalisations propres à EDF ne sont pas citées ici.

Les normes définissent et indiquent de nombreux paramètres caractérisant les spécificités du transformateur demandé, entre autres :

- les symboles de refroidissement, identifiant rapidement la technologie utilisée
- les niveaux d'isolement
- les conditions normales de service
- les limites d'échauffement, etc.

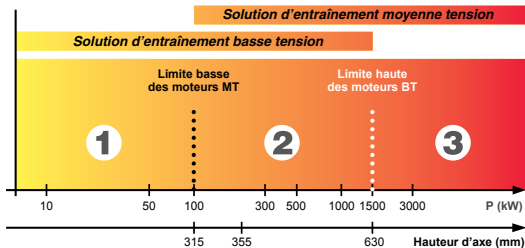
type de transformateur	normes applicable
transformateurs immergés (type Minera)	
puissance : 50 à 2500 kVA tensions : HTA ≤ 36 kV 213 ≤ BT ≤ 1100 V	NF EN 50 464-1, CEI 60076
puissance : ≥ 3150 kVA tensions : HTA > 36 kV 213 ≤ BT ≤ 1100 V et autres cas	CEI 60076
transformateurs secs enrobés (type Trihal)	NF EN 50 464-1, CEI 60076

Les normes des transformateurs secs enrobés (type Trihal) ont été harmonisées aux niveaux Européen et Français.

La norme NF C 52-726 définit ainsi des types de risques et des classes de comportement correspondant à des essais précis.

type de risque	classes d'exigences
F : feu	F0, F1, F2.
E : environnement	E0, E1, E2
C : climatique	C1, C2

Au dessus de 350 kW il devient avantageux d'utiliser des moteurs HTA. Ces moteurs sont alimentés sous des tensions qui s'échelonnent de 2,2 kV à 13,8 kV. Au dessus de 1500 kW on n'utilise que des moteurs HTA.



P < 100 kW
Pour des puissances inférieures à 100 kW, seuls les moteurs BT existent :
● 95% du parc mondial des moteurs
● gammes de moteurs standard.

100 kW < P < 1500 kW
C'est la zone de recouvrement des solutions BT et HTA. D'une manière générale, plus la puissance mise en jeu est importante plus la solution HTA présente des avantages.

P > 1500 kW
Pour des puissances supérieures à 1500 kW, seuls les moteurs HTA existent :
● tensions de 2,2 kV à 13,8 kV,
● gammes de moteurs non standard.

Le moteur asynchrone triphasé à cage d'écureuil représente 80 % des moteurs HTA du fait de

- sa simplicité et sa robustesse
- sa possibilité de démarrage direct
- son adaptation à la plupart des charges.

Tension d'alimentation

Au-dessus de 100 kW, on trouve aussi bien des moteurs BT que des moteurs HTA. La puissance des moteurs BT est limitée par la valeur du courant qui devient importante lorsque la puissance augmente, ce qui rend coûteux le dimensionnement du moteur, de l'appareillage, des câbles, etc.
Ex : un moteur de 1500 kW en 690 V appelle, en régime établi, environ 1500 A. Au dessus de 350 kW, et/ou si la longueur de la ligne d'alimentation est importante (chute de tension, pertes), il devient avantageux d'utiliser des moteurs HTA. Ces moteurs, généralement triphasés, sont alimentés sous les tensions normalisées : 2,2 - 3 - 3,3 - 5 - 5,5 - 6 - 6,6 - 7,2 - 13,8 kV en 50 Hz.
Le schéma ci-contre résume les zones d'utilisation des moteurs en BT ou HTA.

Normes et décrets

Installation

L'installation des moteurs HTA doit répondre à la norme NF C 13-200, et aux textes et décrets relatifs aux ouvrages dans lesquels ils sont installés.

Construction

- Pour les moteurs HTA, à la différence des moteurs BT, où le besoin d'interchangeabilité a conduit à une rationalisation, il n'y pas véritablement de standard, chaque constructeur proposant ses gammes de moteurs.
- Pour les démarreurs de moteurs HTA la norme est la CEI 60470 "Contacteurs pour courant alternatif haute tension et démarreurs moteur à contacteurs".

