



Collection technique

Guide de l'installation électrique 2010

Normes internationales CEI
et nationales françaises NF



Intégrant :

- > l'efficacité énergétique de la distribution électrique
- > les installations photovoltaïques

Conseils techniques :
Denis MARQUET
Didier Mignardot
Jacques SCHONEK

Graphisme et mise en page :
AXESS - Valence -France

Impression :

Edition : 2010
Prix : 40 €

ISBN : 978.2.9531643.2.9
N° dépôt légal : 1er semestre 2008

© Schneider Electric
Tous droits réservés pour tous les pays

Ce Guide à caractère technique s'adresse à un public averti de professionnels de l'électricité ayant seuls l'expertise pour mesurer la pertinence des informations et conseils figurant au présent ouvrage lorsqu'il s'agit de les mettre en oeuvre dans la pratique. En conséquence, l'information et les conseils qu'il contient sont fournis tels quels. Schneider Electric ne fournit aucune garantie d'aucune sorte, expresse ou implicite, ni n'assume aucune responsabilité juridique ou responsabilité sur l'exactitude, l'exhaustivité ou l'utilité de toute information, concernant les appareils, produits ou processus présentés dans ce Guide, ainsi que de son utilisation.

Le but de ce guide est aussi de faciliter la mise en oeuvre des normes d'installation pour les concepteurs et les entrepreneurs, mais dans tous les cas, ce sont les textes originaux des normes internationales ou locales en vigueur qui prévalent. Cette nouvelle édition a été publiée pour tenir compte des changements des normes CEI, NF et UTE, et des règlements, en particulier ceux concernant l'installation électrique.

Nous remercions tous les lecteurs de l'édition précédente de ce guide pour leurs observations qui ont contribué à améliorer l'édition actuelle. Nous tenons également à remercier les nombreuses personnes et organisations qui ont contribué d'une manière ou d'une autre à la préparation de ce guide.

“Toute représentation ou reproduction, intégrale ou partielle, faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants-droit, ou ayants cause, est illicite (loi du 11 mars 1957, alinéa 1er de l'article 40). Cette représentation ou reproduction, par quelque procédé que ce soit, constituerait une contrefaçon sanctionnée par les articles 425 et suivants du Code Pénal. La loi du 11 mars 1957 n'autorise, aux termes des alinéas 2 et 3 de l'article 41, que les copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé du copiste et non destinées à une utilisation collective d'une part, et, d'autre part, que les analyses et courtes citations dans un but d'exemple et d'illustration.”

Le Guide d'installation électrique est un document unique couvrant les techniques, les règlements et les normes relatives aux installations électriques. Il a été écrit par des ingénieurs électriciens qui ont conçu, réalisé, contrôlé et entretenu des installations électriques en conformité avec les normes internationales de la Commission Electrotechnique Internationale -CEI- et leurs homologues Normes Européennes UTE et Françaises NF.

Or, une norme internationale comme la CEI 60364 «Installation électrique dans les bâtiments» décrit largement les règles à respecter pour assurer la sécurité et précise les caractéristiques fonctionnelles pour tous les types d'installation électrique. Comme une telle norme doit être applicable à tous les types de produits et de solutions techniques en usage dans le monde, ses textes sont parfois complexes. En fait, les normes ne peuvent pas être considérées comme des manuels de travail, mais seulement comme des documents de référence.

Aussi la question : «Quelles solutions techniques garantissent que toutes les règles de sécurité soient respectées ?» a été le fil conducteur permanent pour élaborer ce guide technique. Guide dont l'objectif est de fournir, dans un cadre clair et pratique, des explications pour l'étude pas à pas et complète d'une installation électrique en conformité avec les normes CEI et pour la France UTE et NF.

En cela ce guide s'adresse particulièrement aux bureaux d'études et d'ingénierie. Les installateurs, qu'ils travaillent dans un service entretien ou travaux neufs d'une entreprise, ou les inspecteurs des organismes de contrôle, trouveront aussi dans ce guide des réponses précises à leurs problèmes de tous les instants. Ce Guide se veut aussi une introduction aux problèmes fondamentaux de l'installation électrique et à ce titre, il peut intéresser les techniciens, ingénieurs et professeurs de l'enseignement technique qui souhaitent élargir leurs connaissances dans ce domaine spécifique.

Nous pensons avoir atteint l'objectif du présent guide et nous espérons tous que vous, utilisateur, trouverez ce manuel utile et bien adapté à vos besoins.

Schneider Electric SA

Des outils pour plus d'efficacité dans la conception d'une installation de distribution électrique

Des connaissances techniques

Pour retrouver tous les fondamentaux de l'électricité :

■ La collections des livrets «**Cahiers Techniques**», pour des connaissances de base sur des thèmes généraux de l'électrotechnique et de la distribution électrique.

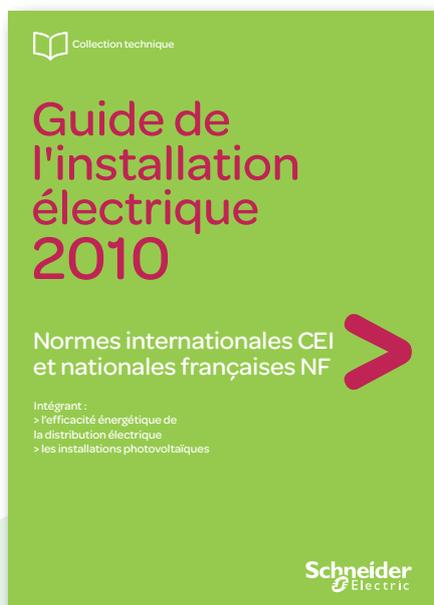
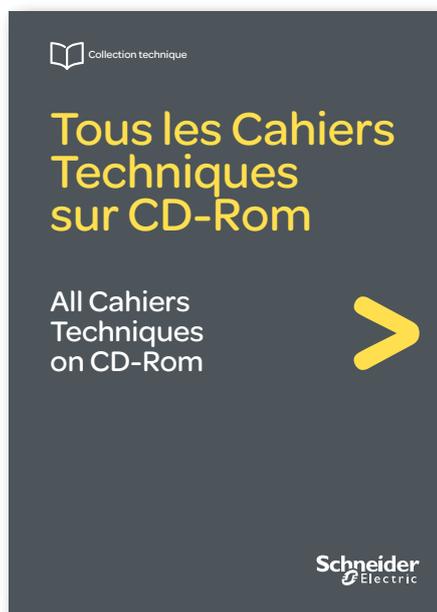
Des guides et des logiciels pour la conception

Pour réaliser des installations électriques dans les règles de l'art en parfaite conformité avec les normes :

- Guide de l'installation électrique,
- Guide des solutions d'automatisme,
- Guide de la norme NF C 15-100,
- Guide Photovoltaïque,
- Guide Parafoudre,
- Guide KNX,
- Guide de la Sécurité du Bâtiment.

Des outils informatiques :

- **My Ecodial L**, pour la conception et le calcul de réseaux d'installation Basse Tension, validé UTE,
- **ID-SPEC**, pour la conception et la réalisation d'avant-projets sommaires de distribution électrique des bâtiments industriels et tertiaires,
- **Rapsodie 3200**, pour la conception et le chiffrage de tableaux basse tension jusqu'à 3200 A,
- **Bibliothèque CAO**, réunissant de nombreux fichiers CAO utilisables seuls ou directement dans AutoCAD.



Des catalogues pour choisir

Des appareils réunis par grands domaines d'application :

- Distribution électrique BT et HTA,
- Appareillage et système d'installation,
- Automatisation et Contrôle,
- Sécurité, communication et contrôle,

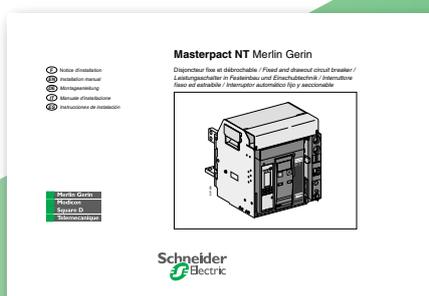
et e-Catalogue à l'adresse :
<http://www.e-catalogue.schneider-electric.fr>



Et une base de connaissance complète sur les produits

Pour l'installation, l'emploi et la maintenance des appareils :

- Notices d'installation des produits,
- Modes d'emploi des appareils,
- Manuels de maintenance.



Tous ces outils sont disponibles sur le site Internet :

pour la France → <http://www.schneider-electric.fr>

pour l'international → <http://www.engineering.schneider-electric.com>

Guide de l'installation électrique 2010

Préface



La tâche du Comité d'Etudes 64 de la CEI est de développer et de maintenir les normes fournissant les exigences

- pour la protection des personnes contre les chocs électriques, et
- pour la conception, la vérification et la mise en oeuvre des installations électriques à basse tension.

Une norme telle que la CEI 60364 développée par le CEI CE 64 est considérée par la communauté internationale comme le socle de la majorité des normes d'installations nationales.

La CEI 60364 est principalement centrée sur les aspects liés à la sécurité due à l'utilisation de l'électricité par des personnes qui peuvent ne pas être conscientes des dangers résultant de l'utilisation de l'électricité.

Il faut noter que la norme Française des installations électriques à basse tension, la NF C 15-100, est dérivée du document harmonisé au niveau Européen, à savoir le HD 60364 qui lui-même est issu de la norme internationale CEI 60364.

Par ailleurs, les installations électriques modernes sont de plus en plus complexes. Cette évolution est principalement due à :

- des perturbations électromagnétiques,
- l'efficacité énergétique.

En conséquence, les concepteurs, les installateurs et les utilisateurs ont besoin d'aide dans le choix et la mise en oeuvre des appareils électriques.

Schneider Electric a conçu ce Guide de l'Installation Electrique dédié aux installations électriques à basse tension. Celui-ci est basé sur les normes développées par le CE 64 de la CEI, telles que la CEI 60364 et il propose des informations complémentaires afin d'aider les concepteurs, les installateurs et les vérificateurs pour une mise en oeuvre correcte des installations électriques.

En tant que Président du Comité d'Etudes 64, c'est un grand honneur que d'avoir été sollicité pour introduire ce guide. Je suis convaincu qu'il sera profitable à toutes les personnes impliquées dans la mise en oeuvre de toutes les installations électriques à basse tension.

Etienne TISON

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Etienne Tison', with a stylized flourish at the end.

Etienne TISON, a depuis 1978 travaillé dans différentes activités liées au domaine basse tension, chez Schneider Electric.

En 2008, Etienne TISON a été nommé Président du CE 64 de la CEI ainsi que du CE64 du CENELEC.

Règles générales de conception d'une installation électrique	A
Raccordement au réseau de distribution publique MT	B
Raccordement au réseau de distribution publique BT	C
Bien choisir une architecture de distribution électrique	D
La distribution BT	E
La protection contre les chocs électriques	F
La protection des circuits	G
L'appareillage BT : fonctions et choix	H
La protection contre les surtensions	J
Efficacité énergétique de la distribution électrique	K
Compensation de l'énergie réactive et filtrage des harmoniques	L
Détection et atténuation des harmoniques	M
Les alimentations et récepteurs particuliers	N
Les installations photovoltaïques	P
La norme NF C 15-00 dans l'habitat	Q
Recommandations pour l'amélioration de la CEM	R

Sommaire général

A	Règles générales de conception d'une installation électrique	
	1 Méthodologie	A2
	2 Règles et textes réglementaires	A4
	3 Caractéristiques des récepteurs	A13
	4 La puissance d'une installation	A18
B	Raccordement au réseau de distribution publique MT	
	1 L'alimentation en moyenne tension	B2
	2 Réalisation d'un poste de livraison MT	B7
	3 Protections d'un poste de livraison MT	B10
	4 Le poste de livraison à comptage BT	B22
	5 Le poste de livraison à comptage MT	B32
	6 Constitution des postes	B38
C	Raccordement au réseau de distribution publique BT	
	1 Introduction	C2
	2 Les schémas de branchement	C5
	3 Les schémas de liaison à la terre dans le branchement et la protection des personnes	C8
	4 La protection des circuits	C14
	5 La compensation d'énergie réactive	C17
D	Bien choisir une architecture de distribution électrique	
	1 Les enjeux pour l'exploitant	D2
	2 Processus de conception d'une architecture	D4
	3 Caractéristiques de l'installation	D7
	4 Caractéristiques technologiques	D12
	5 Critères d'évaluation pour l'adaptation du principe au projet	D14
	6 Choix des fondements de l'architecture	D16
	7 Choix des détails d'architecture	D20
	8 Choix de solutions technologiques	D26
	9 Recommandations pour optimiser une architecture	D27
	10 Annexe : exemples d'installation	D30
E	La distribution BT	
	1 Les schémas des liaisons à la terre	E2
	2 Le système d'installation	E16
	3 Influences externes (CEI 60364-5-51 et NF C 15-100 partie 5-51)	E27
F	La protection contre les chocs électriques	
	1 Généralités	F2
	2 Protection contre les contacts directs	F4
	3 Protection contre les contacts indirects	F6
	4 Protection incendie dans le cas d'un défaut d'isolement	F17
	5 Mise en oeuvre du schéma TT	F19
	6 Mise en oeuvre du schéma TN	F24
	7 Mise en oeuvre du schéma IT	F30
	8 Dispositifs Différentiels à courant Résiduel (DDR)	F37
G	La protection des circuits	
	1 Généralités	G2
	2 Détermination pratique de la section minimale d'une canalisation	G8
	3 Détermination de la chute de tension	G21
	4 Courant de court-circuit	G25
	5 Cas particuliers relatifs aux courants de court-circuit	G32
	6 Les conducteurs de protection (PE)	G39
	7 Le conducteur neutre	G44
	8 Calcul d'une installation suivant la norme française	G52
	9 Exemple de calcul d'une installation	G62

Sommaire général

H

L'appareillage BT : fonctions et choix

1 Les fonctions de base de l'appareillage électrique BT	H2
2 L'appareillage	H5
3 Choix de l'appareillage	H11
4 La solution disjoncteur	H12

J

La protection contre les surtensions

1 Caractéristiques des surtensions d'origine atmosphérique	J2
2 Principe de la protection foudre	J7
3 Conception du système de protection de l'installation électrique	J13
4 Installation des parafoudres	J25
5 Application	J28
6 Compléments techniques	J29

K

Efficacité énergétique de la distribution électrique

1 Introduction	K2
2 Efficacité énergétique et électricité	K3
3 Diagnostic par mesures électriques	K8
4 Des gisements d'économies d'énergie	K10
5 Comment évaluer les économies d'énergie	K26

L

Compensation de l'énergie réactive et filtrage des harmoniques

1 Énergie réactive et facteur de puissance	L2
2 Pourquoi améliorer le facteur de puissance ?	L5
3 Comment améliorer le facteur de puissance ?	L7
4 Où installer les condensateurs de compensation ?	L10
5 Comment déterminer le niveau optimal de compensation ?	L12
6 Compensation aux bornes d'un transformateur	L15
7 Compensation des moteurs asynchrones	L18
8 Exemple d'une installation avant et après compensation	L20
9 Les effets des harmoniques	L21
10 Mise en oeuvre des batteries de condensateurs	L24

M

Détection et atténuation des harmoniques

1 Pourquoi détecter les harmoniques et les combattre ?	M2
2 Les normes	M4
3 Les généralités	M5
4 Les principaux effets des harmoniques dans les installations	M7
5 Les indicateurs essentiels de la distorsion harmonique et les principes de mesure	M11
6 La mesure des indicateurs	M14
7 Les dispositifs de détection	M16
8 Les solutions pour atténuer les harmoniques	M17

N

Les alimentations et récepteurs particuliers

1 La protection des circuits alimentés par un alternateur	N2
2 Les alimentations sans interruption -ASI-	N12
3 La protection des transformateurs BT/BT	N26
4 Les circuits d'éclairage	N29
5 Les moteurs asynchrones	N47

P

Les installations photovoltaïques

1 Intérêts de l'énergie photovoltaïque	P2
2 Principe et technologie	P3
3 Les matériels spécifiques	P6
4 Les impératifs d'installation	P9
5 La mise en oeuvre	P13
6 Supervision	P18
7 Informations complémentaires	P21

Sommaire général

Q

La norme NF C 15-00 dans l'habitat

1 L'essentiel de la norme NF C 15-100 dans l'habitat	Q2
2 La norme pièce par pièce	Q6
3 La norme fonction par fonction	Q12
4 Exemples de mise en oeuvre	Q23

R

Recommandations pour l'amélioration de la CEM

1 La distribution BT	R2
2 Réseaux de mise à la terre et CEM	R5
3 Mise en oeuvre	R7
4 Mécanismes de couplage et mesures correctives	R19
5 Recommandations de câblage	R25

Chapitre A

Règles générales de conception d'une installation électrique

A1

Sommaire		
1	Méthodologie	A2
2	Règles et textes réglementaires	A4
	2.1 Définition des plages de tensions	A4
	2.2 Réglementations	A5
	2.3 Normes	A5
	2.4 Qualité et sécurité d'une installation électrique	A9
	2.5 Vérification initiale d'une installation	A9
	2.6 Vérification périodique d'une installation électrique	A11
	2.7 Conformité (aux normes et aux spécifications) des matériels utilisés dans l'installation	A11
3	Caractéristiques des récepteurs	A13
	3.1 Moteurs asynchrones	A13
	3.2 Appareils de chauffage et lampes à incandescence normales ou halogènes	A15
4	La puissance d'une installation	A18
	4.1 Puissance installée (kW)	A18
	4.2 Puissance absorbée Pa (kVA)	A18
	4.3 Puissance d'utilisation Pu (kVA)	A19
	4.4 Exemple d'application des facteurs k_u et k_s	A21
	4.5 Choix de la puissance nominale du transformateur	A22
	4.6 Quelle source choisir ?	A23

Nota :

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

A - Règles générales de conception d'une installation électrique

B – Raccordement au réseau de distribution publique MT

C - Raccordement au réseau de distribution publique BT

D - Bien choisir une architecture de distribution électrique

E - La distribution BT

F - La protection contre les chocs électriques

G - La protection des circuits

H - L'appareillage BT : fonctions et choix

Pour une meilleure compréhension de la méthodologie de conception d'une installation électrique, il est recommandé de lire tous les chapitres de ce guide dans l'ordre dans lequel ils sont présentés.

Bilan de puissance

Pour étudier une installation, la connaissance de la réglementation est un préalable. Le mode de fonctionnement des récepteurs (régime normal, démarrage, simultanéité, etc.), et la localisation, sur le plan du ou des bâtiments, des puissances utilisées permettent de réaliser un bilan des puissances installées et utilisées et, ainsi, d'en déduire la puissance et le nombre des sources nécessaires au fonctionnement de l'installation.

Des informations concernant la structure tarifaire sont aussi nécessaires pour faire le meilleur choix du raccordement de l'installation au réseau au niveau de la moyenne tension ou de la basse tension.

Branchement

Le raccordement peut se faire sur un réseau :

■ Moyenne Tension

Un poste de livraison MT/BT sera alors nécessaire et devra être étudié, réalisé et installé en intérieur ou en extérieur, conformément à la réglementation (la partie distribution Basse Tension pouvant, si nécessaire, être étudiée séparément). Le comptage peut être effectué en moyenne tension ou en basse tension.

En France la moyenne tension est désignée par HTA.

■ Basse Tension

L'installation peut être raccordée au réseau local. Le comptage est (nécessairement) effectué en tarification basse tension.

La norme NF C 14-100 définit 2 types de branchement : branchement à puissance limitée (jusqu'à 36 kVA) et branchement à puissance surveillée (de 36 à 250 kVA).

Architecture de la distribution électrique

Le réseau de distribution est alors étudié dans son ensemble.

Un guide de sélection est proposé pour déterminer l'architecture la mieux adaptée.

Tous les niveaux de la distribution générale MT/BT et de la distribution de puissance BT sont couverts.

Le schéma des liaisons à la terre, ou régime de neutre, est choisi en fonction de la législation en vigueur, des contraintes liées à l'exploitation du réseau et à la nature des récepteurs.

Les matériels de distribution, tableaux et canalisations, sont déterminés à partir du plan des bâtiments, de la localisation des récepteurs et de leur regroupement. La nature des locaux et de l'activité conditionne leur niveau de résistance aux influences externes.

Protection des personnes contre les chocs électriques

Le schéma des liaisons à la terre ayant été déterminé précédemment, il reste, pour réaliser la protection contre les contacts directs et indirects, à mettre en œuvre le schéma retenu (TT, IT ou TN).

Circuits et appareillage

L'étude détaillée des circuits est alors réalisée. La section des conducteurs des circuits est déterminée :

■ à partir du courant nominal des charges, de la valeur du courant de court-circuit et du type de dispositif de protection,

■ en prenant en compte le mode de pose et de son influence sur le courant admissible des conducteurs.

Avant de valider le choix de la section des conducteurs comme indiqué ci-dessus, les prescriptions suivantes doivent être satisfaites :

■ la chute de tension dans les conducteurs est conforme aux normes en vigueur,

■ le démarrage des moteurs s'effectue correctement,

■ la protection contre les chocs électriques est assurée.

Le courant de court-circuit est alors déterminé et la vérification de la tenue thermique et électrodynamique des canalisations est à réaliser.

Ces différents calculs peuvent entraîner une révision des choix faits précédemment.

Les fonctions que doit remplir l'appareillage permettent de définir son type et ses caractéristiques.

La filiation entre disjoncteurs et la sélectivité entre disjoncteurs et disjoncteurs/dispositifs de protection par fusibles sont analysées.

J – La protection contre les surtensions en BT

Protection contre les surtensions

Le coup de foudre direct ou indirect peut avoir des conséquences destructrices sur les installations électriques à plusieurs kilomètres du point d'impact. Les surtensions de manœuvres, les surtensions transitoires ou à fréquence industrielle peuvent aussi engendrer les mêmes conséquences. Les effets sont examinés et des solutions sont proposées.