Comparatif des principaux types de moteurs

Les moteurs asynchrones à cage sont d'application quasi universelle. Leurs caractéristiques de couple conviennent pour la plupart des applications en particulier machines telles que : pompes centrifuges, compresseurs, groupes convertisseurs, machines-outils et ventilateurs. Toutefois, ces moteurs ont un facteur de puissance relativement bas, de l'ordre de 0,8 à 0,9 à pleine charge, et qui décroît à faible charge. Aussi, pour une puissance installée en moteurs asynchrones importante, il est nécessaire de prévoir une compensation de puissance réactive.

types de moteurs	caractéristiques, avantages et inconvénients	applications
moteurs asynchrones à cage	<ul style="list-style-type: none"> ● grande robustesse due à la simplicité de construction ● démarrage direct par le réseau possible (rotor à induction) ● faible variation de la vitesse en charge ● puissance réactive absorbée importante à faible charge nécessitant souvent une compensation. 	<ul style="list-style-type: none"> ● utilisation quasi universelle ● usage intensif ● atmosphère agressive ou dangereuse
moteurs synchrones	<ul style="list-style-type: none"> ● technologie identique à celle des alternateurs ● vitesse constante et régulière indépendante de la charge ● maîtrise du couple (par le courant d'excitation) ● bon rendement et bon facteur de puissance ● régime transitoire important 	<ul style="list-style-type: none"> ● puissance supérieure à 2 000 kW

Type de démarrages et démarreurs moteurs HTA

Les démarreurs moteurs HTA Motorpact proposent une solution complète et compacte pour les principaux types de démarrages des moteurs HTA :

- Le démarrage direct sous pleine tension : Motorpact FNVR
 - Le démarrage statorique sous tension réduite :
 - par gradateur de tension : Motorpact SoftStart
 - par autotransformateur : Motorpact RVAT
- Le démarrage par variateur de vitesse spécifique représente un coût d'investissement plus élevé.

Choix d'un type de démarrage

Le mode de démarrage du moteur a un impact sur :

- le courant de démarrage
- le couple disponible durant la phase de démarrage
- la répétitivité des démarrages dans le temps
- le temps de démarrage.

Le mode de démarrage doit prendre en compte :

- le niveau de sollicitation thermique acceptable par le moteur
- le niveau de sollicitation mécanique acceptable par le moteur
- le système d'accouplement et la charge entraînée.

Si le rapport entre la puissance de court-circuit du réseau d'alimentation et la puissance du moteur est inférieur à 10, un soin particulier doit être apporté au choix du mode de démarrage et à la coordination de l'ensemble des protections.

Après avoir choisi un mode de démarrage, on doit vérifier que le temps de démarrage est compatible avec les matériels utilisés et que les perturbations induites sur le réseau HTA sont acceptables. Le tableau page suivante résume les caractéristiques des principaux types de démarrages.