K – Efficacité énergétique de la distribution électrique

Efficacité énergétique en distribution électrique

La mise en œuvre d'un système de mesures, de contrôle et de commande communiquant adapté à l'installation électrique peut générer d'importants profits tant pour l'exploitant que le propriétaire : consommation de puissance réduite, coût de l'énergie réduit, meilleure utilisation des équipements électriques.

L - Compensation de l'énergie réactive et filtrage des harmoniques

Energie réactive

La compensation de l'énergie réactive des installations électriques est réalisée localement, globalement ou en utilisant une combinaison de ces deux méthodes.

M - Détection et atténuation des harmoniques

Harmoniques

Les harmoniques circulant dans les réseaux détériorent la qualité de l'énergie, et sont ainsi à l'origine de nombreuses nuisances, telles que surcharges diverses, vibration et vieillissement des matériels, perturbation des récepteurs sensibles, des réseaux de communication ou des lignes téléphoniques. Ce chapitre traite des origines et des effets des harmoniques. Il explique comment les mesurer et propose des solutions.

N - Les alimentations et récepteurs particuliers

Alimentations et récepteurs particuliers

Dans ce chapitre sont étudiés des équipements ou des réseaux particuliers :

- Sources d'alimentation spécifiques telles que alternateurs ou alimentations statiques
- Récepteurs ayant des caractéristiques spéciales tels que moteur asynchrone, circuit d'éclairage ou transformateur BT/BT
- Réseaux spécifiques tels que réseau à courant continu.

P - Les installations photovoltaïques

Une énergie écologique et économique

Pour un usage privé ou pour être commercialisée, l'exploitation de l'énergie renouvelable fournie par le soleil est soumise au respect de règles spécifiques d'installation.

Q - La norme NF C 15-00 dans l'habitat

La distribution électrique pour le domestique

Certains locaux et emplacements font l'objet de réglementations particulièrement strictes : l'exemple le plus notable est le logement.

R - Recommandations pour l'amélioration de la CEM

CEM : Compatibilité Électromagnétique

Quelques règles de base doivent être appliquées pour assurer la Compatibilité Électromagnétique. La non observation de ces règles peut avoir de graves conséquences lors de l'exploitation de l'installation électrique : perturbation des systèmes de communication, déclenchement intempestif des dispositifs de protection voire même destruction d'équipements sensibles.

Le logiciel Ecodial est adapté aux normes d'installation de nombreux pays, dont la NF C 15-100 pour la France.

Le complément au guide de l'installation électrique

Logiciel Ecodial

Le logiciel Ecodial propose une suite complète pour le calcul d'une installation électrique suivant les recommandations des normes CEI.

Ce logiciel permet de réaliser les opérations suivantes :

- Tracer le schéma unifilaire.
- Calculer des courants de court-circuit.
- Calculer des chutes de tensions.
- Déterminer et optimiser les sections de câbles.
- Définir les calibres appropriés des disjoncteurs et des appareillages de protection à fusibles.
- Organiser la sélectivité des dispositifs de protection.
- Disposer des recommandations d'utilisation des schémas de filiation.
- Vérifier la protection des personnes.
- Imprimer toutes les caractéristiques précédemment calculées.

Les installations électriques BT sont soumises à un ensemble de textes qui peuvent être classés en 4 catégories :

- Les textes réglementaires (décrets, arrêtés ou circulaires d'application, notes techniques, fiches techniques, avis),
- les cahiers des charges ou recommandations,
- les normes d'installation et les guides pratiques associés,
- les normes produits.

2.1 Définition des plages de tensions

Tensions normalisées et recommandations CEI

Réseaux triphasés à trois ou quatre fils Tension nominale (V)		Réseaux monophasés à trois fils Tension nominale (V)
50 Hz	60 Hz	60 Hz
–	120/208	120/240
–	240	–
230/400 ⁽¹⁾	277/480	–
400/690 ⁽¹⁾	480	–
–	347/600	–
1000	600	–

(1) La tension nominale des réseaux existants à 220/380 V et à 240/415 V doit évoluer vers la valeur recommandée 230/400 V. Il convient que la période de transition soit la plus brève possible. Au cours de cette période, comme première étape, il est recommandé que les distributeurs d'électricité des pays ayant des réseaux à 220/380 V ramènent la tension dans la plage 230/400 V +6 %, –10 % et ceux des pays ayant des réseaux à 240/415 V ramènent la tension dans la plage 230/400 V +10 %, –6 %. A la fin de cette période de transition, il convient que la tolérance de 230/400 V \pm 10 % soit atteinte; après cela la réduction de cette plage sera prise en considération. Toutes ces considérations s'appliquent aussi à la valeur actuelle 380/600 V par rapport à la valeur recommandée 400/690 V.

Fig. A1 : Tensions normalisées entre 100 V et 1000 V (CEI 60038 Édition 6.2 2002-07)

Série I Tension la plus élevée pour le matériel (kV)	Tension nominale du réseau (kV) voltage (kV)		Série II Tension la plus élevée pour le matériel (kV)	Tension nominale du réseau (kV)
3.6 ⁽¹⁾	3.3 ⁽¹⁾	3 ⁽¹⁾	4.40 ⁽¹⁾	4.16 ⁽¹⁾
7.2 ⁽¹⁾	6.6 ⁽¹⁾	6 ⁽¹⁾	–	–
12	11	10	–	–
–	–	–	13.2 ⁽²⁾	12.47 ⁽²⁾
–	–	–	13.97 ⁽²⁾	13.2 ⁽²⁾
–	–	–	14.52 ⁽¹⁾	13.8 ⁽¹⁾
(17.5)	–	(15)	–	–
24	22	20	–	–
–	–	–	26.4 ⁽²⁾	24.94 ⁽²⁾
36 ⁽³⁾	33 ⁽³⁾	–	–	–
–	–	–	36.5	34.5
40.5 ⁽³⁾	–	35 ⁽³⁾	–	–

Ces réseaux sont en général des réseaux à trois fils, sauf indication contraire.

Les valeurs indiquées désignent la tension entre phases.

Les valeurs indiquées entre parenthèses doivent être considérées comme non préférentielles. Il est recommandé de ne pas utiliser ces valeurs pour les nouveaux réseaux à établir à l'avenir.

Note 1: Il est recommandé que, dans un même pays, le rapport entre deux tensions nominales successives ne soit pas inférieur à deux.

Note 2: Dans un réseau normal de série I, la tension la plus élevée et la tension la plus basse ne diffèrent pas de plus de \pm 10 % approximativement de la tension nominale du réseau. Dans un réseau normal de la série II, la tension la plus élevée ne diffère pas de plus de +5 % et la tension la plus basse ne diffère pas de plus de –10 % de la tension nominale du réseau.

(1) Ces valeurs ne devraient pas être utilisées pour les réseaux de distribution publique.

(2) Ces réseaux sont en général à quatre fils.

(3) L'unification de ces valeurs est à l'étude.

Fig. A2 : Tensions normalisées au dessus de 1 kV et ne dépassant pas 35 kV (CEI 60038 Édition 6.2 2002-07)

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 courante	Valeurs usuelles en France (tension d'utilisation)
≤ 50 V	TBT		12 -24 -48 V
≤ 500 V	BTA	BT (basse tension)	230 - 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	HTB	HT (haute tension) THT (très haute tension)	63 - 90 - 150 kV 225 - 400 kV

2.2 Réglementations

Dans la plupart des pays, les installations électriques doivent répondre à un ensemble de réglementations nationales ou établies par des organismes privés agréés. Il est essentiel de prendre en considération ces contraintes locales avant de démarrer la conception de l'installation.

2.3 Normes

Ce guide est basé sur les normes CEI appropriées en particulier les normes d'installation CEI 60364 (série). Les normes CEI 60364 (série), CEI 60479-1 (série) et NF C 15-100 ont été établies par des experts en médecine et en ingénierie de renommée internationale et issus du monde entier, faisant part de leur expérience. Actuellement, les principes de sécurité développés dans ces normes sont les principes fondamentaux de la plupart des normes électriques dans le monde (voir le tableau ci-dessous et en page suivante).

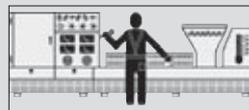
CEI 60038	Tensions normales de la CEI
CEI 60076-2	Transformateurs de puissance - Echauffement
CEI 60076-3	Transformateurs de puissance - Niveaux d'isolement, essais diélectriques et distances d'isolement dans l'air
CEI 60076-5	Transformateurs de puissance - Tenue au court-circuit
CEI 60076-10	Transformateurs de puissance - Détermination des niveaux de bruit
CEI 60146	Convertisseurs à semiconducteurs - Spécifications communes et convertisseurs commutés par le réseau
CEI 60255	Relais électriques
CEI 60265-1	Interrupteurs à haute tension - Interrupteurs pour tensions assignées supérieures à 1 kV et inférieures à 52 kV
CEI 60269-1	Fusibles basse tension - Exigences générales
CEI 60269-2	Fusibles basse tension - Exigences supplémentaires pour les fusibles destinés à être utilisés par des personnes habilitées (fusibles pour usages essentiellement industriels)
CEI 60282-1	Fusibles à haute tension - Fusibles limiteurs de courant
CEI 60287-1-1	Câbles électriques - Calcul du courant admissible - Equations de l'intensité du courant admissible (facteur de charge 100 %) et calcul des pertes - Généralités
CEI 60364	Installations électriques à basse tension
CEI 60364-1	Installations électriques à basse tension - Principes fondamentaux, détermination des caractéristiques générales, définitions
CEI 60364-4-41	Installations électriques à basse tension - Protection pour assurer la sécurité - Protection contre les chocs électriques
CEI 60364-4-42	Installations électriques des bâtiments - Protection pour assurer la sécurité - Protection contre les effets thermiques
CEI 60364-4-43	Installations électriques à basse tension - Protection pour assurer la sécurité - Protection contre les surintensités
CEI 60364-4-44	Installations électriques à basse tension - Protection pour assurer la sécurité - Protection contre les perturbations de tension et les perturbations électromagnétiques
CEI 60364-5-51	Installations électriques des bâtiments - Choix et mise en oeuvre des matériels électriques - Règles communes
CEI 60364-5-52	Installations électriques des bâtiments - Choix et mise en oeuvre des matériels électriques - Canalisations
CEI 60364-5-53	Installations électriques des bâtiments - Choix et mise en oeuvre des matériels électriques - Sectionnement, coupure et commande
CEI 60364-5-54	Installations électriques des bâtiments - Choix et mise en oeuvre des matériels électriques - Mises à la terre, conducteurs de protection et conducteurs d'équipotentialité de protection
CEI 60364-5-55	Installations électriques des bâtiments - Choix et mise en oeuvre des matériels électriques - Autres matériels
CEI 60364-6-61	Installations électriques à basse tension - Vérification - Vérification initiale
CEI 60364-7-701	Installations électriques à basse tension - Règles pour les installations et emplacements spéciaux - Emplacements contenant une baignoire ou une douche
CEI 60364-7-702	Installations électriques des bâtiments - Règles pour les installations et emplacements spéciaux - Section 702: Piscines et autres bassins
CEI 60364-7-703	Installations électriques dans les bâtiments - Exigences pour les installations ou emplacements spéciaux - Locaux contenant des radiateurs pour saunas
CEI 60364-7-704	Installations électriques basse tension - Exigences pour les installations ou emplacements spéciaux - Installations de chantiers de construction et de démolition
CEI 60364-7-705	Installations électriques basse tension - Exigences pour les installations ou emplacements spéciaux - Etablissements agricoles et horticoles
CEI 60364-7-706	Installations électriques basse tension - Exigences pour les installations ou emplacements spéciaux - Encintes conductrices exigües
CEI 60364-7-707	Electrical installations of buildings - Requirements for special installations or locations - Earthing requirements for the installation of data processing equipment

(Suite en page suivante)

- CEI 60364-7-708** Installations électriques à basse tension - Exigences pour les installations ou emplacements particuliers - Parcs de caravanes, parcs de camping et emplacements analogues
- CEI 60364-7-709** Installations électriques à basse tension - Exigences pour les installations ou emplacements spéciaux - Marinas et emplacements analogues
- CEI 60364-7-710** Installations électriques des bâtiments - Règles pour les installations ou emplacements spéciaux - Locaux à usages médicaux
- CEI 60364-7-711** Installations électriques des bâtiments - Règles pour les installations et emplacements spéciaux - Expositions, spectacles et stands
- CEI 60364-7-712** Installations électriques des bâtiments - Règles pour les installations et emplacements spéciaux - Alimentations photovoltaïques solaires (PV)
- CEI 60364-7-713** Installations électriques des bâtiments - Règles pour les installations et emplacements spéciaux - Section 713: Mobilier
- CEI 60364-7-714** Installations électriques des bâtiments - Règles pour les installations et emplacements spéciaux - Section 714: Installations d'éclairage extérieur
- CEI 60364-7-715** Installations électriques des bâtiments - Règles pour les installations et emplacements spéciaux - Installations d'éclairage à très basse tension
- CEI 60364-7-717** Installations électriques des bâtiments - Règles pour les installations ou emplacements spéciaux - Unités mobiles ou transportables
- CEI 60364-7-740** Installations électriques des bâtiments - Règles pour les installations ou emplacements spéciaux - Installations électriques temporaires de structures, jeux et baraques dans des champs de foire, des parcs de loisirs et des cirques
- CEI 60427** Essais synthétiques des disjoncteurs à courant alternatif à haute tension
- CEI 60439-1** Ensembles d'appareillage à basse tension - Règles particulières pour les canalisations préfabriquées
- CEI 60439-2** Ensembles d'appareillage à basse tension - Règles particulières pour les ensembles d'appareillage BT destinés à être installés en des lieux accessibles à des personnes non qualifiées pendant leur utilisation - Tableaux de répartition
- CEI 60439-4** Ensembles d'appareillage à basse tension - Règles particulières pour ensembles de chantier (EC)
- CEI 60439-5** Ensembles d'appareillage à basse tension - Règles particulières pour les ensembles pour réseaux de distribution publics
- CEI 60446** Basic and safety principles for man-machine interface, marking and identification - Identification of conductors by colours or numerals
- CEI 60479-1** Effets du courant sur l'homme et les animaux domestiques - Aspects généraux
- CEI 60479-2** Effets du courant sur l'homme et les animaux domestiques - Aspects particuliers
- CEI 60479-3** Effets du courant sur l'homme et les animaux domestiques - Effets de courant passant par le corps d'animaux domestiques
- CEI 60529** Degrés de protection procurés par les enveloppes (Code IP)
- CEI 60644** Spécification relative aux éléments de remplacement à haute tension destinés à des circuits comprenant des moteurs
- CEI 60664** Coordination de l'isolement des matériels dans les systèmes (réseaux) à basse tension - Principes, exigences et essais
- CEI 60715** Dimensions de l'appareillage à basse tension. Montage normalisé sur profilés-supports pour le support mécanique des appareils électriques dans les installations d'appareillage à basse tension
- CEI 60724** Limites de température de court-circuit des câbles électriques de tensions assignées de 1 kV ($U_m = 1,2$ kV) et 3 kV ($U_m = 3,6$ kV)
- CEI 60755** Exigences générales pour les dispositifs de protection à courant différentiel résiduel
- CEI 60787** Guide d'application pour le choix des éléments de remplacement limiteurs de courant à haute tension destinés à être utilisés dans des circuits comprenant des transformateurs
- CEI 60831** Condensateurs shunt de puissance autorégénérateurs pour réseaux à courant alternatif de tension assignée inférieure ou égale à 1000 V - Généralités - Caractéristiques fonctionnelles, essais et valeurs assignées - Règles de sécurité - Guide d'installation et d'exploitation
- CEI 60898** Disjoncteurs pour la protection contre les surintensités pour installations domestiques et analogues
- CEI 60947-1** Appareillage à basse tension - Règles générales
- CEI 60947-2** Appareillage à basse tension - Disjoncteurs
- CEI 60947-3** Appareillage à basse tension - Interrupteurs, sectionneurs, interrupteurs-sectionneurs et combinés-fusibles
- CEI 60947-4-1** Appareillage à basse tension - Contacteurs et démarreurs de moteurs - Contacteurs et démarreurs électromécaniques
- CEI 60947-6-1** Appareillage à basse tension - Matériels à fonctions multiples - Matériels de connexion de transfert
- CEI 61000** Compatibilité électromagnétique (CEM)
- CEI 61008** Interrupteurs automatiques à courant-différentiel résiduel pour usages domestiques et analogues sans dispositif de protection contre les surintensités incorporé (ID)
- CEI 61009** Interrupteurs automatiques à courant différentiel résiduel avec protection contre les surintensités incorporée pour installations domestiques et analogues (DD)
- CEI 61140** Protection contre les chocs électriques - Aspects communs aux installations et aux matériels
- CEI 61557-1** Sécurité électrique dans les réseaux de distribution basse tension de 1 000 V c.a. et 1 500 V c.c. - Dispositifs de contrôle, de mesure ou de surveillance de mesures de protection - Exigences générales
- CEI 61557-8** Sécurité électrique dans les réseaux de distribution basse tension de 1 000 V c.a. et 1 500 V c.c. - Dispositifs de contrôle, de mesure ou de surveillance de mesures de protection - Contrôleurs d'isolement pour réseaux IT
- CEI 61557-9** Sécurité électrique dans les réseaux de distribution basse tension de 1 000 V c.a. et 1 500 V c.c. - Dispositifs de contrôle, de mesure ou de surveillance de mesures de protection - Dispositifs de localisation de défauts d'isolement pour réseaux IT
- CEI 61557-12** Sécurité électrique dans les réseaux de distribution basse tension de 1 000 V c.a. et 1 500 V c.c. - Dispositifs de contrôle, de mesure ou de surveillance de mesures de protection - Dispositifs de mesure et de surveillance des performances (PMD)
- CEI 61558-2-6** Sécurité des transformateurs, blocs d'alimentation et analogues - Règles particulières pour les transformateurs de sécurité pour usage général
- CEI 61643-1** Parafoudres basse tension - Parafoudres connectés aux réseaux de distribution basse tension - Exigences et essais
- CEI 61921** Condensateur de puissance - Batterie de compensation du facteur de puissance basse tension
- CEI 62271-1** Appareillage à haute tension - Spécifications communes
- CEI 62271-100** Appareillage à haute tension - Disjoncteurs à courant alternatif
- CEI 62271-102** Appareillage à haute tension - Sectionneurs et sectionneurs de terre à courant alternatif
- CEI 62271-105** Appareillage à haute tension - Combinés interrupteurs-fusibles pour courant alternatif
- CEI 62271-200** Appareillage à haute tension - Appareillage sous enveloppe métallique pour courant alternatif de tensions assignées supérieures à 1 kV et inférieures ou égales à 52 kV
- CEI 62271-202** Appareillage à haute tension - Postes préfabriqués haute tension/basse tension
- CEI 62305 -2** Protection contre la foudre - Évaluation des risques
- CEI 62305 -3** Protection contre la foudre - Dommages physiques sur les structures et risques humains
- CEI 62305 -4** Protection contre la foudre - Réseaux de puissance et de communication dans les structures

(fin)

Textes réglementaires



Protection des travailleurs

Nombreux décrets et arrêtés dont le décret du 14 novembre 88 abrogeant celui du 14 novembre 62, regroupés dans la publication UTE C 12-101.

Ces textes donnent les références des chapitres, sections ou articles des normes dont les dispositions doivent être respectées.

Le décret du 14 novembre 1988 est applicable :

- à tout établissement industriel, commercial, agricole ou administratif, qu'il soit public, privé ou associatif, mettant en œuvre des courants électriques à l'exception des ouvrages de distribution publique (normalement non accessibles à des personnes étrangères au distributeur d'énergie électrique),
- aux installations existantes, avec effet rétroactif.

Textes réglementaires (suite)



Protection contre les risques d'incendie et de panique dans les établissements recevant du public (ERP)

Nombreux décrets et arrêtés regroupés dans les publications UTE C 12-200 et UTE C 12-201. Alimentation électrique de sécurité NFS 61-940 (février 2002).

Le règlement des ERP

- est applicable à tout bâtiment ou enceinte dans lesquelles sont admises des personnes à quelque titre que ce soit en plus du personnel de l'établissement,
- rend obligatoire un "règlement de sécurité" qui impose la conformité aux normes NF C 15-100, NF C 13-100 et NF C 13-200.



Installation BT dans les locaux à usage médical (voir note) :

- norme NFC 15-211 (août 2006),
- norme CEI 60364-7-710.
- Circulaire n°DHOS/E4/256 (septembre 2005).

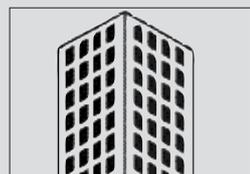


Protection dans les bâtiments à usage d'habitation

Arrêté du 22 octobre 1969 pour tous les bâtiments à usage d'habitation.

L'arrêté du 22 octobre 1969 :

- est applicable à tous les logements,
- et il rend obligatoire le respect de la norme NF C 15-100 pour ces installations.



Protection dans les immeubles de grande hauteur (IGH)

Décret du 15 novembre 67 et arrêtés jusqu'au 22 octobre 82 pour les immeubles de grande hauteur, regroupés dans la publication UTE C 12-061.

Le décret du 15 novembre 1967 :

- est applicable à 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 :
 - 50 mètres pour les immeubles d'habitation,
 - 28 mètres pour les autres immeubles,
- est complété par un règlement concernant la sécurité du public et tenant compte des conditions d'évacuation particulières de ces immeubles.

Réglementation ICPE (Installations Classées pour la Protection de l'Environnement)

Objet du décret du 21 septembre 1977 qui concerne les installations visées par l'article 511-1 du Code de l'Environnement.

Conditions techniques générales

Arrêté interministériel du 26 mai 1978 et les arrêtés lui portant modification, rassemblés dans la publication UTE C 11-001.

L'arrêté interministériel du 24 mai 2006

détermine les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique.

Directive européenne basse tension

La directive européenne basse tension détermine les exigences essentielles de sécurité pour tous les matériels électriques basse tension.

Réglementation technique RT 2005

Le décret du 29 novembre 2000 :

- est relatif aux bâtiments résidentiels et tertiaires neufs,
- vise à réduire leurs consommations énergétiques (chauffage, ventilation, climatisation, production d'eau chaude sanitaire, éclairage).

Et bien d'autres arrêtés, décrets ou circulaires

parmi lesquels on peut citer le Recueil d'instructions générales de sécurité d'ordre électrique (UTE C 18-510).

Le recueil d'instructions générales de sécurité d'ordre électrique

décrit les prescriptions à observer en vue d'éviter les accidents corporels au cours de la construction de l'exploitation ou de l'entretien des ouvrages électriques.

Note :

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

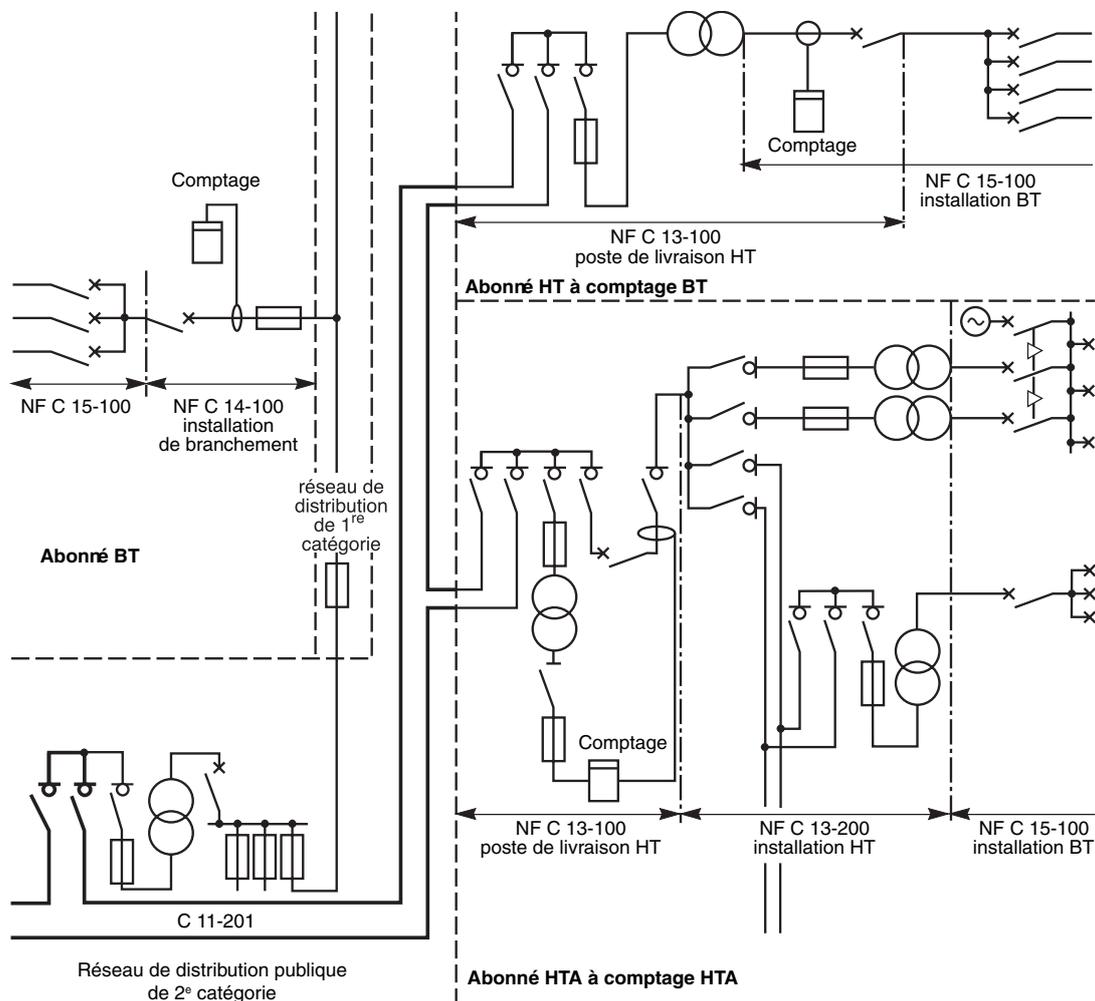
Elle est devenue une des plus avancées en termes de « bonnes pratiques » pour des sites à activités critiques. Les établissements de santé, notamment les hôpitaux, ont en effet l'obligation de garantir la continuité des soins aux patients, tout en assurant la sécurité du personnel et des visiteurs (établissement recevant du public), dans des infrastructures ou cohabitent un ensemble de processus complexes :

- des process 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.

Normes

Les normes d'installation électriques françaises sont :

- NF C 15-100 (décembre 2002) : "Installations électriques à basse tension" et les guides pratiques,
- NF C 14-100 : "Installations de branchement de 1^{re} catégorie" comprises entre le réseau de distribution publique et l'origine des installations intérieures,
- NF C 13-100 : "Postes de livraisons HTA/BT raccordés à un réseau de distribution de 2^e catégorie",
- NF C 13-101 : "Postes semi-enterrés préfabriqués sous enveloppe",
- NF C 13-102 : "Postes simplifiés préfabriqués sous enveloppe",
- NF C 13-103 : "Postes sur poteau",
- NF C 13-200 (version 2009 en préparation) : "Installations électriques à haute tension".



Domaine d'application des normes d'installation

Les cahiers des charges et recommandations diverses

Ce sont des documents auxquels on peut se référer dans un marché. Parmi les plus connus, on peut citer :

- Les documents établis par le Centre Scientifique et Technique du Bâtiment (CSTB)
- Le Cahier des Prescriptions Techniques (CPT) du Ministère de l'Education pour l'installation électrique des établissements d'enseignement supérieur
- Les mémentos Promotelec (association pour le développement et l'amélioration des installations électriques intérieures)
- "Le cahier de Prescription des labels" Promotelec (Label performance et label habitat existant)

2.4 Qualité et sécurité d'une installation électrique

Dans la mesure où les procédures de contrôle sont respectées, la qualité et la sécurité de l'installation électrique sont assurées durant l'exploitation seulement si :

- le contrôle initial de conformité aux normes et aux textes réglementaires de l'installation électrique a bien été réalisé,
- les équipements électriques sont conformes à leur norme produit,
- le contrôle périodique de l'installation électrique recommandé par le constructeur des équipements est respecté.

2.5 Vérification initiale d'une installation

Avant qu'un distributeur ne connecte une installation à son réseau de distribution, il exige que soient réalisés de manière satisfaisante et exécutés par une autorité compétente ou par un organisme agréé :

- des essais d'avant mise en service,
- une inspection visuelle très minutieuse.

Ces essais sont réalisés selon les réglementations locales (gouvernementales et/ou institutionnelles) qui peuvent varier d'un pays à l'autre. Cependant les principes de ces réglementations sont identiques et sont basés sur le strict respect des règles de sécurité dans la conception et la réalisation de l'installation.

Pour ces essais, la norme CEI 60364-6-61 et les normes correspondantes décrites dans ce guide sont basées sur un consensus international afin de couvrir toutes les mesures de sécurité et les bonnes pratiques d'installation qui sont normalement exigées pour les bâtiments à usage d'habitation, commerciaux et (pour la majorité des bâtiments) industriels. Cependant beaucoup d'industries ont des réglementations supplémentaires spécifiques en fonction du type de production (pétrole, charbon, gaz naturel, etc.). De telles prescriptions supplémentaires sont en dehors de l'objet de ce guide.

Les essais électriques d'avant mise en service et les vérifications par inspection visuelle des installations électriques à l'intérieur de bâtiment incluent typiquement toutes les actions suivantes :

- tests d'isolement entre phases et entre phases et terre de tous les conducteurs câbles et de la filerie d'une installation fixe,
- essais de continuité et de conductivité des conducteurs de protection (PE), des liaisons équipotentielles et des mises à la terre,
- mesure de la résistance de terre,
- vérification des interverrouillages, si existants,
- vérification des sections de tous les conducteurs,
- en adéquation avec les niveaux de courants de court-circuit présumés,
- en tenant compte des dispositifs de protection associés, de la nature des conducteurs (cuivre, aluminium) et des conditions d'installation (en aérien, en conduit, etc.),
- vérification que toutes les masses et tous les éléments conducteurs sont correctement mis à la terre (si approprié),
- vérification des périmètres de sécurité, en particulier pour les salles de bain, etc.

Ces essais et vérifications sont basiques (mais non exhaustifs) pour la plupart des installations. Cependant de nombreux autres essais et règles peuvent être inclus dans la réglementation locale pour couvrir des cas particuliers, par exemple installation en schéma TN, TT ou IT, installation basée sur la double isolation (matériel de classe II), circuit TBT et emplacements spéciaux.

Le but de ce guide est d'attirer l'attention sur les caractéristiques particulières des différents types d'installation et d'indiquer les règles essentielles pour obtenir un niveau de qualité satisfaisant qui assurera une performance opérationnelle de l'installation, sécuritaire et sans dysfonctionnements. Les méthodes recommandées dans ce guide, à modifier éventuellement pour répondre à une variante possible imposée par un distributeur d'énergie, sont prévues pour satisfaire toutes les exigences d'essai et d'inspection d'avant mise en service.

La première mise sous tension de toute installation électrique intérieure de tension ≤ 63 kV est subordonnée à la remise d'une attestation de conformité visée par le Consuel, sauf certaines exceptions pour des ouvrages particuliers.

Attestation de conformité - 1^{re} mise sous tension d'une installation

En application des décrets du 14 décembre 1972 et du 6 mars 2001 concernant :

- La première mise sous tension de toute installation électrique intérieure nouvelle de tension inférieure ou égale à 63 kV ⁽¹⁾, subordonnée à la remise d'une attestation de conformité visée par le Consuel (Comité National pour la Sécurité des Usagers de l'Electricité).
 - Toute nouvelle installation électrique entièrement rénovée alimentée sous une tension inférieure à 63 kV, dès lors qu'il y a eu mise hors tension de l'installation par le distributeur à la demande de son client afin de permettre de procéder à cette rénovation.
 - Sur demande du maître d'ouvrage, aux installations électriques non entièrement rénovées ou dont la rénovation n'a pas donné lieu à mise hors tension par un distributeur d'électricité.
- Pour cela il faut procéder comme indiqué ci-après.

Locaux d'habitation

- Vingt jours avant la mise sous tension, l'installateur doit établir (par écrit et sous sa responsabilité) une attestation de conformité par appartement ou maison individuelle (formule délivrée par le Consuel).

En cas de pluralité d'installateurs, chacun établit l'attestation pour ce qui le concerne.

- Le contrôle sur le chantier, réalisé par le contrôleur désigné par le Consuel, peut s'exercer pendant ou à l'achèvement des travaux.

Ce contrôle fait l'objet d'un rapport soumis en fin de visite à la signature de l'installateur ou de son représentant.

Si l'installation est conforme, l'installateur reçoit 2 exemplaires de l'attestation avec le visa du Consuel (l'un est remis à l'utilisateur pour qu'il puisse obtenir la mise sous tension de l'installation par le distributeur d'énergie, l'autre conservé par l'installateur).

Si l'installation n'est pas conforme, le visa est refusé et l'installateur doit faire parvenir au Consuel une déclaration écrite mentionnant la nature des modifications effectuées. Après quoi, le Consuel peut viser l'attestation ou procéder à un nouveau contrôle.

La NF C 15-100 de 2002, dans sa partie 7-771, introduit de nombreuses nouveautés.

Schneider Electric les prend en compte dans ses guides et catalogues relatifs au locaux d'habitation.

Etablissements ou locaux employant des travailleurs, recevant du public et immeubles de grande hauteur

- Comme ces établissements font l'objet d'une réglementation particulière, il appartient au chef d'établissement de désigner le vérificateur de son choix pour effectuer les contrôles exigés par la loi avant la mise en service.

Le vérificateur établit un rapport qu'il remet à l'installateur.

- Vingt jours avant la mise sous tension, l'installateur doit établir, à l'attention de la Direction Régionale du Consuel, un dossier qui comporte :

- une attestation de conformité de l'installation ou partie d'installation intérieure réalisée dans ce type d'établissement,
- le rapport que le vérificateur a établi,
- un schéma de l'installation.

Au reçu de ces pièces, le Consuel vise et retourne l'attestation ou, dans le cas de non conformités relevées, intervient auprès de l'installateur ou du vérificateur.

Note : les vérifications effectuées lors de la mise en service des installations ou après modification de structure sont pratiquées par une personne ou un organisme agréé, choisi par le chef d'établissement. Les conditions pour que d'autres personnes puissent effectuer ces vérifications ne sont que rarement réunies.

(1) Certains types d'installation ne sont pas soumis au contrôle du Consuel :

- Ouvrages de production, de transport et de distribution de l'énergie électrique
- Éclairage public, signalisation routière
- Terrains de camping, port de plaisance, téléskis
- Mines, carrières, centrales à béton
- Maisons mobiles, bateaux à quai
- Installations n'ayant pas un caractère permanent (fêtes foraines, chantiers de construction).

2.6 Vérification périodique d'une installation électrique

Dans beaucoup de pays, toutes les installations électriques de bâtiments industriels et commerciaux ainsi que celles des établissements recevant du public doivent être testées périodiquement par des organismes agréés ou des personnes qualifiées. La **Figure A3** indique les périodicités des vérifications généralement prescrites suivant le type d'installation.

Type d'installation		Périodicité des vérifications
Installation dans un établissement recevant des travailleurs	<ul style="list-style-type: none"> ■ Emplacements pour lesquels existe un risque de dégradation, d'incendie ou d'explosion ■ Installations ou ateliers temporaires ■ Emplacements avec des installations MT ■ Enceintes conductrices exigües où des appareils mobiles sont utilisés 	Annuelle
	Autres cas	
Installation dans un établissement recevant du public pour lequel une protection contre les risques d'incendie et de panique est demandée	Selon le type d'établissement et sa capacité à recevoir du public	De 1 à 3 ans
Bâtiment à usage d'habitation	Selon les réglementations locales	

Fig A3 : Périodicité des vérifications généralement recommandées pour une installation électrique

Toute installation électrique industrielle, commerciale ou située dans des établissements recevant du public doit être périodiquement vérifiée par des personnes ou organismes agréés.

Le règlement de sécurité contre les risques d'incendie et de panique dans les établissements recevant du public (ERP) ainsi que les décrets du 14.11.88 et du 10.10.2000 sur la protection des travailleurs prescrivent des contrôles périodiques de toute installation électrique industrielle, commerciale ou située dans des établissements recevant du public.

Ces vérifications doivent être généralement exécutées par des personnes ou organismes agréés dont la liste est publiée au JO et reprise dans les revues spécialisées.

Chaque contrôle fait l'objet d'une inscription sur un registre tenu à la disposition de l'inspecteur du travail ou du contrôleur de la Sécurité Sociale.

La périodicité des vérifications est fixée à un an, le point de départ de cette vérification étant la date de la vérification initiale opérée lors de la mise en service de l'installation. Toutefois, au titre du décret du 14/11/88, après accord du CHSCT de l'établissement et approbation de l'inspecteur du travail, la périodicité peut être portée à deux ans par le chef d'établissement si le rapport de vérification précédent ne comporte aucune observation ou si, avant l'échéance, le chef d'établissement a fait réaliser des travaux pour répondre à des observations contenues dans le rapport de vérification.

Cette conformité peut être attestée de différentes façons.

2.7 Conformité (aux normes et aux spécifications) des matériels utilisés dans l'installation

Les modes de preuve

La conformité d'un matériel aux normes qui lui sont applicables peut être attestée :

- soit par une marque de conformité telle que la marque NF-USE,
- soit par un certificat de conformité délivré par un organisme suite à des essais réalisés en laboratoire,
- soit par une déclaration de conformité du constructeur.

La déclaration de conformité

Pour le matériel à utiliser par des personnes averties ou qualifiées, c'est la déclaration de conformité du constructeur qui est en général utilisée (notifiée dans la documentation technique) et par le marquage sur l'appareil lui-même.

En cas de doute sur la compétence du constructeur, l'organisme de contrôle peut demander un certificat de conformité délivré par un laboratoire de préférence accrédité par le Réseau National d'Essai en France (RNE).

Le marquage CE et la marque de conformité

Le marquage CE est imposé par les directives européennes. Il autorise la libre circulation des matériels à l'intérieur du territoire de l'Union Européenne. Le marquage CE est apposé par les constructeurs sur les matériels conformes aux exigences essentielles de sécurité des directives européennes. Il ne garantit ni le niveau de performance d'un produit ni l'aptitude à la fonction du produit. La marque de conformité telle que la marque NF-USE atteste d'un engagement volontaire du constructeur. Elle apporte non seulement la garantie de conformité aux normes applicables mais aussi la vérification du système d'assurance qualité du constructeur et la vérification du maintien de la qualité dans le temps grâce aux prélèvements en usine.

Certification d'Assurance Qualité

Un laboratoire qui essaie des échantillons ne peut certifier la conformité de l'ensemble d'une production : il effectue des essais dits de type. Souvent d'ailleurs, au cours de leurs essais de conformité aux normes, les échantillons sont mis hors d'usage (cf. essai d'un fusible).

Seul le constructeur peut certifier que les produits fabriqués et livrés ont bien les caractéristiques annoncées.

La certification d'Assurance Qualité a pour but de compléter la déclaration ou certification de conformité initiale.

Pour prouver que tous les moyens nécessaires pour assurer la qualité de la production sont en place, le constructeur fait certifier l'organisation de son entreprise par un organisme spécialisé : en France, l'AFAQ (Association Française pour l'Assurance de la Qualité).

Cette certification est faite en se référant aux normes internationales de la série ISO 9000 dont l'équivalent européen est la série EN 29000.

Ces normes définissent trois modèles d'Assurance Qualité qui correspondent à des situations différentes plutôt qu'à des niveaux de qualité différents :

- le modèle 3 définit comment assurer la qualité par le contrôle final des produits,
- le modèle 2 répond au cas où il faut, en plus du contrôle final du produit, contrôler également le processus de fabrication. C'est, par exemple, le cas des fusibles où on ne peut pas contrôler directement sur le produit les caractéristiques annoncées car cela le détruirait du même coup,
- le modèle 1 répond au cas où il faut en plus du modèle 2 contrôler la qualité du processus de conception, par exemple parce qu'il n'est pas envisagé de construire et d'essayer un prototype (cas de produit fabriqué à la demande et sur spécification particulière).

Environnement

Les systèmes de management environnemental, basés sur la norme internationale ISO 14001, concernent les sites industriels.

Le développement des produits respecte l'environnement en utilisant de nouvelles techniques pour mieux préserver les ressources naturelles. Les méthodes utilisées permettent de choisir l'architecture et les constituants des produits en tenant compte du bilan des impacts sur l'environnement pour tout leur cycle de vie : production, distribution, utilisation et fin de vie.

La directive européenne WEEE (Waste of Electrical and Electronic Equipment ; déchets électriques et électroniques) publiée le 13.2.2003 modifie le contexte réglementaire dans lequel évoluent les fabricants d'appareillage : ceux-ci deviennent responsables de certains de leurs produits en fin de vie ; ils doivent en gérer l'information aux recycleurs, la collecte sélective, le traitement, le financement.

La directive européenne ROHS (Restriction Of Hazardous Substances ; interdiction de substances dangereuses) interdit à partir du 1.7.2006 les métaux lourds (plomb, cadmium, mercure, chrome hexavalent) et les retardateurs de flamme PBB et PBDE. Schneider Electric intègre dans ses processus les normes du moment et leurs évolutions prévisibles.

Parmi les avantages pour ses clients et partenaires :

- une démarche durable, comprise dans le management de l'entreprise,
- une contribution à la diminution de la consommation d'énergie, d'eau et de matières,
- un atout dans la qualification de Schneider Electric comme fournisseur,
- une aide à la démarche commerciale : argumentaire de vente, atout à l'exportation.

L'examen des puissances utilisées par les récepteurs : un préalable à la conception d'une installation BT.

L'inventaire des puissances réellement consommée par chaque récepteur permet d'établir :

- la puissance d'utilisation qui détermine le contrat de fourniture en énergie,
- le dimensionnement du transformateur MT/BT, si existant (en prenant en compte les extensions de charges prévisionnelles,
- les niveaux de charge pour chaque tableau de distribution.

3.1 Moteurs asynchrones

Intensité absorbée

L'intensité absorbée (I_a) est donnée par les formules ci-après :

■ en triphasé :
$$I_a = \frac{P_n \times 10^3}{\sqrt{3} \times U \times \eta \times \cos \varphi}$$

■ en monophasé :
$$I_a = \frac{P_n \times 10^3}{U \times \eta \times \cos \varphi}$$

avec :

I_a : intensité absorbée (en A)

P_n : puissance nominale (en kW)

U : tension entre phases pour les moteurs triphasés ou entre les bornes de connexion pour les moteurs monophasés (en volts). Un moteur monophasé peut être connecté entre phases ou entre phase et neutre

η : rendement soit kW sortie/kW entrée

$\cos \varphi$: facteur de puissance soit kW entrée/kVA entrée

Rappel : La puissance nominale (P_n) d'un moteur correspond à la puissance mécanique disponible sur son arbre.