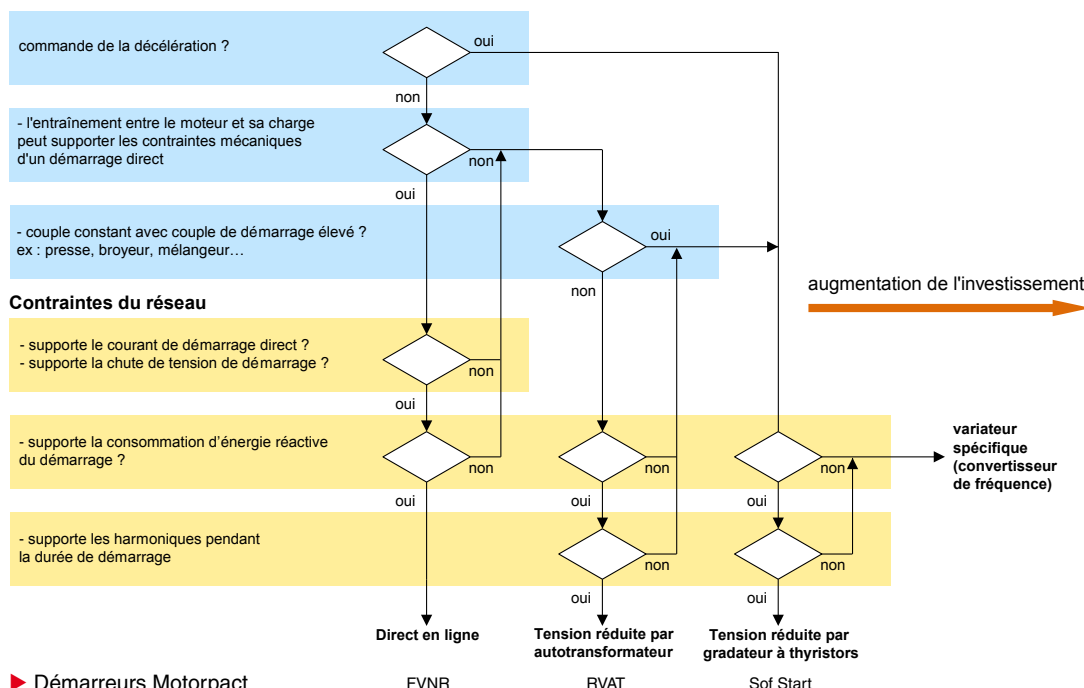
Démarrers et protections de moteurs HTA

Organigramme d'aide au choix du mode de démarrage

besoins de l'application	caractéristiques de l'application	mode de démarrage	commande par disjoncteur	contacteur	avantages / inconvénients
process permanent ou quasi-permanent démarrages ≤ 1/jour	machines nécessitant un fort couple de démarrage	direct	1	1	simplicité et investissement réduit, mais au démarrage : ● couple important ● appel de courant important ● fortes contraintes mécaniques
démarrages fréquents > 1/jour	moteurs à faible appel de courant de faible puissance	direct		1	
démarrages fréquents à faible couple (pompes, ventilateurs, compresseurs)	machines démarrant sous faible couple	statorique par réactance (self) ou par gradateur à thyristors		2	réduction du couple et de l'appel de courant au démarrage (ajustage possible)
optimisation des caractéristiques au démarrage à couple réduit nécessaire au démarrage	l'intensité au démarrage réduite tout en conservant le couple	statorique par auto-transformateur		3	optimisation du couple et de l'appel de courant au démarrage (ajustable possible)

Organigramme d'aide au choix du mode de démarrage

Contraintes de l'application



► Démarrers Motorpack

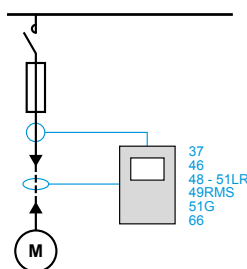
Les relais Sepam permettent de répondre aux besoins de protections des moteurs HTA. Ils intègrent les protections des plus simples aux plus complètes de la codifications ANSI (voir page B32).

Protection des moteurs HTA

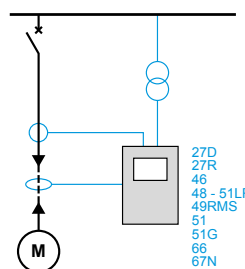
Les moteurs doivent être protégés essentiellement contre :

- les défauts liés à la charge entraînée (ex : surcharge, démarrage long)
 - les défauts de l'alimentation (ex : baisse de tension, perte ou déséquilibre de phases)
 - les défauts internes (court-circuit entre phases, défaut à la masse, échauffement).
- Toutes ces protections peuvent être associées dans les relais Sepam dédiés aux applications moteurs.