La puissance apparente P_a (kVA) est la puissance pour laquelle est dimensionnée la ligne en fonction du rendement et du facteur de puissance du moteur :

$$P_a = \frac{P_n}{\eta \cos \varphi}$$

Courants subtransitoires et réglage des protections

- Les valeurs des courants subtransitoires peuvent être très élevées : la valeur typique est de 12 à 15 fois l'intensité nominale efficace du moteur (I_{nm}). Parfois cette valeur peut atteindre 25 fois I_{nm} .
- Les associations de disjoncteurs, contacteurs et relais thermiques Schneider Electric sont prévues en standard pour supporter les courants subtransitoires importants (jusqu'à 19 I_{nm}) générés par le démarrage des moteurs.
- S'il se produit des déclenchements intempestifs au démarrage, cela signifie que l'intensité du courant de démarrage dépasse la valeur limite normale. Il en résulte que les tenues maximales de l'appareillage peuvent être atteintes, leur durée de vie peut être réduite et même certains dispositifs peuvent être détruits. Afin d'éviter une telle situation, un surdimensionnement de l'appareillage doit être considéré.
- Les appareillages Schneider Electric sont aussi conçus pour assurer la protection des départs moteurs contre les surintensités. Des tables de coordination indiquent les associations disjoncteur, contacteur et relais thermique pour réaliser une coordination de type 1 ou de type 2 suivant le risque acceptable par l'utilisateur⁽¹⁾ (voir chapitre N).

Courant de démarrage

Bien que des moteurs à haut rendement peuvent être trouvés sur le marché, leur courant de démarrage est en pratique du même ordre de grandeur que celui des moteurs standard.

L'utilisation d'un démarreur étoile-triangle, d'un démarreur statique ou d'un variateur de vitesse permet de réduire l'intensité du courant de démarrage (Exemple : 4 I_a au lieu de 7,5 I_a).

Compensation de l'énergie réactive consommée par les moteurs asynchrones

Il est généralement avantageux pour des raisons techniques et financières de réduire le courant absorbé par les moteurs asynchrones. Cela peut être réalisé en utilisant des batteries de condensateurs sans réduire la puissance de sortie des moteurs.

L'application de ce principe au fonctionnement d'un moteur asynchrone est généralement désignée par "amélioration du facteur de puissance" ou "correction du facteur de puissance".

(1) Dans la coordination de type 1, un court-circuit ne doit pas occasionner de danger aux personnes ou aux installations mais le départ moteur pourra ne pas être en mesure de fonctionner ensuite sans réparation ou remplacement de pièces.

Dans la coordination de type 2, un court-circuit ne doit pas occasionner de danger aux personnes ou aux installations et le départ moteur doit être en mesure de fonctionner ensuite sans réparation ou remplacement de pièces. Cependant le risque de soudure des contacts est admis.

Comme développé dans le chapitre L, la puissance apparente (kVA) consommée par un moteur asynchrone peut être significativement réduite par la mise en parallèle d'une batterie de condensateurs à ses bornes. La réduction de la puissance apparente consommée, kVA entrée, signifie une réduction similaire du courant absorbé (à tension constante).

La compensation de la puissance réactive est particulièrement conseillée pour des moteurs qui fonctionnent durant de longues périodes à faible charge.

Comme indiqué ci-dessus, le facteur de puissance $\cos \varphi = \frac{\text{kW entrée}}{\text{kVA entrée}}$.

De ce fait, une réduction de la puissance apparente consommée, kVA entrée, augmente (c'est à dire améliore) la valeur du facteur de puissance.

L'intensité I_a absorbée après compensation de l'énergie réactive est égale à :

$$I = I_a \frac{\cos \varphi}{\cos \varphi'}$$

où $\cos \varphi$ est le facteur de puissance avant compensation et $\cos \varphi'$ celui après compensation, I_a étant le courant initialement consommé.

La **Figure A4** ci-dessous indique, en fonction de la puissance nominale des moteurs, les intensités nominales typiques du courant moteur pour différentes valeurs de tension d'alimentation.

kW	hp	230 V	380 - 415 V	400 V	440 - 480 V	500 V	690 V
		A	A	A	A	A	A
0,18	-	1,0	-	0,6	-	0,48	0,35
0,25	-	1,5	-	0,85	-	0,68	0,49
0,37	-	1,9	-	1,1	-	0,88	0,64
-	1/2	-	1,3	-	1,1	-	-
0,55	-	2,6	-	1,5	-	1,2	0,87
-	3/4	-	1,8	-	1,6	-	-
-	1	-	2,3	-	2,1	-	-
0,75	-	3,3	-	1,9	-	1,5	1,1
1,1	-	4,7	-	2,7	-	2,2	1,6
-	1-1/2	-	3,3	-	3,0	-	-
-	2	-	4,3	-	3,4	-	-
1,5	-	6,3	-	3,6	-	2,9	2,1
2,2	-	8,5	-	4,9	-	3,9	2,8
-	3	-	6,1	-	4,8	-	-
3,0	-	11,3	-	6,5	-	5,2	3,8
3,7	-	-	-	-	-	-	-
4	-	15	9,7	8,5	7,6	6,8	4,9
5,5	-	20	-	11,5	-	9,2	6,7
-	7-1/2	-	14,0	-	11,0	-	-
-	10	-	18,0	-	14,0	-	-
7,5	-	27	-	15,5	-	12,4	8,9
11	-	38,0	-	22,0	-	17,6	12,8
-	15	-	27,0	-	21,0	-	-
-	20	-	34,0	-	27,0	-	-
15	-	51	-	29	-	23	17
18,5	-	61	-	35	-	28	21
-	25	-	44	-	34	-	-
22	-	72	-	41	-	33	24
-	30	-	51	-	40	-	-
-	40	-	66	-	52	-	-
30	-	96	-	55	-	44	32
37	-	115	-	66	-	53	39
-	50	-	83	-	65	-	-
-	60	-	103	-	77	-	-
45	-	140	-	80	-	64	47
55	-	169	-	97	-	78	57
-	75	-	128	-	96	-	-
-	100	-	165	-	124	-	-
75	-	230	-	132	-	106	77
90	-	278	-	160	-	128	93
-	125	-	208	-	156	-	-
110	-	340	-	195	-	156	113
-	150	-	240	-	180	-	-
132	-	400	-	230	-	184	134
-	200	-	320	-	240	-	-
150	-	-	-	-	-	-	-
160	-	487	-	280	-	224	162
185	-	-	-	-	-	-	-

Fig. A4 : Puissance nominale et courant nominal (suite page suivante)

kW	hp	230 V	380 - 415 V	400 V	440 - 480 V	500 V	690 V
		A	A	A	A	A	A
-	250	-	403	-	302	-	-
200	-	609	-	350	-	280	203
220	-	-	-	-	-	-	-
-	300	-	482	-	361	-	-
250	-	748	-	430	-	344	250
280	-	-	-	-	-	-	-
-	350	-	560	-	414	-	-
-	400	-	636	-	474	-	-
300	-	-	-	-	-	-	-
315	-	940	-	540	-	432	313
-	540	-	-	-	515	-	-
335	-	-	-	-	-	-	-
355	-	1061	-	610	-	488	354
-	500	-	786	-	590	-	-
375	-	-	-	-	-	-	-
400	-	1200	-	690	-	552	400
425	-	-	-	-	-	-	-
450	-	-	-	-	-	-	-
475	-	-	-	-	-	-	-
500	-	1478	-	850	-	680	493
530	-	-	-	-	-	-	-
560	-	1652	-	950	-	760	551
600	-	-	-	-	-	-	-
630	-	1844	-	1060	-	848	615
670	-	-	-	-	-	-	-
710	-	2070	-	1190	-	952	690
750	-	-	-	-	-	-	-
800	-	2340	-	1346	-	1076	780
850	-	-	-	-	-	-	-
900	-	2640	-	1518	-	1214	880
950	-	-	-	-	-	-	-
1000	-	2910	-	1673	-	1339	970

Fig. A4 : Puissance nominale et courant nominal (par tension d'alimentation)

3.2 Appareils de chauffage et lampes à incandescence normales ou à halogène

Le courant consommé par un appareil de chauffage ou une lampe à incandescence est facilement déductible de la puissance nominale P_n indiquée par le constructeur (car cos φ = 1) (voir Fig. A5).

Puissance nominale (kW)	Intensité absorbée (A)			
	mono 127 V	mono 230 V	tri 230 V	tri 400 V
0,1	0,79	0,43	0,25	0,14
0,2	1,58	0,87	0,50	0,29
0,5	3,94	2,17	1,26	0,72
1	7,9	4,35	2,51	1,44
1,5	11,8	6,52	3,77	2,17
2	15,8	8,70	5,02	2,89
2,5	19,7	10,9	6,28	3,61
3	23,6	13	7,53	4,33
3,5	27,6	15,2	8,72	5,05
4	31,5	17,4	10	5,77
4,5	35,4	19,6	11,3	6,5
5	39,4	21,7	12,6	7,22
6	47,2	26,1	15,1	8,66
7	55,1	30,4	17,6	10,1
8	63	34,8	20,1	11,5
9	71	39,1	22,6	13
10	79	43,5	25,1	14,4

Fig. A5 : Intensité absorbée par les appareils de chauffage et d'éclairage incandescent (normal ou halogène)

L'intensité du courant est donnée par :

■ dans le cas d'un réseau triphasé : $I_a = \frac{P_n}{\sqrt{3} U}^{(1)}$

■ dans le cas d'un réseau monophasé : $I_a = \frac{P_n}{U}^{(1)}$

où U est la tension aux bornes de l'appareil.

Pour une lampe, la présence de gaz halogène permet d'avoir une source lumineuse plus concentrée. Le rendement est supérieur, la durée de vie doublée.

Note : à la mise sous tension, le filament froid est à l'origine de pointes de courant intenses et brèves.

Lampes fluorescentes avec ballast

La puissance P_n (watts) indiquée sur le tube d'un éclairage à lampe fluorescente ne comprend pas la puissance absorbée par le ballast.

Le courant absorbé est en fait :

$$I_a = \frac{P_{\text{ballast}} + P_n}{U \cos \varphi}$$

où U = tension aux bornes de la lampe, complète avec son ballast.

Si les pertes du ballast ne sont pas mentionnées, une valeur de 25% de P_n peut être utilisée pour les apprécier.

Lampes fluorescentes tubulaires classiques

Avec (si aucune autre indication n'est mentionnée) :

- cos φ = 0,6 sans capacité de correction⁽²⁾ du facteur de puissance (FP),
- cos φ = 0,86 avec une correction⁽²⁾ du facteur de puissance (FP) (tube simple ou tube duo),
- cos φ = 0,96 avec un ballast électronique.

Si les pertes du ballast ne sont pas mentionnées, une valeur de 25% de P_n peut être utilisée pour les apprécier.

La **Figure A6** donne directement ces valeurs pour les différents montage de ballast.

La puissance en W indiquée sur le tube d'une lampe fluorescente ou à décharge ne comprend pas la puissance absorbée par le ballast.

Type de montage	Puissance des tubes (W) ⁽³⁾	Courant absorbé (A) en 230 V			Long. des tubes (cm)
		Ballast magnétique sans capacité de correction du FP	avec capacité de correction du FP	Ballast électronique	
Tube simple	18	0,20	0,14	0,10	60
	36	0,33	0,23	0,18	120
	58	0,50	0,36	0,28	150
Tubes duo	2 x 18		0,28	0,18	60
	2 x 36		0,46	0,35	120
	2 x 58		0,72	0,52	150

(3) Puissance en Watts indiquée sur le tube

Fig. A6 : Courants et puissances consommés pour des tubes d'éclairage fluorescents de dimensions courantes

Lampes fluorescentes compactes

Les lampes fluorescentes compactes ont les mêmes caractéristiques d'économie et de longévité que les lampes tubulaires. Elles sont utilisées dans les lieux publics éclairés en permanence (ex : couloirs, halls, bars, etc.) et se montent en lieu et place des lampes à incandescence. (cf. **Fig. A7** page suivante).

(1) I_a en ampère, U en volts, P_n en watts. Si P_n est exprimé en kW, multiplier le second membre de l'équation par 1000.

(2) L'expression "correction du facteur de puissance" fait souvent référence au terme de "compensation" dans la terminologie des tubes d'éclairage à décharge. Le cos φ est approximativement de 0,95 (le passage à zéro de la tension V et du courant I est pratiquement en phase) mais le facteur de puissance est de 0,5 du fait de la forme d'onde du courant en impulsion, le courant crête étant "en retard" à chaque demi-période.

Type de lampe	Puissance de la lampe (W)	Courant absorbé à 230 V (A)
Fluocompacte à ballast séparé	10	0.080
	18	0.110
	26	0.150
Fluocompacte à ballast intégré	8	0.075
	11	0.095
	16	0.125
	21	0.170

Fig. A7 : Courants et puissance consommés pour des lampes fluorescentes compactes (sous 230 V - 50 Hz)

Lampes à décharge

La Figure A8 indique le courant consommé par un appareil complet, y compris avec son ballast.

Ces lampes utilisent le principe de la décharge électrique dans une ampoule de verre étanche remplie de gaz ou de vapeur d'un composant métallique, à pression déterminée. Ces lampes ont des durées d'allumage importantes pendant lesquelles elles consomment un courant I_a supérieur à leur courant nominal I_n . Leur puissance et l'intensité absorbées sont données pour les différents types de lampe (valeurs indicatives pouvant varier légèrement d'un constructeur à l'autre).

Type de lampe (W)	Puissance absorbée (W) sous		Intensité absorbée I_n (A)		Allumage		Efficacité lumineuse (lumens par watt)	Durée de vie moyenne (h)	Utilisation
	230 V	400 V	FP non corrigé 230 V	FP corrigé 400 V	I_a/I_n	Durée (min)			
Lampes à vapeur de sodium à haute pression									
50	60		0,76	0,3	1,4 à 1,6	4 à 6	80 à 120	9000	<ul style="list-style-type: none"> ■ Eclairage grands halls ■ Eclairage extérieur ■ Eclairage publique
70	80		1	0,45					
100	115		1,2	0,65					
150	168		1,8	0,85					
250	274		3	1,4					
400	431		4,4	2,2					
1000	1055		10,45	4,9					
Lampes à vapeur de sodium à basse pression									
26	34,5		0,45	0,17	1,1 à 1,3	7 à 15	100 à 200	8000 à 12000	<ul style="list-style-type: none"> ■ Eclairage des autoroutes ■ Eclairage de sécurité, quai de gares ■ Plateforme, aires de stockage
36	46,5			0,22					
66	80,5			0,39					
91	105,5			0,49					
131	154			0,69					
Lampes à vapeur de mercure + halogénure métallique (aussi appelées iodures métalliques)									
70	80,5		1	0,40	1,7	3 à 5	70 à 90	6000	<ul style="list-style-type: none"> ■ Eclairage de grands espaces par projecteurs ex. : stades
150	172		1,80	0,88					
250	276		2,10	1,35					
400	425		3,40	2,15					
1000	1046		8,25	5,30					
2000	2092 2052		16,50 8,60	10,50 6					
Lampes à vapeur de mercure + substance fluorescente (ballon fluorescent)									
50	57		0,6	0,30	1,7 à 2	3 à 6	40 à 60	8000 à 12000	<ul style="list-style-type: none"> ■ Atelier de grande hauteur (halls, hangars) ■ Eclairage extérieur ■ Rendement faible⁽¹⁾
80	90		0,8	0,45					
125	141		1,15	0,70					
250	268		2,15	1,35					
400	421		3,25	2,15					
700	731		5,4	3,85					
1000	1046		8,25	5,30					
2000	2140 2080		15	11 6,1					

(1) Remplacées par lampes à vapeur de sodium,

Nota : ces lampes sont sensibles aux creux de tension. Elles s'éteignent lorsque la tension à leurs bornes est < 50 % de leur tension nominale pour ne se rallumer qu'après un temps de refroidissement de 4 minutes.

Nota : les lampes à vapeur de sodium à basse pression ont un rendement lumineux supérieur à toute autre source existante. Cependant, leur emploi est limité par le fait qu'elles émettent une lumière jaune orangé qui dégrade le rendu des couleurs.

Fig. A8 : Intensité absorbée par les lampes à décharge

Afin de concevoir une installation, il est nécessaire d'estimer le plus justement possible la puissance maximale (puissance d'utilisation) que devra fournir le distributeur d'énergie.

Baser le calcul de la puissance d'utilisation simplement sur la somme arithmétique des puissances de tous les récepteurs installés existants conduirait à des résultats économiquement extraordinairement surévalués et serait en terme d'ingénierie d'une mauvaise pratique.

L'objet de ce chapitre est de fournir une méthodologie pour l'estimation de la puissance d'utilisation. Il est nécessaire, pour cette estimation, d'évaluer quelques facteurs prenant en compte :

- la diversité (le non fonctionnement simultané de tous les récepteurs pour un groupe donné),
- le niveau d'utilisation réel des récepteurs installés (par exemple un moteur électrique n'est généralement pas utilisé à sa pleine capacité de charge, etc.),
- le niveau d'utilisation prévisionnel des récepteurs installés et des extensions de charges possibles.

Les valeurs données sont basées sur l'expérience et sur des enregistrements réalisés sur des installations existantes. En plus de fournir une base de données pour le calcul de l'installation de chaque circuit, la méthodologie proposée permet, à partir de ces calculs de base, de fournir une valeur globale pour la puissance d'utilisation de l'installation, sur laquelle peut être spécifié le cahier des charges du système de fourniture en énergie (réseaux de distribution, transformateur MT/BT, ou groupe électrogène).

4.1 Puissance installée (kW)

Ne pas confondre la puissance installée (cf. § 4.1 ci-contre) et la puissance d'utilisation (cf. § 4.3 page suivante).

La puissance installée (kW) est la somme des puissances nominales de tous les récepteurs de l'installation.

L'indication de la puissance nominale (P_n) est marquée sur la plupart des appareils et équipements électriques. En pratique, la puissance nominale n'est pas toujours la puissance réellement consommée par le récepteur. Par exemple, dans le cas :

- d'un moteur électrique, la puissance nominale correspond à la puissance de sortie sur son arbre. La puissance d'entrée consommée est évidemment plus importante,
- de lampes fluorescentes et de lampes à décharge, qui ont un ballast stabilisateur, la puissance nominale indiquée sur la lampe (qui est celle consommée par la lampe seule) est inférieure à la puissance consommée par la lampe et son ballast.

Les méthodes d'évaluation des consommations réelles de puissance pour les moteurs et les appareils d'éclairage sont décrites dans la Section 3 de ce chapitre.

La puissance installée (kW) est la donnée significative pour le choix du dimensionnement d'un groupe électrogène ou de batteries et quand des exigences de fonctionnement uni horaire sont à considérer.

4.2 Puissance absorbée P_a (kVA)

La puissance (apparente) absorbée P_a par une charge (qui peut être un simple appareil) est obtenue à partir de sa puissance nominale (corrigée si nécessaire, comme indiqué ci-dessus pour les appareils d'éclairage, etc.) et de l'application des coefficients suivants :

η = rendement unitaire = kW sortie/kW entrée

$\cos \varphi$ = facteur de puissance = kW entrée/kVA entrée

La puissance apparente consommée de la charge

$$P_a = P_n / (\eta \times \cos \varphi)$$

De cette valeur se déduit le courant pleine charge absorbé $I_a^{(1)}$:

- $$I_a = \frac{P_a \times 10^3}{V}$$

pour une charge monophasée connectée entre phase et neutre

- $$I_a = \frac{P_a \times 10^3}{\sqrt{3} \times U}$$

pour une charge triphasée :

V = tension phase-neutre (volts)

U = tension phase-phase (volts)

(1) Pour une plus grande précision, les facteurs d'un maximum d'utilisation doivent être pris en compte comme expliqué page suivante en 4.3.

La puissance absorbée (puissance apparente installée) est souvent supposée être la somme arithmétique des puissances apparentes de chaque récepteur (cette sommation est exacte si toutes les charges ont le même facteur de puissance). Cependant, il est souvent fait une simple sommation arithmétique pour des raisons pratiques. De fait, la valeur de la puissance apparente obtenue est supérieure à la valeur de la puissance absorbée, la différence représente une "marge sur conception" acceptable.

Quand les caractéristiques de quelques ou de tous les récepteurs ne sont pas connues, les valeurs indiquées sur la **Figure A9** peuvent être utilisées pour estimer très approximativement les VA consommés (les charges individuelles sont généralement trop petites pour être exprimées en kVA ou en kW). Pour les appareils d'éclairage, les estimations sont basées sur une surface au sol de 500 m².

Eclairage fluorescent (compensé à cos $\phi = 0,86$)		
Type d'exploitation	Puissance estimée (VA/m ²) tube fluorescent avec réflecteur industriel ⁽¹⁾	Eclairage moyen (lux = lm/m ²)
Voies de circulation, aires de stockage, sans travail continu	7	150
Gros travaux : fabrication/ assemblages de grosses pièces	14	300
Travaux courants : travail de bureau	24	500
Travaux fins : bureaux de dessins, ateliers de montage de précision	41	800
Force motrice		
Type d'exploitation	Puissance estimée (VA/m ²)	
Centrale de pompage air comprimé	3 à 6	
Ventilation des locaux	23	
Chauffage électrique par convecteur :		
maison individuelle	115 à 146	
appartement	90	
Bureaux	25	
Atelier d'expédition	50	
Atelier de montage	70	
Atelier d'usinage	300	
Atelier de peinture	350	
Atelier de traitement thermique	700	

(1) Exemple : tube 65 W (ballast non compris), flux 5100 lumens (lm), efficacité lumineuse du tube = 78,5 lm / W.

Fig. A9 : Estimation des puissances installées

Les récepteurs ne fonctionnent pas tous ni en même temps ni à pleine charge : des facteurs de simultanéité (k_s) et d'utilisation (k_u) permettent de calculer la puissance d'utilisation (kVA). La puissance d'utilisation sert à dimensionner l'installation pour la souscription du contrat de fourniture d'énergie électrique.

4.3 Puissance d'utilisation P_u (kVA)

De fait les récepteurs ne fonctionnent pas tous ni en même temps ni à pleine charge : des facteurs de simultanéité (k_s) et d'utilisation (k_u) permettant de pondérer la puissance apparente maximale réellement absorbée par chaque récepteur et groupes de récepteurs.

La puissance d'utilisation P_u (kVA) est la somme arithmétique de ces puissances apparentes valorisées.

La puissance d'utilisation P_u est la donnée significative pour la souscription d'un contrat de fourniture en énergie électrique à partir d'un réseau public BT ou MT (et dans ce cas, pour dimensionner le transformateur MT/BT).

Facteur d'utilisation maximale (k_u)

Le régime de fonctionnement normal d'un récepteur peut être tel que sa puissance utilisée soit inférieure à sa puissance nominale installée, d'où la notion de facteur d'utilisation.

Le facteur d'utilisation s'applique individuellement à chaque récepteur.

Ceci se vérifie pour des équipements comportant des moteurs susceptibles de fonctionner en dessous de leur pleine charge.

Dans une installation industrielle, ce facteur peut être estimé en moyenne à 0,75 pour les moteurs.

Pour l'éclairage et le chauffage, il sera toujours égal à 1.

Pour les prises de courant, tout dépend de leur destination.

Facteur de simultanéité (ks)

Tous les récepteurs installés ne fonctionnent pas simultanément. C'est pourquoi il est permis d'appliquer aux différents ensembles de récepteurs (ou de circuits) des facteurs de simultanéité.

Le facteur de simultanéité s'applique à chaque regroupement de récepteurs (exemple au niveau d'un tableau terminal, d'un tableau divisionnaire, d'une armoire...).

La détermination de ces facteurs de simultanéité implique la connaissance détaillée de l'installation et de ses conditions d'exploitation. Des valeurs précises applicables à tous les cas ne peuvent donc pas être précisées.

Cependant les normes NF C 14-100, NF C 63-410 et le guide UTE C 15-105 donnent des indications sur ce facteur.

Facteur de simultanéité pour un immeuble

Quelques valeurs typiques sont indiquées en **Figure A10** et sont applicables aux abonnés domestiques alimentés en triphasé 4 fils 230/400V.

Dans le cas d'abonnés utilisant le chauffage électrique par accumulation, le facteur conseillé est de 0,8 quel que soit le nombre d'abonnés.

Nombre d'abonnés situés en aval	Facteur de simultanéité (ks)
2 à 4	1
5 à 9	0,78
10 à 14	0,63
15 à 19	0,53
20 à 24	0,49
25 à 29	0,46
30 à 34	0,44
35 à 39	0,42
40 à 49	0,41
50 et au-dessus	0,38

Fig. A10 : Facteur de simultanéité dans un immeuble d'habitation

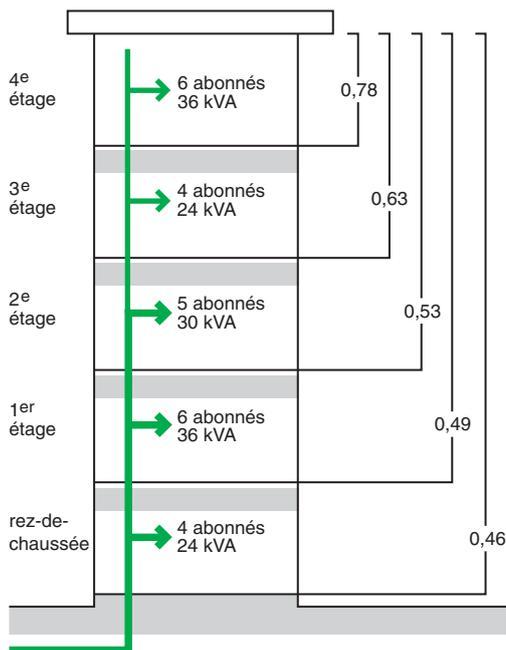


Fig. A11 : Application du facteur de simultanéité (ks) à un immeuble de 4 étages + rez-de-chaussée (correspondant à la norme NF C 14-100)

Exemple (cf. Fig. A11) :

Immeuble 4 étages + rez-de-chaussée, 25 abonnés de 6 kVA chacun. Pour une puissance installée de 36 + 24 + 30 + 36 + 24 soit 150 kVA, la puissance nécessaire est de : $150 \times 0,46 = 69 \text{ kVA}$.

A partir du tableau reproduit en Figure A10, il est possible de déterminer l'intensité I des différentes parties de la canalisation collective. Pour les colonnes alimentées à leur partie inférieure, la section des conducteurs peut décroître depuis le pied jusqu'au sommet.

Ces changements de section doivent être espacés d'au moins 3 étages.

Dans notre exemple, I au rez-de-chaussée est de :

$$\frac{150 \times 0,46 \times 10^3}{400 \sqrt{3}} = 100 \text{ A}$$

Is au 3e étage est de :

$$\frac{(36 + 24) \times 0,63 \times 10^3}{400 \sqrt{3}} = 55 \text{ A}$$

Facteur de simultanéité pour les armoires de distribution

La **Figure A12** indique des valeurs estimées de ks pour un tableau de distribution alimentant un nombre de circuits pour lesquels il n'y a aucune information sur la manière dont la charge totale est répartie entre eux.

Si l'armoire est composée principalement de circuits d'éclairage, il est prudent de majorer ces facteurs.

Nombre de circuits	Facteur de simultanéité (ks)
Ensembles entièrement testés	
2 et 3	0,9
4 et 5	0,8
6 à 9	0,7
10 et plus	0,6
Ensembles partiellement testés	
choisir dans tous les cas	1,0

Fig. A12 : Facteur de simultanéité pour armoire de distribution (CEI 60439 et NF C 63-410)

Facteur de simultanéité en fonction de l'utilisation

La **Figure A13** indique les valeurs du facteur ks pouvant être utilisées sur des circuits alimentant des types de charges les plus courantes.

Utilisation	Facteur de simultanéité (ks)	
Eclairage	1	
Chauffage et conditionnement d'air	1	
Prises de courant	0,1 à 0,2 ⁽¹⁾	
Ascenseur et monte-charge ⁽²⁾	■ Pour le moteur le plus puissant	1
	■ Pour le moteur suivant	0,75
	■ Pour les autres	0,60

(1) Dans certains cas, notamment les installations industrielles, ce facteur peut être plus élevé.

(2) Le courant à prendre en considération est égal au courant nominal du moteur, majoré du tiers du courant de démarrage.

Fig. A13 : Facteur de simultanéité en fonction de l'utilisation (CEI 60439 et NF C 63-410)

Facteur de diversité

Le facteur de diversité, tel que défini par les normes CEI, est identique au facteur de simultanéité (ks) de ce guide, tel que décrit en 4.3. Dans certains pays anglosaxons, cependant, le facteur de diversité est l'inverse de ks de ce fait il est toujours ≥ 1 .

4.4 Exemple d'application des facteurs ku et ks

La **Figure A14** sur la page suivante montre un exemple d'estimation de la valeur de la puissance d'utilisation à tous les niveaux d'une installation, à partir des charges jusqu'au point d'alimentation.

Dans cet exemple, à la somme des puissances absorbées de 126,6 kVA correspond une puissance d'utilisation aux bornes du transformateur de 58 kVA seulement.

Note : pour la détermination des canalisations, le courant d'emploi découle directement de la puissance d'utilisation en triphasé :

$$I = \frac{kVA \times 10^3}{U \sqrt{3}}$$

où kVA est la valeur de la puissance d'utilisation triphasée indiquée sur le diagramme pour le circuit concerné et U est la tension phase-phase (en volts).

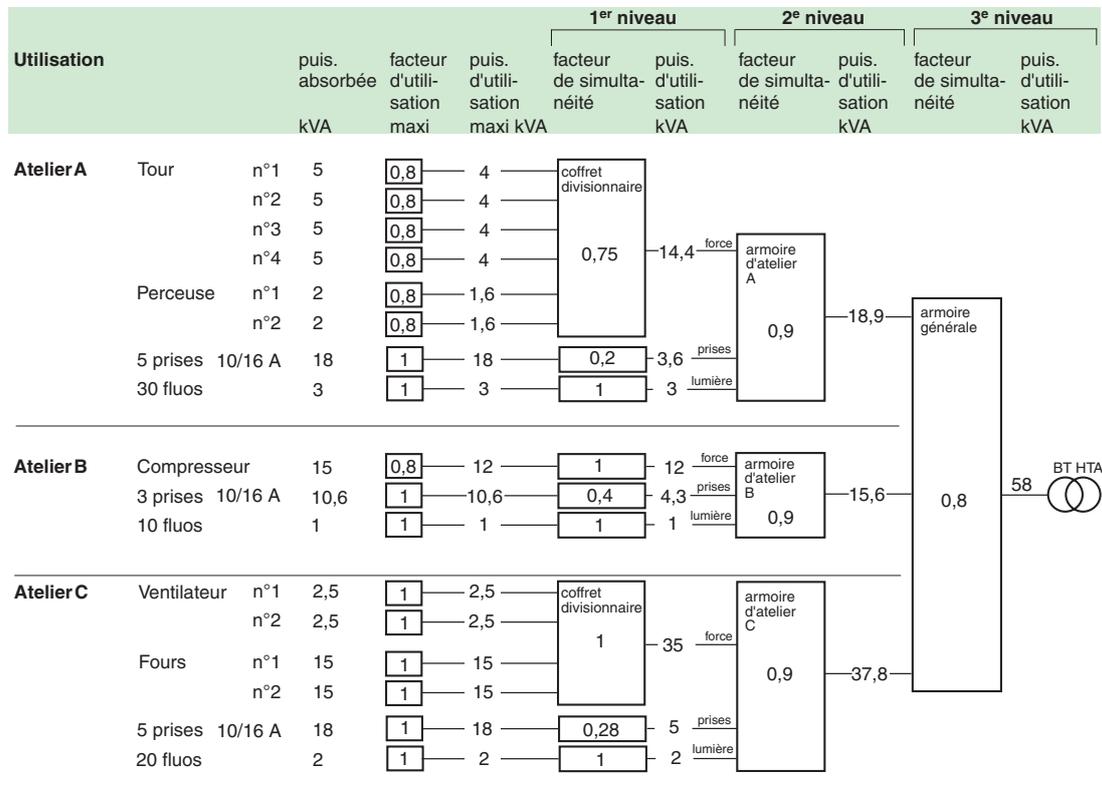


Fig A14 : Exemple d'estimation des puissances (les facteurs utilisés à titre d'exemple n'ont qu'une valeur indicative)

4.5 Choix de la puissance nominale du transformateur

Quand une installation doit être alimentée par un transformateur MT/BT et que la puissance d'utilisation de l'installation a été déterminée, un dimensionnement approprié du transformateur peut être déterminé en tenant compte (cf Fig. A15) :

- des possibilités d'amélioration du facteur de puissance de l'installation (cf chap.L),
- des extensions prévisibles de l'installation,
- des contraintes d'installation (température...),
- et des puissances nominales existantes.

Puissance apparente kVA	In (A)	
	230 V	400 V
100	244	141
160	390	225
250	609	352
315	767	444
400	974	563
500	1218	704
630	1535	887
800	1949	1127
1000	2436	1408
1250	3045	1760
1600	3898	2253
2000	4872	2816
2500	6090	3520
3150	7673	4436

Fig. A15 : Puissances apparentes normalisées des transformateurs MT/BT triphasés et intensités nominales correspondantes

L'intensité nominale du transformateur triphasé s'obtient à partir de sa puissance P et de la tension secondaire à vide par :

$$I_n = \frac{P \times 10^3}{U \sqrt{3}}$$

avec

- P : puissance du transformateur en kVA,
- U : tension secondaire à vide (237 ou 410 V),
- In en ampères.

En monophasé :

$$I_n = \frac{P \times 10^3}{V}$$

avec

- V = tension entre les bornes BT à vide (en volts)

Formules simplifiées :

- pour 400 V (en charge triphasé) : $I_n = P \text{ (kVA)} \times 1,4$

Les normes pour les transformateurs de puissance sont les normes internationales CEI 60076, 60551 et 60726 et les normes françaises NFC 52-100, 52-161 et 52-726.

4.6 Quelle source choisir ?

L'importance de maintenir une continuité de fourniture de l'énergie soulève la question de l'utilisation d'une alimentation de remplacement. Le choix et les caractéristiques de ces alimentations sont décrits au chapitre D.

Pour la source principale, il reste à faire le choix de l'alimentation par un réseau moyenne tension ou par un réseau basse tension.

En pratique, le raccordement à un réseau MT peut être nécessaire lorsque les puissances absorbées par les récepteurs excèdent (ou éventuellement sont prévues d'excéder) une certaine valeur - généralement égale à 250 kVA - ou, si la qualité de service recherchée est incompatible, avec une fourniture basse tension.

Toutefois si l'installation risque de perturber le réseau de distribution publique, le distributeur peut orienter l'exploitant vers le raccordement en moyenne tension.

L'alimentation MT n'est pas sans intérêt ; en effet, l'abonné MT :

- n'est pas gêné par les autres abonnés, ce qui peut être le cas en BT,
- est libre de choisir le schéma de liaison à la terre,
- bénéficie d'une tarification plus économique,
- peut faire face à une très forte augmentation de puissance.

Il faut toutefois noter que :

- l'abonné est le propriétaire du poste MT/BT et, dans certains pays, il doit le construire et l'équiper à ses frais. Le distributeur peut dans certains cas participer à l'investissement au niveau de la ligne MT,
- souvent, une partie des coûts du raccordement peut être récupérée, par le premier abonné par exemple, si un second abonné se raccorde au réseau MT sous un certain délai par le raccordement initial du premier abonné,
- l'abonné n'a accès qu'à la cellule BT, l'accès à la partie MT étant réservé au distributeur (relevés des compteurs, manœuvres, etc.). Dans certains pays, les disjoncteurs de protection MT (ou les interrupteurs fusibles en charge) peuvent être manœuvrés par l'abonné,
- le type de poste et son emplacement sont choisis en accord avec le distributeur.

Chapitre B

Raccordement au réseau de distribution publique MT

B1

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

Nota :

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

1 L'alimentation en moyenne tension

B2

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

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

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

On distingue ainsi :

- le réseau public de transport HTB, composé des lignes de tension en général de 63, 225, 400 kV (parfois 90 ou 150 kV) pour le transport de quantités importantes d'énergie sur de grandes distances. Depuis la libéralisation du marché de l'électricité il est géré par RTE (Réseau de Transport d'Electricité).
 - les réseaux publics de distribution HTA, le plus souvent en 20 kV (encore parfois 15 kV et quelques réseaux 33 kV) qui desservent l'échelon local. Ces réseaux sont gérés par des sociétés gestionnaires de réseau de distribution (GRD) comme ERDF (Electricité Réseau Distribution France) et des régies locales.
- Le raccordement d'un utilisateur au réseau HTA se fait pour des besoins de puissance supérieurs à 250 kW. Le contrat de fourniture peut être passé avec le GRD ou un fournisseur utilisant les lignes de ce dernier.
Le réseau HTA est triphasé (trois fils conducteurs ou phases).

Les principales caractéristiques de l'alimentation en MT sont :

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

1.1 Caractéristiques de l'alimentation par réseau moyenne tension

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

Caractéristiques d'alimentation HTA en France

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

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

La structure d'un raccordement au réseau HTA dépend :

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

Tension nominale (cf. Fig. B1)

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

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

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

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

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

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

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

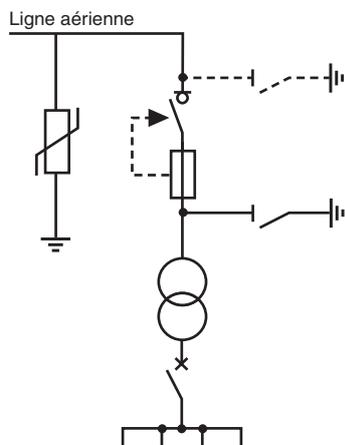


Fig. B3 : Schéma en simple dérivation (une alimentation)

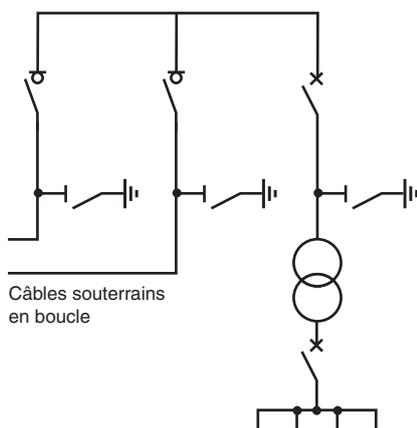


Fig. B4 : Schéma en coupure d'artère (deux alimentations). La protection du transformateur est assurée, selon les normes en vigueur, par disjoncteur ou interrupteur-fusible comme en figure B3

(1) Une boucle moyenne tension est une distribution en câbles souterrains réalisée depuis deux départs de poste MT. Ces deux départs constituent les extrémités de la boucle, et sont protégés chacun par un disjoncteur MT. En général la boucle est ouverte, c'est-à-dire divisée en deux parties (demi boucles) chacune alimentée par un départ. Pour cela les deux interrupteurs d'arrivées des postes de la boucle sont fermés, laissant circuler le courant de boucle, sauf pour un poste pour lequel un des interrupteurs est normalement ouvert, déterminant le point d'ouverture de la boucle. Un défaut sur une demi-boucle fait déclencher la protection du départ correspondant mettant hors tension tous les postes de cette demi-boucle. Après localisation du défaut du tronçon concerné, délimité par deux postes adjacents, il est possible de réalimenter ces postes par l'autre départ. Pour cela il faut reconfigurer la boucle en manoeuvrant les interrupteurs-sectionneurs de façon à déplacer le point d'ouverture au poste immédiatement en aval du défaut et ouvrir l'interrupteur du poste immédiatement en amont de celui-ci sur la boucle. Ceci permet d'isoler le tronçon en défaut et de rétablir l'alimentation de la boucle complète, ou d'une bonne partie de cette dernière si les interrupteurs manoeuvrés ne sont pas dans des postes encadrant le seul tronçon en défaut. Ces procédures peuvent être automatisées par des systèmes de localisation de défaut et de reconfiguration de boucle grâce à des interrupteurs télécommandés.

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

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

Courant assigné en service

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

Schéma des liaisons à la terre

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

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

1.2 Différents types d'alimentation MT

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

Raccordement sur un réseau radial MT : simple dérivation

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

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

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

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

Raccordement sur une boucle MT : coupure d'artère

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

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

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

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

Tous les interrupteurs et les sectionneurs de mise à la terre ont un pouvoir assigné de fermeture permettant leur fermeture sur le courant de court-circuit du réseau. Ce schéma permet à l'utilisateur de bénéficier d'une alimentation fiable à partir de deux départs MT, ce qui limite les temps d'interruption en cas de défaut ou de travaux sur le réseau du distributeur⁽¹⁾.

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

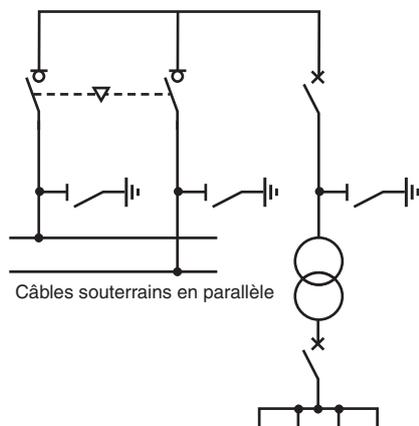


Fig. B5 : Schéma en double dérivation (deux alimentations). La protection du transformateur est assurée selon les normes locales par disjoncteur ou interrupteur-fusible comme en figure B3

Raccordement sur deux câbles MT en parallèle : double dérivation

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

La principale différence avec le poste en coupure d'artère est que les deux interrupteurs-sectionneurs sont interverrouillés de façon à ce qu'un seul d'entre eux puisse être fermé à la fois, sa fermeture interdisant celle de l'autre interrupteur.

En cas de perte de l'alimentation, l'interrupteur d'arrivée correspondant doit être ouvert et l'interverrouillage doit permettre de fermer l'interrupteur qui était ouvert. Cette séquence peut être réalisée de façon manuelle ou automatique.

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

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

1.3 Quelques aspects pratiques des réseaux de distribution MT

Réseaux aériens

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

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

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

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

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

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

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

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

1 L'alimentation en moyenne tension

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

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

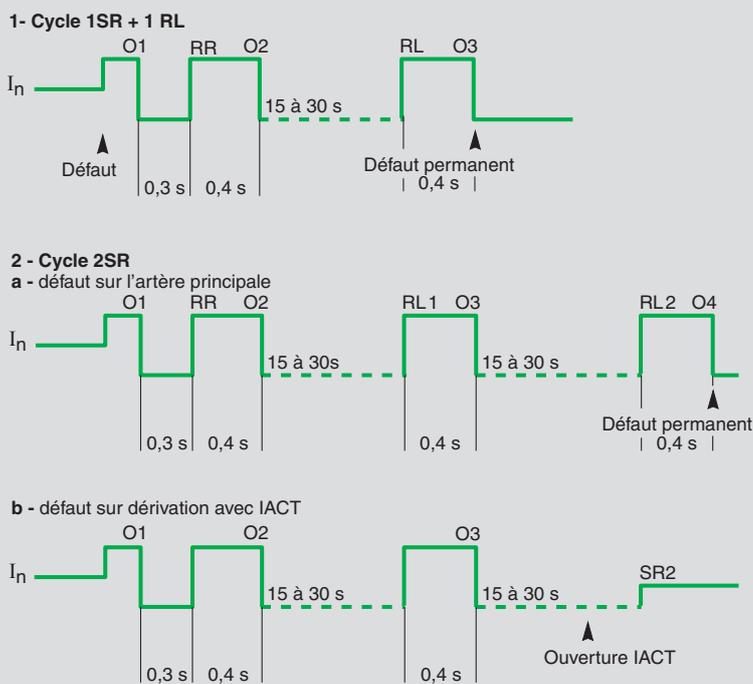


Fig. B6 : Exemple de cycles de réenclenchements automatiques du disjoncteur d'un poste source HTA

Réseaux souterrains

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

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

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

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

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

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

Téléconduite des réseaux MT

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

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

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

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

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

■ Réseaux à neutre compensé⁽¹⁾ :

- 40 A pour réseaux aéro-souterrains à forte majorité aérienne (poste ruraux). Ces postes sont mis à la terre par réactance de compensation variable, comportant une impédance de compensation variable (ICV) et un système automatique d'accord (SAA).
- 150 A pour les réseaux aéro-souterrains à forte majorité souterraine (poste péri-urbains essentiellement). Ces postes sont mis à la terre par réactance de compensation fixe.