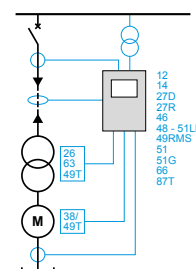
Exemples



Moteur asynchrone commandé par contacteur-fusible
Exemple : pompe de 100 kW

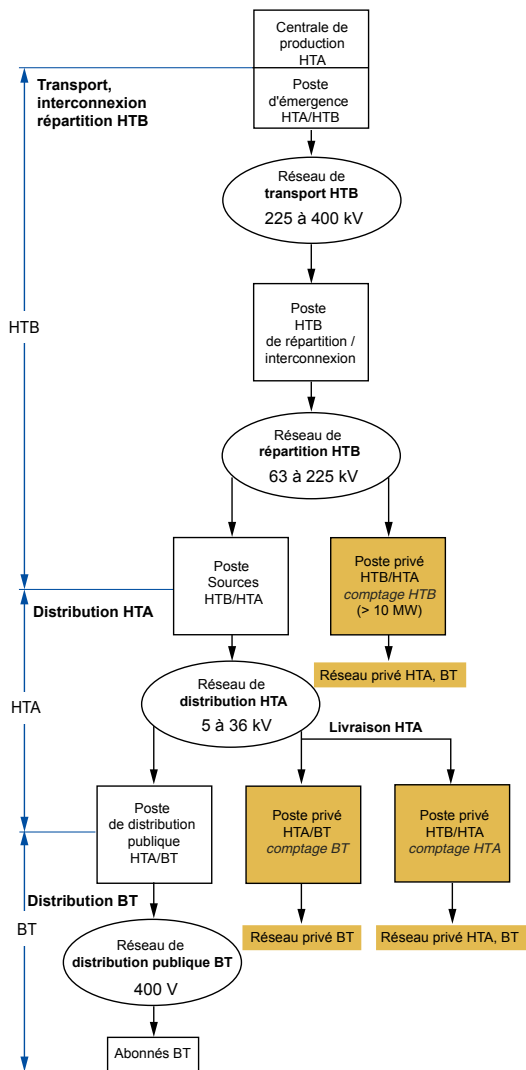


Moteur asynchrone commandé par disjoncteur
Exemple : ventilateur de 250 kW



Groupe bloc : moteur asynchrone / transformateur
Exemple : broyeur 1 MW

Niveaux de tension et livraison de l'énergie électrique



- La livraison de l'énergie électrique HTA se fait :
- avec comptage BT pour un poste comportant un seul transformateur HTA/BT de courant secondaire assigné inférieur ou égal à 2000 A, ce qui correspond pour un transformateur 20 kV/400 V à une puissance normalisée inférieure ou égale à 1250 kVA.
 - avec comptage HTA dans les autres cas

Niveaux de tensions

Les niveaux de tension sont définis par les normes NF C 15-100 et NF C 13-200.

tension alternative	domaine de tension	autre appellation	valeurs usuelles en France (tension d'utilisation)
≤ 50 V	TBT		12 - 24 - 48 V
≤ 500 V	BTA	BT (basse tension)	220 - 380 - 400 V
≤ 1000 V	BTB		
1 < U ≤ 50 kV	HTA	MT (moyenne tension)	5,5 - 6,6 - 10 - 15 - 20 - 36 kV
U > 50 kV	HTB1	HT (haute tension)	63 - 90
	HTB2		

Organisation du réseau

L'énergie électrique en France est produite dans les centrales principalement nucléaires (80 % de la production), hydrauliques ou thermiques et délivrée à sa sortie en HTA, généralement 5,5 kV à 6,6 kV parfois 15 ou 20 kV.

Transport HTB

A la sortie de la centrale, l'énergie électrique est élevée en HTB (225 ou 400 kV) dans un poste d'urgence HTA/HTB qui alimente le réseau de transport HTB. Ce réseau est maillé afin de permettre l'interconnexion entre une centaine de centrales débitant simultanément pour couvrir la consommation. Il assure aussi, par interconnexion, des échanges avec les pays européens.

Répartition HTB

Au voisinage des centres de consommation, des postes de répartition et interconnexion abaissent la tension en 63 kV ou 225 kV (plus rarement 90 kV et 150 kV) et alimentent un réseau de répartition régional HTB. Ce réseau généralement en boucle, dessert des postes abaisseurs HTB/HTA.

Postes HTB/HTA

Ces postes sont de deux types selon leur réseau aval HTA :

- postes «sources» HTB/HTA alimentant le réseau public de distribution HTA. (environ 2000 postes)
- postes «de livraison» privés HTB/HTA alimentant le réseau des quelques 600 consommateurs importants d'énergie de la grande industrie (sidérurgie, chimie, etc.) dont la puissance dépasse 10 MW.

Distribution HTA

Les postes source alimentent le réseau HTA (en général 20 kV) qui dessert :

- les postes HTA/BT de «distribution publique» (environ 620 000) qui desservent les très nombreux abonnés BT
- les postes d'abonnés HTA des utilisateurs privés plus gros consommateurs.

Livraison et de comptage de l'énergie en HTA

Le raccordement se fait obligatoirement en HTA au dessus de 250 kVA (1) jusqu'à une limite de puissance 10 MW, avec deux types de comptage :

Poste HTA à comptage BT

Lorsque le poste de livraison comporte un seul transformateur HTA/BT de courant secondaire assigné $I_s \leq 2000$ A (2)

Ceci correspond pour un transformateur 20 kV/400V à une puissance normalisée ≤ 1250 kVA. Le réseau en aval du poste est alors un réseau BT.

Poste HTA à comptage HTA

Lorsque le poste de livraison comporte :

- soit un seul transformateur HTA/BT de courant secondaire $I_s > 2000$ A(1)
- soit plusieurs transformateurs.

Le réseau en aval du poste comporte, selon les cas, une distribution HTA vers une ou plusieurs sous-stations HTA, ou directement une distribution BT.

(1) Limites des raccordements en HTA et BT

Le raccordement

- peut se faire en HTA à partir de 50 kVA (par exemple si une extension ultérieure de puissance est prévue) et obligatoirement au dessus de 250 kVA
- se fait obligatoirement en BT en dessous de 36 kVA et en général en BT jusqu'à 250 kVA