■ Réseaux à neutre faiblement impédant⁽²⁾ :

- 300 A pour les réseaux aériens ou aéro-souterrains dont le neutre est mis à la terre par réactance faible (neutre faiblement impédant),
- 1000 A dans les réseaux souterrains.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.1 Informations préalables

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

Puissance maximale prévue

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

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

Plan de masse de l'installation précisant son emplacement

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

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

Continuité d'alimentation souhaitée

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

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

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

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

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

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

2.2 Etude de projet

A partir des renseignements précédents, le distributeur indique :

Le type d'alimentation proposé et ses caractéristiques

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

La tension nominale et le niveau d'isolement assigné

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

Le type de comptage

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

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

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

2.3 Réalisation

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

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

2.4 Mise en service

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

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

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

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

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

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

2 Réalisation d'un poste de livraison MT

B9

Lorsque le poste est en service :

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

□ en France, le distributeur doit délivrer :

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

3 Protections d'un poste de livraison MT

B10

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

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

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

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

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

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

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

3.1 Protection contre les chocs électriques

La protection contre les chocs électriques revêt essentiellement 2 aspects :

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

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

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

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

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

3 Protections d'un poste de livraison MT

B11

Protection contre les contacts directs (protection de base)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Protection contre les contacts indirects résultant des défauts d'isolement

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

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

Cas d'un défaut sur un réseau BT

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

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

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

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

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

$$R \leq 50 / I_E$$

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

Résistance des prises de terre

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

Des mesures préventives consistent essentiellement en :

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

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

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

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

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

3.2 Protection des transformateurs et des circuits

Généralités

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

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

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

Ces dispositifs peuvent être :

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

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

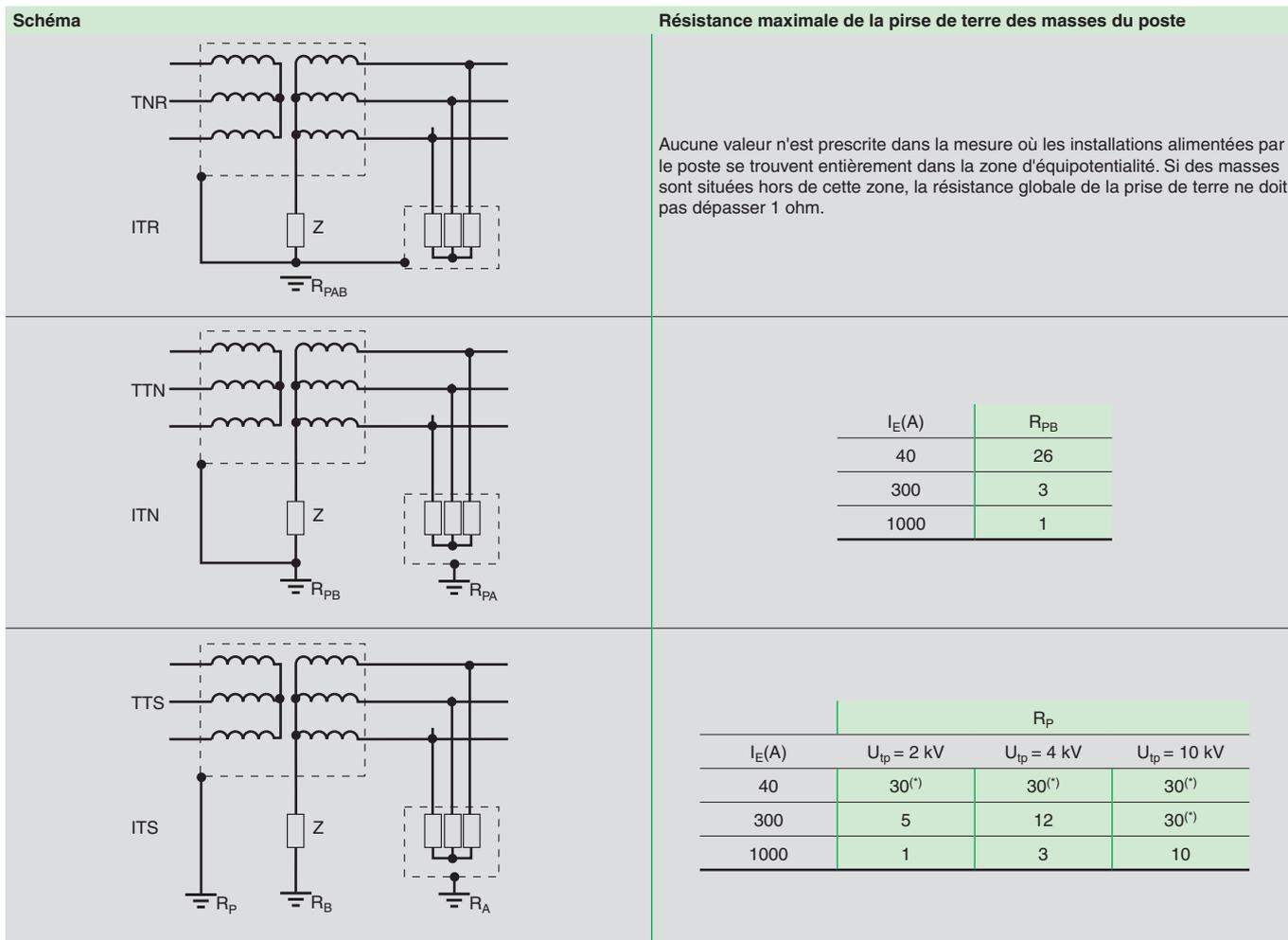
- la protection contre les surcharges,
- la protection des transformateurs,
- la protection contre les courts-circuits entre phases, soit par disjoncteur, soit par fusibles,
- la protection contre les défauts à la terre.

La protection contre ces différents défauts sera réalisée par :

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

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

3 Protections d'un poste de livraison MT



U_{tp} : tension de tenue à fréquence industrielle des matériels à basse tension du poste.
 Z : liaison directe dans les schémas TN et TT ($Z = 0$).
liaison par impédance ou isolée dans les schémas IT.
 I_E : intensité maximale du courant de premier défaut monophasé à la terre du réseau à haute tension alimentant le poste.
(*) : la valeur de la résistance de prise de terre est volontairement limitée à 30 Ω .

Fig. B7 : Résistance maximale de la prise de terre des masses du poste en fonction du schéma des liaisons à la terre du réseau (NF C 13-100 tableau de l'annexe normative 4-1 –valeurs pour réseau BT 230/400 V)

Protection des transformateurs

Contraintes dues au réseau

Des surtensions peuvent apparaître sur le réseau telles que :

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

- surtensions de manœuvres

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

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



Fig. B8 : Transformateur immergé à remplissage total



Fig. B9 : Transformateur de type sec enrobé Trihal

Contraintes dues à la charge

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

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

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

En complément de cette protection :

- les transformateurs de type «immergés» (cf. Fig B8) dans un diélectrique de refroidissement (huile minérale tirée du pétrole ou plus récemment végétale extraite des plantes) disposent fréquemment d'un thermostat à 2 seuils placés dans le diélectrique, le premier seuil servant à la signalisation, le second seuil au déclenchement.

- les transformateurs de type «sec enrobé» (cf. Fig B9) utilisent une sonde thermique PTC (coefficient de température positif) placée dans la partie la plus chaude des enroulements BT pour l'alarme et le déclenchement.

Défauts internes

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3 Protections d'un poste de livraison MT

En France la protection interne des transformateurs à remplissage total est assurée par des relais type DMCR (Dispositif de Mesure et Contrôle de Régime) ou DGPT2 (Détection de Gaz Pression et Température) conformes aux normes NF C 13-200 et NF C 17-300. Pour les transformateurs de type sec enrobés elle est assurée par des sondes de températures (ex : sondes à coefficient de température positif). La protection contre les défauts internes doit provoquer la coupure de la protection HTA en amont du transformateur. D'autre part, la norme CEI / NF EN 60076-11 définit les types de risques et les classes de comportement des transformateurs secs enrobés vis-à-vis des risques liés au feu, à l'environnement et climatiques suivant le tableau **Figure B10**. Les transformateurs secs enrobés de classe F1, E2, C2 sont exigés dans les immeubles de grande hauteur.

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

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

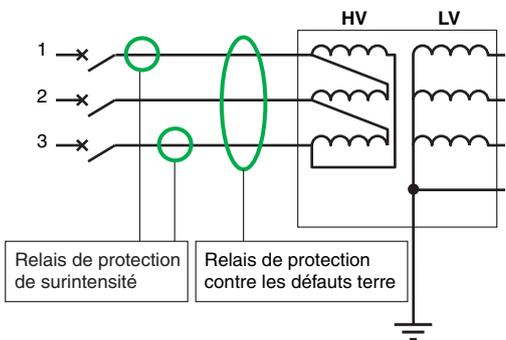


Fig. B11 : Protection contre les défauts à la terre dans les enroulements primaires

Défaut interne entre phases

Le court-circuit interne doit être détecté et éliminé par

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

Défaut interne à la terre

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

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

Protection des circuits aval

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

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

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

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

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

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

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

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

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

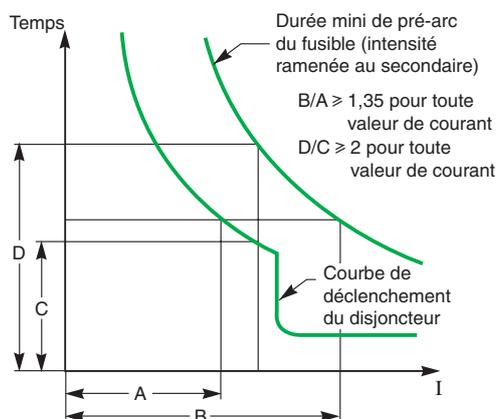


Fig. B12 : Sélectivité entre fusibles de protection amont et disjoncteur BT aval pour la protection transformateur



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

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

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

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

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

■ Afin de ne pas dégrader le fusible MT

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

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

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

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

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

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

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

■ Afin de garantir le non déclenchement du disjoncteur MT

La courbe de déclenchement du disjoncteur MT doit être :

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

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

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

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

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

Sélectivité amont-aval en France

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

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

Choix du dispositif de protection au primaire du transformateur

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

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

3 Protections d'un poste de livraison MT

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

Choix du dispositif de protection amont en France

Choix du dispositif de protection

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

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

■ le courant minimal de court-circuit (I_{ccb}) : valeur minimale du courant de court-circuit pouvant affecter l'installation HTA.

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

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

La norme NF C 13-100 précise que pour :

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

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

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

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

Protection par fusibles

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

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

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

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

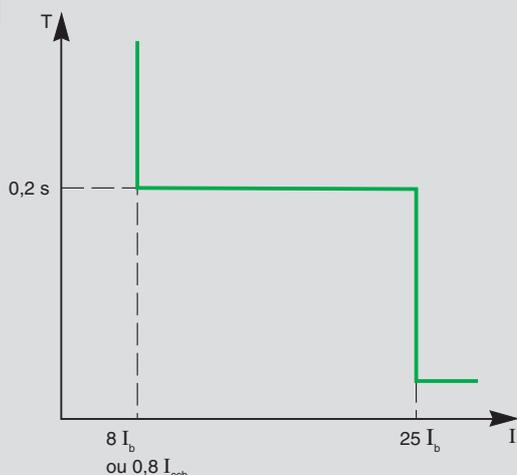


Fig. B16 : Protection par disjoncteur

Protection par disjoncteur

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

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

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

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

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

Protection contre les défauts à la terre

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

■ lorsque le transformateur (fonctionnant à la tension du réseau d'alimentation) est relié par un câble de plus de 100 mètres à l'appareil de protection amont ou,

■ lorsqu'il est fait usage d'une protection par relais indirects.

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

Réglage du relais

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

Les majorations à prendre en compte sont les suivantes :

■ coefficient 1,1

■ caractéristique du relais (en particulier : pourcentage de retour du relais)

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

p = le pourcentage du retour du relais

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

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

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

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

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

Présence d'une source autonome d'énergie

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

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

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

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

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

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

3.3 Verrouillages et séquences obligatoires de fonctionnement (consignation)

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

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

Interverrouillage de base :

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

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

Verrouillage à clés

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

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

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

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

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

Continuité de service

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

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

Verrouillages dans les postes équipés d'appareillage sous enveloppe métallique

Dans un poste de livraison MT/BT comportant :

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

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

Verrouillages de base intégrés dans les cellules (unités fonctionnelles)

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

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

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

Verrouillages et asservissements en France

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

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

Exemple pratique

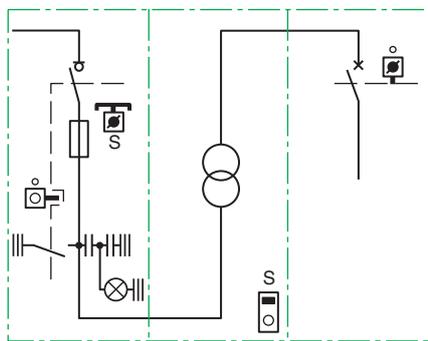
Dans un poste d'abonné à comptage BT, le schéma d'interverrouillages le plus couramment utilisé est celui MT/BT/TR (moyenne tension/basse tension/transformateur).

Le but de cet interverrouillage est :

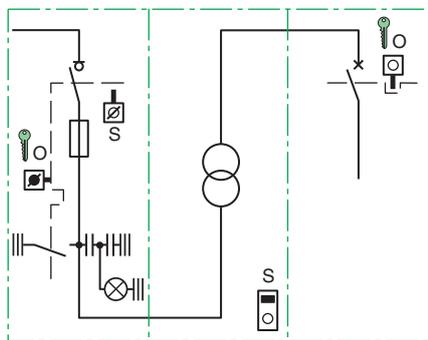
- d'empêcher l'accès au compartiment transformateur si le sectionneur de terre n'a pas été précédemment fermé
- d'empêcher la fermeture du sectionneur de terre dans le tableau de protection du transformateur si le disjoncteur BT du transformateur n'a pas été précédemment verrouillé en position «ouvert»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

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

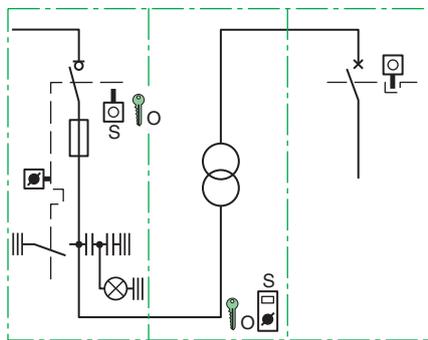
3 Protections d'un poste de livraison MT



Interrupteur et disjoncteur MT fermés (transformateur sous tension)



Accès aux fusibles MT



Accès aux bornes du transformateur

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

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

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

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

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

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

Conditions initiales

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

Etape 1

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

Etape 2

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

Etape 3

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

Etape 4

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

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

Etape 5

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

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

Le résultat de la procédure précédente est :

- L'interrupteur MT est verrouillé en position «ouvert».
 - La clef «S» est prisonnière dans la boîte de verrouillage des prises du transformateur tant que les prises MT sont accessibles (exposées au contact).
 - Le sectionneur de terre MT est en position «fermé» mais n'est pas verrouillé, c'est-à-dire il peut être ouvert ou fermé, ce qui permet, par ouverture, des essais sur les têtes de câbles. Toutefois, lors de travaux de maintenance, un cadenas est généralement utilisé pour verrouiller le sectionneur de terre en position «fermé», la clef du cadenas étant détenue par le responsable des travaux de maintenance.
 - Le disjoncteur BT est verrouillé en position «ouvert» par la clef «O» qui est prisonnière du fait que le sectionneur de terre MT est en position «fermé».
 - L'accès au transformateur, isolé et mis à la terre, est parfaitement sécurisé.
- Il faut noter que les bornes de connexion amont de l'interrupteur-sectionneur peuvent rester sous tension dans la procédure décrite ci-dessus du fait que celles-ci sont situées dans un compartiment séparé et non accessible dans le cas de l'appareillage de l'exemple ci-dessus. Toute autre solution technique où il existe des bornes de connexion exposées au contact dans des compartiments accessibles, nécessiterait d'autres mises hors tension et des interverrouillages supplémentaires.

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

4 Le poste de livraison à comptage BT

B22

Un poste de livraison à comptage BT est une installation électrique raccordée à un réseau de distribution publique sous une tension nominale de 1 à 35 kV comprenant un seul transformateur MT/BT dont la puissance est en général inférieure ou égale à 1250 kVA.

4.1 Généralités

En France la norme NF C 13-100 définit le poste HTA à comptage BT par :

- une tension 1 à 33 kV (valeur usuelle 20 kV),
- un seul transformateur,
- courant secondaire assigné est au plus égal à 2000 A (soit en pratique une puissance maximale $P_{max} \leq 1250$ kVA).

La valeur maximale 2000 A impose en pratique, selon les tensions, de se limiter à une puissance maximale normalisée du transformateur de :

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

Fonctions

Le poste de livraison

L'ensemble des matériels du poste est rassemblé dans une même enceinte, soit à l'intérieur d'un bâtiment existant, soit sous forme d'un poste préfabriqué installé à l'extérieur.

Raccordement au réseau MT

Le raccordement au réseau se fait :

- soit directement en antenne (simple dérivation),
- soit par l'intermédiaire de 2 interrupteurs dans un réseau en boucle (coupure d'artère),
- soit par 2 interrupteurs verrouillés mécaniquement dans un réseau en double dérivation.

Transformateur

Le transformateur peut être de plusieurs types :

- immergé dans l'huile minérale si l'emplacement du poste le permet,
- de type sec enrobé et moulé sous vide pour les installations dans certains types de locaux, en fonction de la législation locale. (ex : immeubles de grande hauteur, locaux recevant du public...).

Comptage

Le comptage en BT permet l'utilisation de transformateurs de mesure économiques et peu encombrants. Les pertes du transformateur ne sont pas comptées, mais le tarif appliqué par le distributeur est établi en conséquence.

Distribution BT

Un disjoncteur général BT assurant l'isolement et comportant les interverrouillages requis

- alimente un tableau, généralement simple,
- protège le transformateur contre les surcharges et les circuits BT contre les courts-circuits coté basse tension.

En France la norme NF C 13 100 exige que ce disjoncteur soit à coupure visible.

Schéma unifilaire

Le schéma de la page suivante (**Figure B18**) représente

- les fonctions raccords au réseau qui peuvent être de 4 types :
 - en antenne ou simple dérivation,
 - en antenne provisoire (transformable en boucle),
 - en double dérivation,
 - en boucle ou coupure d'artère,
- les fonctions protections MT et transformation MT/BT,
- la fonction comptage BT et sectionnement général BT
- la fonction protection et distribution BT,
- les zones accessibles aux différents intervenants.

■ les zones d'application des normes NF C 13-100 et NF C 15-100, qui se recouvrent partiellement,

4 Le poste de livraison à comptage BT

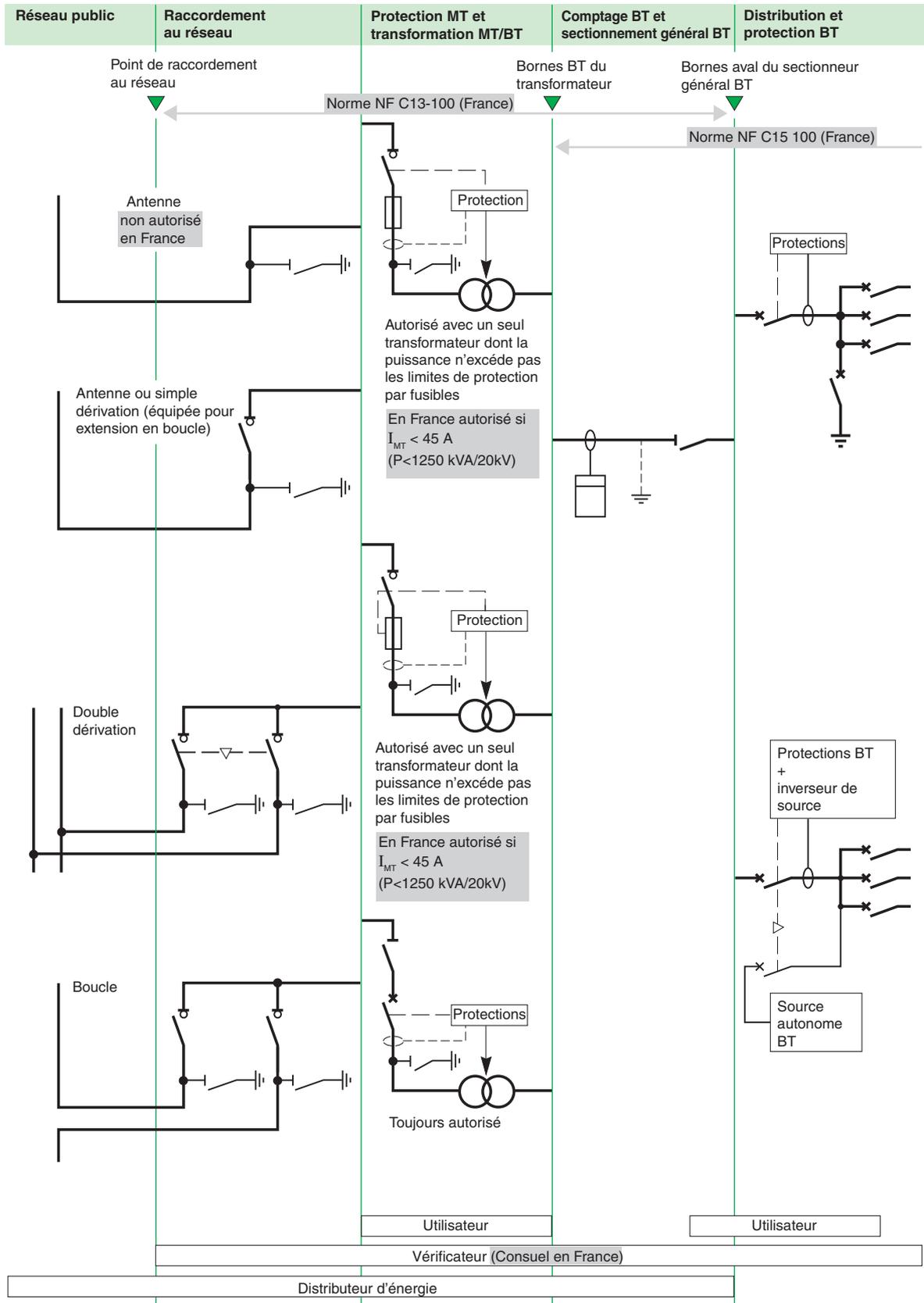


Fig. B18 : Poste de livraison à comptage BT

4.2 Choix des équipements MT

Normes et spécifications

L'appareillage et les équipements seront conformes aux normes internationales suivantes :

CEI 62271-1, 62271-200, 60265-1, 62271-102, 62271-100, 62271-105

Des règlements locaux peuvent aussi exiger la conformité avec des normes nationales comme :

- France : UTE
- Royaume Uni : BS
- Allemagne : VDE
- USA : ANSI

Normes et spécifications pour la France

Les équipements HTA doivent répondre aux normes suivantes, rendues applicables par décret :

- UTE NF C 13-100, 13-200, 64-400 pour les cellules
- autres normes spécifiques à chaque appareillage, en particulier, NF C 64-160 pour la coupure pleinement apparente.

Par ailleurs, l'accord du distributeur d'énergie impose généralement la conformité à certaines spécifications propres.

Choix du type de matériel

Un poste peut être réalisé, en fonction des normes et habitudes locales à partir :

- de cellules modulaires, qui permettent de répondre à tous les types de schémas ainsi qu'à des extensions ultérieures en prévoyant la place nécessaire,
- d'ensembles compacts type Ring Main Unit, lorsque l'alimentation se fait en boucle (ensemble monobloc 3 fonctions) en particulier en cas
- de conditions climatiques et/ou de pollutions très sévères (isolement intégral),
- d'insuffisance de place pour une solution modulaire.

Matériel utilisés en France

Les équipements HTA sont en général des cellules modulaires, par exemple du type gamme SM6 Schneider Electric. Le RM6 (appareil «tout SF6» à fonctions intégrées) est utilisable sur des réseaux en boucle pour des cas d'environnement sévère.

Cellules compartimentées sous enveloppe métallique

Norme CEI 62271-200

La norme CEI 62271-200 spécifie les «appareillages sous enveloppe métallique pour courant alternatif de tensions assignées supérieures à 1 kV et inférieures ou égales à 52 kV».

Cette norme définit notamment :

- Le type d'appareillage :
 - AIS (Air Insulated Switchgear) – à isolement dans l'air
 - GIS (Gaz Insulated Switchgear) – à isolement dans un gaz.
- Les unités fonctionnelles : «partie d'un appareillage sous enveloppe métallique comprenant tous les matériels des circuits principaux et des circuits auxiliaires qui concourent à l'exécution d'une seule fonction», qui correspond en général à une cellule
- Les compartiments : «partie d'un appareillage sous enveloppe métallique fermée, à l'exception des ouvertures nécessaires à l'interconnexion, à la commande ou à la ventilation». Le constructeur définit le nombre et le contenu des compartiments (ex : jeu de barres, câbles, appareillage...), qui peuvent contenir de l'appareillage de type :
 - fixe,
 - débrochable.
- L'accessibilité de chaque compartiment :
 - contrôlée par verrouillage ou selon procédures, pour les compartiments pouvant être ouverts en exploitation normale,
 - par outillage, pour les compartiments ne devant pas être ouverts en exploitation normale,
 - non accessible, pour les compartiments ne devant pas être ouverts.
- La catégorie de perte de continuité de service LSC (Loss of Service Continuity), qui définit la possibilité de maintenir sous tension d'autres compartiment quand un compartiment est ouvert.
 - LSC1, lorsque cette ouverture nécessite la mise hors tension des autres unités fonctionnelles.
 - LSC2 A lorsque les autres unités fonctionnelles peuvent rester sous tension.
 - LSC2 B lorsque les autres unités fonctionnelles et tous les compartiments câbles peuvent rester sous tension.

4 Le poste de livraison à comptage BT

- La classe de cloisonnement (Partition Class) entre parties sous tension et compartiment ouvert, par le type de cloison «partie d'un appareillage sous enveloppe métallique séparant un compartiment d'une autre compartiment»
- PM : cloisons métalliques,
- PI : cloisons isolantes.

Cellules pour les postes HTA/BT ou HTA/HTA en France

Les cellules utilisées, par exemple la gamme SM6 de Schneider Electric, sont vis-à-vis de la norme CEI 62271-200 de type :

- AIS avec isolement dans l'air,
- à compartiments équipés d'un appareillage fixe,
- catégorie de perte de continuité de service LSC2A,
- classe de cloisonnement PI.

Les cellules modulaires type SM6 procurent :

- la sécurité d'exploitation,
- la réduction d'encombrement,
- une grande souplesse d'adaptation et des extensions aisées,
- une maintenance réduite.

Chaque cellule comporte 3 compartiments :

- appareillage : interrupteur-sectionneur isolé dans un carter en résine-epoxy rempli de SF6 et scellé à vie
 - raccords : par câbles sur plages du carter de l'interrupteur (possibilité d'installation sur socle, sans génie civil)
 - jeu de barres : modulaire, permettant une extension à volonté des tableaux
- Un capot de commande peut contenir (sans saillie) un automatisme de commande et du relaying. Un caisson complémentaire supérieur peut être ajouté si nécessaire. Les raccords sont réalisés à l'intérieur d'un compartiment raccordement câbles situé en face avant, accessibles en retirant un panneau d'accès. Les cellules sont raccordées électriquement entre elles par un jeu de barres préfabriqué.

La mise en place se fait sur le site en respectant les instructions de montage.

L'exploitation est simplifiée par le regroupement de toutes les commandes sur un plastron frontal.

L'interrupteur-sectionneur SM6 (cf. **Fig. B19**) répond au critère de coupure pleinement apparente suivant par la norme CEI 62 271-102 et la norme NF C 64-160 grâce à l'indicateur de position reflétant fidèlement la position des contacts.

Les cellules intègrent les verrouillages de base spécifiés dans la norme CEI 62271-200 :

- la fermeture de l'interrupteur n'est possible que si le sectionneur de terre est ouvert, et si le panneau d'accès aux raccords est en place.
- la fermeture du sectionneur de terre n'est possible que si l'appareil fonctionnel est ouvert.
- l'ouverture du panneau d'accès aux raccords câbles, qui est le seul compartiment accessible à l'utilisateur lors de l'exploitation, est sécurisé par plusieurs autres interverrouillages :

- l'ouverture du panneau n'est possible que si le sectionneur de terre est fermé,
- l'interrupteur-sectionneur est verrouillé en position ouvert lors de l'accès.

L'ouverture du sectionneur de terre est alors possible, par exemple pour des essais sur les têtes de câbles.

Ces fonctionnalités permettent, lors de l'ouverture d'un panneau d'accès aux raccords câbles d'une cellule, de conserver le jeu de barres et les câbles des autres cellules sous tension et en exploitation (catégorie de perte de continuité de service LSC2A).

Outre les verrouillages fonctionnels définis ci-dessus, chaque cellule comporte :

- des dispositifs de cadenassage prévus par construction
- des aménagements destinés à recevoir chacun une serrure pour des interverrouillages éventuels.

Les manœuvres sont faciles et sécurisées

- Organes nécessaires aux manœuvres regroupés sur une platine fonctionnelle et claire.
- Levier de fermeture commun à toutes les cellules (sauf disjoncteurs).
- Faible effort de manoeuvre du levier.
- Ouverture ou fermeture de l'appareil par levier ou par bouton-poussoir pour les interrupteurs automatiques.



Fig. B19 : Cellule interrupteur sectionneur SM6

4.3 Choix de la cellule de protection du transformateur MT/BT

Trois types de cellules MT sont généralement utilisés pour protéger le transformateur du poste :

- Interrupteur et fusibles associés, la fusion d'un fusible n'agissant pas sur l'interrupteur (ex : cellule PM de la gamme SM6),
- combiné interrupteur-fusibles, la fusion d'un fusible⁽¹⁾ déclenchant l'interrupteur (ex : cellule QM de la gamme SM6),
- disjoncteur (ex : cellule DM de la gamme SM6).

Sept paramètres vont influencer sur le choix optimal :

- la valeur du courant primaire,
- le type d'isolant du transformateur,
- l'installation du poste par rapport au local principal,
- la position du poste par rapport aux charges,
- la puissance en kVA du transformateur,
- la distance des cellules au transformateur,
- l'utilisation de relais de protection séparés (par opposition à relais directs à bobine agissant directement sur le déclencheur).

Choix de la cellule de protection du transformateur en comptage BT en France

Le dispositif de protection HTA est défini par la norme NF C 13-100 (voir page B17). Un poste HTA à comptage BT comporte un seul transformateur de courant secondaire < 2000 A (voir page B22).

- Le courant de base vérifie ainsi toujours, en 20 kV, la condition $I_B < 45$ A, de sorte que la protection peut être assurée (NF C 13-100 § 433), soit par des fusibles, soit par un disjoncteur. Ce dernier est préférable, avec l'accord du distributeur, s'il est prévu dans l'avenir une augmentation de la puissance du poste.
- Si une source autonome d'énergie électrique peut fonctionner en parallèle avec le réseau du distributeur il faut opter pour une protection par disjoncteur.

La norme NF C 13-100 impose d'autre part en comptage BT :

■ une protection du transformateur contre les défauts internes provoquant l'ouverture du dispositif de protection HTA :

□ pour les transformateurs immergés, un dispositif de détection gaz, pression, température de type DMCR ou DGPT2,

□ pour les transformateurs secs, un dispositif thermique,

■ une protection à maximum de courant résiduel lorsque le transformateur est éloigné de plus de 100 mètres des cellules HTA.

Le dispositif de protection du transformateur peut être alimenté par le transformateur lui-même.

4.4 Choix du transformateur MT/BT

Paramètres caractérisant un transformateur

Un transformateur est défini, d'une part, par ses caractéristiques électriques et, d'autre part, par des caractéristiques liées à sa technologie et à ses conditions d'utilisation.

Caractéristiques électriques

- Puissance assignée P_n : valeur conventionnelle de la puissance apparente en kVA destinée à servir de base à la construction du transformateur. Les essais et garanties du constructeur se réfèrent à cette valeur.
- Fréquence : Ce guide concerne les réseaux 50 et 60 Hz.

En France, la fréquence du réseau est de 50 Hz.

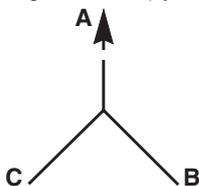
- Tension(s) assignée(s) primaire(s) et secondaire(s) :
 - pour une double tension primaire, préciser la puissance en kVA correspondant à chaque niveau.
 - la(es) tension(s) secondaire(s) sont celles à vide en circuit ouvert.
 - Niveau d'isolement assigné : il est défini par l'ensemble des deux valeurs suivantes :
 - tension de tenue d'essai à fréquence industrielle,
 - tension de tenue à l'onde de choc normalisée, qui simule l'effet de la foudre.
- Pour les tensions considérées dans ce chapitre, les surtensions de manœuvres sont généralement moins importantes que celles dues à la foudre, de sorte qu'il n'y pas d'essai séparé pour les surtensions de manœuvres.

(1) les combinés interrupteur-fusibles sont équipés d'un perceur qui provoque le déclenchement tripolaire de l'interrupteur en cas de fusion d'un ou plusieurs fusibles.

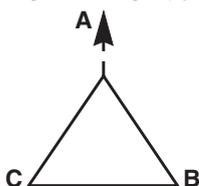
4 Le poste de livraison à comptage BT

B27

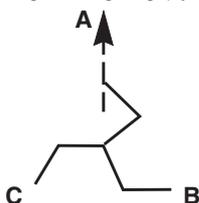
Montage en étoile (symbole Δ)



Montage en triangle (symbole Δ)



Montage en zig-zag (symbole Z)



Le montage zig-zag n'est utilisé que du côté secondaire des transformateurs de distribution.

Fig. B20 : Couplages usuels

■ Prises de réglage manœuvrables hors tension : elles agissent sur la plus haute tension et permettent d'adapter dans des fourchettes $\pm 2,5\%$ et $\pm 5\%$ le transformateur à la valeur réelle de la tension d'alimentation. Le transformateur doit être mis hors tension préalablement à la commutation de ces prises.

■ Couplages des enroulements (cf. Fig. B20) : ils sont indiqués par des symboles pour les couplages en étoile, triangle et zig-zag, et toute combinaison de ces couplages (en particulier pour les transformateurs spéciaux comme les transformateurs hexaphasés ou dodécaphasés) et par un code alpha numérique préconisé par la CEI. Ce code se lit de gauche à droite, la première lettre se référant à l'enroulement de tension la plus élevée, la seconde lettre à celui de tension immédiatement inférieure, etc.

□ Les lettres majuscules se réfèrent à l'enroulement de tension la plus élevée.

D = couplage triangle en MT

Y = couplage étoile en MT

Z = couplage zigzag en MT

N = neutre MT sorti accessible

□ Les lettres minuscules se réfèrent en général aux enroulements secondaire et le cas échéant tertiaire.

d = couplage triangle en BT

y = couplage étoile en BT

z = couplage zig-zag (interconnexion en étoile) en BT

n = neutre BT sorti accessible

□ un nombre de 0 à 11, désigné par indice horaire (avec «0» en lieu et place de «12») est accolé aux lettres pour indiquer le déphasage entre la tension primaire et la tension secondaire.

Pour un transformateur de distribution, Dyn11 est un type classique de couplage des enroulements primaires et secondaires : ce couplage Dyn11 signifie que :

- le primaire est monté en triangle,

- le secondaire, avec un point neutre disponible sur borne, est monté en étoile,

- le déphasage entre les tensions primaires et secondaires est égal à :

+ 30 °électrique. Le nombre « 11 » signifie que la tension de la phase «1» du secondaire est à « 11 heures » tandis que la tension de la phase «1» du primaire est à « 12 heures », comme indiqué sur la Figure B30 en page B37. Toutes les combinaisons d'enroulements triangle, étoile et zig-zag produisent un déphasage qui est de 30 °électrique ou multiple de 30 °électrique ou nul. La norme CEI 60076-4 décrit en détail « l'indice horaire ».

Caractéristiques liées à la technologie et aux conditions d'utilisation

Cette liste n'est pas exhaustive :

■ choix du diélectrique,

■ installation intérieure ou extérieure,

■ altitude (≤ 1000 m est le cas standard),

■ température :

□ ambiante maximum : 40 °C,

□ ambiante moyenne journalière : 30 °C,

□ ambiante moyenne annuelle : 20 °C.

Ces températures sont des valeurs standard selon la norme CEI 60076.

Description des technologies

Il existe deux types de transformateurs :

■ les transformateurs de type secs enrobés,

■ les transformateurs de type immergés.

Transformateurs de type secs

L'isolation des enroulements est réalisée par des isolants solides à base de résine.

Le refroidissement est donc réalisé par l'air ambiant sans liquide intermédiaire.

Il est recommandé de choisir le transformateur sec avec les caractéristiques suivantes, conformément à la norme CEI 60076-11 :

■ classe E2 de comportement vis à vis de l'environnement (condensation fréquente, pollution élevée) : enrobage procurant 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 (fonctionnement transport et stockage jusqu'à -25 °C),

■ classe F1 de comportement au feu (F2 correspond à un accord spécial entre constructeur et utilisateur), c'est à dire :

□ autoextinction rapide : enrobage possédant une excellente résistance au feu et une autoextinguibilité immédiate, ce qui permet de qualifier ces transformateurs d'ininflammables,



Fig. B21 : Transformateur de type sec Trihal



Fig. B22 : Transformateur étanche à remplissage intégral



Fig. B23 : Transformateur respirant avec conservateur

- matériaux et produits de combustion non toxiques : enrobage exempt de composés halogénés (chlore, brome, etc.) et de composés générateurs de produits corrosifs ou toxiques, ce qui garantit une sécurité élevée contre les risques de pollution chaude en cas de pyrolyse,
- fumées non opaques : du fait des composants utilisés.

Par exemple, ce qui suit se réfère au procédé de fabrication réalisé par un fabricant européen majeur, leader dans son domaine. Ce procédé, qui procure la classification E2, C2, F1, utilise des systèmes brevetés et exclusifs de bobinage et d'enrobage par moulage sous vide de l'enroulement MT (cf. Fig. B21).

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 toute fissure 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.

En outre les transformateurs de type sec enrobé assurent une excellente protection contre les contacts directs. Par exemple, les transformateurs précédents ont une enveloppe ayant un degré de protection IP 3X, conforme aux exigences du décret de protection n° 88-10-56 du 14-11-1988.

Transformateurs de type immergés

Le liquide utilisé comme diélectrique dans les transformateurs immergés est l'huile minérale. Toutefois des alternatives plus écologiques apparaissent, et l'on trouve des transformateurs immergés dans :

- soit de l'huile minérale, tirée du pétrole
- soit de l'huile végétale, extraite des plantes.

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 (utilisée en France) 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.

Pour cela, deux techniques sont employées :

- étanche à remplissage total (ERT) (cf. Fig. B22)

Cette technique est utilisable actuellement jusqu'à 10 MVA

Développée par un constructeur majeur Français en 1963, la technique étanche à remplissage total (ERT) ou intégral (ERI), «sans matelas gazeux» des cuves étanches des transformateurs immergés (Fig. B22) a été adoptée par le distributeur national d'alors, EDF, en 1972. Elle est maintenant communément utilisée partout dans le monde.

La dilatation du diélectrique liquide est compensée par la déformation élastique des ondes de la cuve du transformateur qui servent également à évacuer les calories.

La technique ERT présente beaucoup d'avantages par rapport à d'autres procédés :

- toute oxydation du diélectrique liquide par contact avec l'air est évitée,
- pas de nécessité de dessiccateur d'air et, en conséquence, réduction de l'entretien et de la maintenance (pas de surveillance ni besoin de changer le dessiccateur) :
- plus de contrôle de la rigidité diélectrique,
- protection interne simple possible grâce au relais de pression,
- facilité d'installation : plus léger et moins haut (absence de conservateur), il offre un meilleur accès aux connexions MT et BT,
- détection immédiate de toute fuite même sans gravité : de l'eau ne pourra pas pénétrer dans la cuve.

- respirant avec conservateur (cf. Fig. B23)

La dilatation du diélectrique se fait dans un réservoir d'expansion (conservateur) placé au-dessus de la cuve, comme présenté par la figure B23. L'espace au dessus du liquide peut être rempli d'air qui pénètre lorsque le niveau du liquide baisse et est partiellement expulsé lorsque le niveau monte. L'air ambiant pénètre à travers un joint étanche à l'huile, puis passe par un système dessiccateur (généralement à base de gel de cristaux de silice) protégeant de l'humidité, avant d'entrer dans le réservoir. Pour certains gros transformateurs l'espace au dessus de l'huile est occupé par une paroi étanche déformable de sorte que le diélectrique ne puisse pas être en contact direct avec l'air ambiant. L'air entre et sort à travers un joint étanche à l'huile et un dessiccateur comme décrit précédemment.

Un réservoir d'expansion est obligatoire pour les transformateurs de plus de 10 MVA, ce qui est la limite actuelle de la technologie à remplissage total.

4 Le poste de livraison à comptage BT

B29

Choix de la technologie

Actuellement, il est possible de choisir entre un transformateur de type sec ou de type immergé dans l'huile jusqu'à 10 MVA.

Pour réaliser ce choix, plusieurs paramètres sont à prendre en considération, dont :

- la sécurité des personnes, au niveau du transformateur ou à son voisinage, 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 existants.

Les règlements pouvant influencer sur le choix sont les suivants :

- transformateur de type sec :
 - dans certains pays, un transformateur de type sec est obligatoire dans les immeubles de grande hauteur,
 - les transformateurs de type sec n'imposent aucune contrainte dans les autres cas.
- transformateur immergé dans un diélectrique liquide (cf. **Fig. 24**) :
 - ce type de transformateur est généralement interdit dans les immeubles de grande hauteur,
 - les contraintes d'installation, ou protections minimales contre les risques d'incendie, varient selon la classe du diélectrique utilisé,
 - les pays dans lesquels l'utilisation d'un diélectrique liquide est largement développée, les classent en différentes catégories selon leur performance de tenue au feu. Celle-ci est caractérisée par deux critères : le point de feu et le pouvoir calorifique inférieur.

Code	Liquide diélectrique	Point de feu (°C)	Pouvoir calorifique inférieur (°C) (MJ/kg)
O1	Huile minérale	< 300	-
K1	hydrocarbures à haute densité	> 300	48
K2	Esters	> 300	34 - 37
K3	Silicones	> 300	27 - 28
L3	Liquides halogènes isolants	-	12

Fig. B24 : Catégories de diélectriques

Par exemple, la réglementation française définit les conditions d'utilisation des transformateurs à diélectriques liquides.

La réglementation précise :

- transformateur de type sec enrobé,
 - il est obligatoire dans les immeubles de grande hauteur,
 - il n'impose pas de contraintes d'installation dans les autres cas,
- transformateur à diélectrique liquide :
 - il est interdit dans les immeubles de grande hauteur,
 - il implique des contraintes d'installation lorsqu'il fait usage d'un certain nombre de diélectriques. Ces contraintes d'installation, ou protections minimales contre les risques d'incendie, varient selon la classe du diélectrique utilisé.

Les normes françaises précisent par ailleurs :

- la norme NF C 27-300 donne une classification des diélectriques liquides d'après leur comportement au feu (Fig. B24), apprécié selon deux critères : le point de feu et le pouvoir calorifique inférieur (ou quantité minimale de chaleur dégagée).
- la norme NF C 17-300 définit les conditions d'installation des transformateurs, contenant des diélectriques liquides, pour assurer la sécurité des personnes et la conservation des biens.

Elle traite notamment des mesures minimales à prendre contre les risques d'incendie.

Les principales mesures sont décrites dans le **tableau B25** :

- pour les diélectriques de classe L3, aucune mesure particulière n'est à prévoir
- pour les diélectriques de classe O1 et K1, les mesures ne sont applicables que s'il y a plus de 25 litres de diélectrique
- pour les diélectriques de classe K2 et K3, les mesures ne sont applicables que s'il y a plus de 50 litres de diélectrique.

Classe du diélectrique	Nombre minimal de litres impliquant des mesures	Local ou emplacement					
		Local ou emplacement réservé aux personnes averties ou qualifiées (B4 ou B5) et séparé de tout autre bâtiment d'une distance D			Local réservé aux personnes averties et isolé des locaux de travail par des parois coupe-feu de degré 2 heures		Autres locaux ou emplacements ⁽²⁾
		D > 8 m	4 m < D < 8 m	D < 4 m ⁽¹⁾ vers des locaux	Sans ouverture	Avec ouverture(s)	
O1 K1	25	Pas de mesures particulières	Interposition d'un écran pare-flammes de degré 1 heure	Mur du bâtiment voisin coupe-feu de degré 2 heures	Mesures (1 + 2) ou 3 ou 4	Mesures (1 + 2 + 5) ou 3 ou (4 + 5)	Mesures (1A + 2 + 4) ⁽³⁾ ou 3
K2 K3	50	Pas de mesures particulières		Interposition d'un écran pare-flammes de degré 1 heure	pas de mesures particulières	Mesures 1A ou 3 ou 4	Mesures 1 ou 3 ou 4
L3		Pas de mesures particulières					

Mesure 1 : Dispositions telles que, si le diélectrique vient à se répandre, il soit entièrement recueilli (bac de rétention, relèvement des seuils et obturation des caniveaux lors de la construction).

Mesure 1A : En plus de la mesure 1, mise en œuvre de dispositions telles que, si le diélectrique vient à s'enflammer, il ne puisse mettre le feu à des objets combustibles avoisinants (éloignement de tout objet combustible à plus de 4 m de l'appareil, ou à plus de 2 m si interposition d'un écran pare-flammes de degré minimal 1 heure).

Mesure 2 : Dispositions telles que, si le diélectrique vient à s'enflammer, son extinction naturelle soit rapidement assurée (lit de cailloux).

Mesure 3 : Dispositif automatique fonctionnant en cas d'émission de gaz au sein du diélectrique et provoquant la mise hors tension du matériel (DMCR ou DGPT2), accompagné d'un dispositif d'alarme.

Mesure 4 : Détection automatique d'incendie disposée à proximité immédiate du matériel, provoquant la mise hors tension et le fonctionnement d'un dispositif d'alarme.

Mesure 5 : Fermeture automatique de toutes les ouvertures du local contenant le matériel par des panneaux pare-flammes de degré minimum 1/2 heure

Notes :

(1) Une porte coupe-feu de degré 2 heures se refermant d'elle-même sur un seuil élevé n'est pas considérée comme une ouverture.

(2) Locaux attenants à des locaux de travail et séparés par des parois ne possédant pas les caractéristiques coupe-feu de degré 2 heures.

(3) Il est indispensable que le matériel soit enfermé dans une enceinte à parois pleines ne comportant pas d'autres orifices que ceux nécessaires à la ventilation.

Fig. B25 : Dispositions minimales relatives aux installations électriques avec diélectrique liquide de classe O1, K1, K2 ou K3

Détermination de la puissance optimale

Surdimensionner un transformateur

Ceci entraîne :

- un investissement et des pertes à vide plus importants,
- une réduction des pertes en charge.

Sous-dimensionner un transformateur

Ceci entraîne un fonctionnement :

- à pleine charge (le rendement qui est maximal entre 50 % et 70 % de la charge maximale n'est plus, dans ce cas, optimum),
- ou en surcharge qui peut avoir des conséquences graves pour :
 - l'exploitation : échauffement des enroulements provoquant l'ouverture des appareils de protection,
 - le transformateur : vieillissement prématuré des isolants pouvant aller jusqu'à la mise hors service du transformateur.

Définition de la puissance optimale

Pour définir la puissance optimale d'un transformateur il est important de :

- faire le bilan des puissances installées (voir chapitre A),
- connaître le facteur d'utilisation de chaque récepteur,
- déterminer le cycle et la durée de charge ou de surcharge de l'installation
- compenser l'énergie réactive si nécessaire pour :
 - supprimer les pénalités pour les tarifs définissant une puissance appelée maximum (kVA),
 - diminuer la puissance souscrite ($P_{kVA} = P_{kW} / \cos \varphi$)
- choisir parmi les puissances disponibles en tenant compte :
 - des extensions futures
 - de la sûreté de fonctionnement.

On veillera, en outre, au refroidissement correct du local dans lequel se trouve le transformateur.

4.5 Instructions pour l'utilisation des équipements MT

L'objectif de ce paragraphe est de proposer un guide pratique pour éviter ou réduire grandement la dégradation des équipements MT dans les sites exposés à l'humidité et à la pollution.

Les postes d'extérieurs de types préfabriqués intègrent en général, selon les constructeurs, des dispositions spécifiques de protection contre la pollution et l'humidité et une ventilation adaptée, attestés par des essais, qui respectent ces instructions.

4 Le poste de livraison à comptage BT

B31

Conditions normales de service pour les équipements MT d'intérieur

Tous les équipements MT sont conformes à leur norme spécifique et à la norme CEI 62271-1 "Appareillage à haute tension - Spécifications communes" qui définit les conditions normales pour l'installation et l'utilisation de tels équipements.

Par exemple, concernant l'humidité, la norme mentionne :

Les conditions normales d'humidité sont :

- la valeur moyenne de l'humidité relative mesurée sur une période de 24 h n'excédant pas 90%,
- la valeur moyenne de la pression de vapeur saturante mesurée sur une période de 24 h n'excédant pas 2,2 kPa,
- la valeur moyenne de l'humidité relative mesurée sur une période d'un mois n'excédant pas 90%,
- la valeur moyenne de la pression de vapeur saturante mesurée sur une période d'un mois n'excédant pas 1,8 kPa.

Dans ces conditions, des phénomènes de condensation peuvent occasionnellement apparaître.

Note 1 : des phénomènes de condensation peuvent se produire lorsqu'une baisse brusque de température survient dans une ambiance très humide.

Note 2 : pour éviter les effets d'une grande humidité et de la condensation, telle que la rupture de l'isolement et la corrosion des parties métalliques, des appareillages conçus et testés pour de telles ambiances doivent être mis en œuvre.

Note 3 : les phénomènes de condensation peuvent être prévenus par :

- une conception spécifique de la construction du poste ou des enveloppes des matériels,
- une ventilation et un chauffage adapté du poste,
- l'utilisation d'un équipement de déshumidification.

Comme indiqué dans la norme, les phénomènes de condensation peuvent occasionnellement apparaître même dans des conditions normales. La norme poursuit en indiquant des mesures spécifiques relatives à des postes d'intérieur qui peuvent être mises en œuvre pour prévenir les phénomènes de condensation.



Utilisation dans des conditions sévères

Dans des conditions sévères d'humidité et de pollution, largement au delà des conditions d'utilisation mentionnées ci-dessus, un équipement électrique peut être endommagé par la corrosion rapide de ses pièces métalliques et la dégradation en surface de ces isolants.

Mesures correctives contre les problèmes de condensation

- Concevoir avec précaution ou adapter la ventilation du poste.
- Éviter les variations de température.
- Éliminer les sources d'humidité dans l'environnement du poste.
- Installer un système de climatisation et, pour l'appareillage isolé dans l'air installer et mettre en service des résistances de chauffage (proposées par les constructeurs).
- S'assurer que le câblage est conforme aux règles de l'art.

Mesures correctives contre les problèmes de pollution

- Equiper le poste d'orifices de ventilation avec des grilles de type chevron pour réduire la pénétration des poussières et de pollution.
- Maintenir la ventilation du poste au minimum requis pour l'évacuation des calories du transformateur afin de réduire la pénétration des poussières et de pollution.
- Utiliser des cellules MT avec un degré suffisamment élevé de protection (IP).
- Utiliser un système d'air conditionné avec des filtres afin de limiter la pénétration des poussières et de pollution.
- Nettoyer régulièrement toutes les traces de pollution sur les parties métalliques et les isolants.

Ventilation

La ventilation du poste est généralement nécessaire pour dissiper les calories produites par le transformateur et permettre la déshumidification du poste après des périodes particulièrement mouillées ou humides.

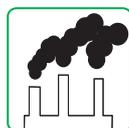
Cependant, beaucoup d'études ont montré qu'une ventilation excessive peut fortement augmenter les phénomènes de condensation.

La ventilation doit en outre être maintenue au niveau minimum requis.

De plus, la ventilation ne doit jamais générer de variations brusques de température pour éviter d'atteindre le point de rosée.

Pour cette raison :

- la ventilation naturelle doit être utilisée autant que possible,
- si une ventilation forcée est nécessaire, les ventilateurs doivent fonctionner en permanence pour éviter les brusques variations de température.



5 Le poste de livraison à comptage MT

B32

Un poste de livraison à comptage MT est une installation électrique raccordée à un réseau de distribution publique sous une tension nominale de 1 à 35 kV comprenant généralement un seul transformateur MT/BT de puissance supérieure 1250 kVA ou plusieurs transformateurs.

5.1 Généralités

En France la norme NF C 13-100 définit le poste HTA à comptage HTA par :

- une tension 1 à 33 kV (valeur usuelle 20 kV),
- soit un seul transformateur de courant secondaire assigné supérieur à 2000 A (soit en pratique une puissance $P > 1250$ kVA),
- soit plusieurs transformateurs.

Le courant de appareillage MT est en général inférieur à 400 A.

Dans le cas d'un transformateur unique, la valeur minimale 2000 A impose, selon les tensions, une puissance minimale normalisée du transformateur de :

- 1600 kVA en 20 kV,
- 1250 kVA en 15 kV,
- 1000 kVA en 10 kV,
- 630 kVA en 5,5 kV.

Fonctions

Le poste de livraison

Suivant la complexité de l'installation et la répartition des charges, le poste peut comporter

- un local comprenant le tableau MT de livraison et le(s) panneau(x) de comptage(s), le tableau MT de répartition d'énergie, le(s) transformateur(s) MT/BT, un tableau général BT,
- en plus d'un local du type précédent, plusieurs autres sous-stations (appelées communément en France postes satellites) alimentées en MT depuis le poste de livraison précédent, et comportant un tableau MT, des comptages et des transformateurs MT/BT.

Ces différents postes peuvent être installés :

- soit à l'intérieur d'un bâtiment,
- soit à l'extérieur dans des enveloppes préfabriquées.

Raccordement au réseau MT

Le raccordement au réseau se fait :

- soit directement en antenne (simple dérivation),
- soit par l'intermédiaire de 2 interrupteurs dans un réseau en boucle (coupure d'artère),
- soit par 2 interrupteurs verrouillés mécaniquement dans un réseau en double dérivation.

Comptage

Avant toute réalisation, l'approbation préalable du distributeur d'énergie électrique doit être demandée.

Le comptage est réalisé coté MT, et le tableau MT doit comporter le comptage. Les transformateurs de courant et de tension, ayant la classe de précision nécessaire, peuvent être intégrés dans la cellule d'arrivée et protection générale par disjoncteur. Toutefois les transformateurs de tension peuvent être installés dans une cellule distincte.

En France, une cellule modulaire est nécessaire pour la mesure de tension. Les transformateurs d'intensité sont installés dans la cellule de protection générale de l'installation.

Postes satellites

Si l'installation comporte des postes satellites MT, la distribution du réseau MT de l'utilisateur, en aval du comptage, peut se faire en simple dérivation, en double dérivation ou en boucle selon les besoins de sécurité et de continuité de service.

Générateurs

Les générateurs ont pour but d'alimenter les installations prioritaires en cas de défaillance du réseau. Ils sont placés soit sur le réseau BT du tableau prioritaire, soit en alimentation au niveau du jeu de barres MT.

Condensateurs

Les condensateurs seront, suivant le cas, installés :

- sous forme de gradins MT au niveau du poste de livraison,
- dans les postes satellites en BT.

Transformateurs

Pour des raisons de disponibilité de l'énergie électrique, les transformateurs peuvent être associés soit en marche alternée, soit en marche parallèle.

5 Le poste de livraison à comptage MT

Schéma unifilaire

Le schéma de la **Figure B27** de la page suivante représente :

- les fonctions raccordements au réseau qui peuvent être de 4 types :
 - en antenne ou simple dérivation,
 - en antenne provisoire (transformable en boucle),
 - en double dérivation,
 - en boucle ou coupure d'artère,
- les fonctions protection générale MT et comptage MT,
- les fonctions distribution et protection des départs MT,
- les fonctions protection et distribution BT,
- les zones d'application, en France, des normes NF C 13-100, NF C 13-200 et NF C 15-100.

5.2 Choix des équipements MT

Le poste à comptage MT comporte, en plus des cellules de raccordement au réseau, des cellules spécifiques pour le comptage et, éventuellement, l'inversion de sources en MT. Les cellules modulaires permettent de réaliser l'ensemble de ces fonctions.

Comptage et protection générale

Le comptage et la protection générale sont réalisés par l'association :

- d'une cellule contenant les TP,
- d'une cellule protection générale par disjoncteur contenant les TI de mesure et de protection.

La protection générale est habituellement à maximum de courant et maximum de courant résiduel par relais indirect à propre courant ou par relais numérique à alimentation auxiliaire.

La **figure B26** présente, par exemple, un poste de livraison HTA à comptage HTA, utilisé sur les réseaux français, réalisé à partir de cellules de la gamme SM6 de Schneider Electric.

- 2 cellules interrupteur IM de raccordement au réseau en boucle
 - 1 cellule CM contenant les TP
 - 1 cellule protection générale par disjoncteur DM contenant les TI de mesure et de protection, avec double sectionnement permettant d'intervenir sur le disjoncteur.
- La protection générale est à maximum de courant et maximum de courant résiduel par relais indirect à propre courant Statimax ou par relais numérique SEPAM à alimentation auxiliaire. Elle est réglée et plombée par le distributeur.

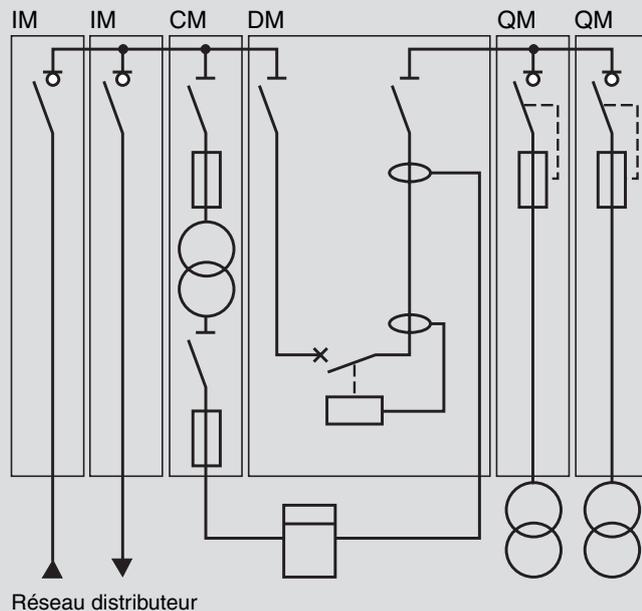


Fig. B26 : Poste avec protection générale et comptage HTA utilisé sur le réseau français

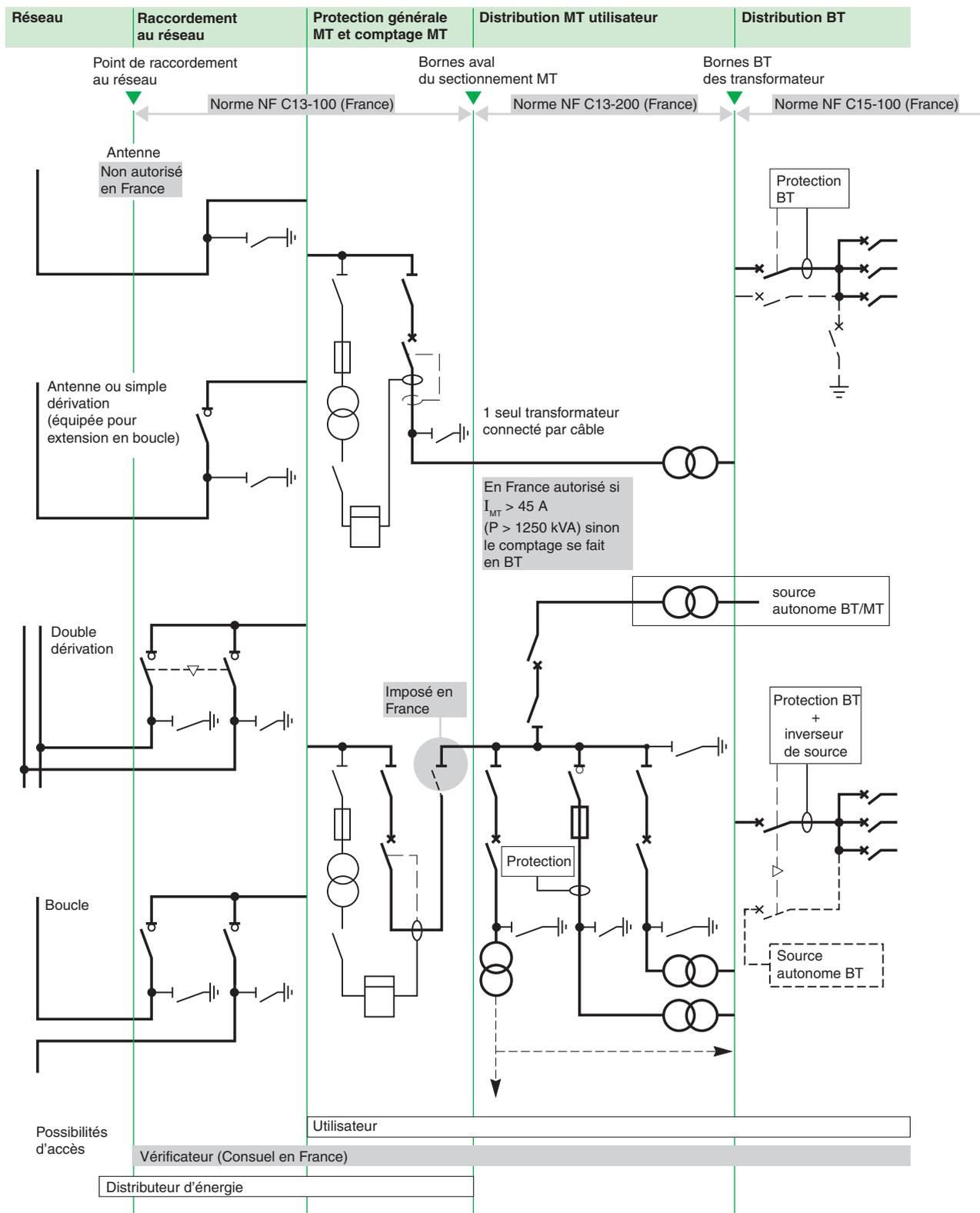


Fig. B27 : Schéma unifilaire d'un poste à comptage MT

5 Le poste de livraison à comptage MT

Poste comportant des groupes

Groupes autonomes, fonctionnant sans le réseau distributeur

Si l'installation requiert une grande disponibilité d'énergie, il est possible d'utiliser un groupe électrogène MT.

De façon à interdire toute possibilité de marche en parallèle du générateur du groupe avec le réseau du distributeur un tableau MT comportant un inverseur automatique de source doit être prévu (voir **Fig. B28**).

■ Protection

Des protections spécifiques doivent protéger le générateur. Etant donné le faible courant de court-circuit du générateur du groupe par rapport au courant de court-circuit du réseau, il faudra s'assurer de la sélectivité des protections aval en fonctionnement sur groupe.

■ Commande

La commande de l'alternateur est réalisée au moyen d'un régulateur automatique de tension (AVR - Automatic Voltage Regulator). Il réagit à toute baisse de tension sur ses raccordements en augmentant le courant d'excitation de l'alternateur, jusqu'au retour de la tension normale.

Lorsqu'il est prévu de faire fonctionner plusieurs générateurs en parallèle, le régulateur automatique de tension est commuté sur "marche en parallèle", ce qui modifie légèrement son circuit de commande (en "compound") pour permettre une répartition de la puissance réactive (kvar) avec les autres machines en parallèle. Quand plusieurs générateurs fonctionnent en parallèle et sont commandés par un régulateur automatique de tension, toute augmentation du courant d'excitation de l'un d'entre eux (par exemple, par permutation manuelle du commutateur de son régulateur sur marche manuelle) n'aura pratiquement pas d'effet sur le niveau de tension. En fait, l'alternateur en question fonctionnera simplement avec un facteur de puissance plus faible (plus de kVA et donc plus de courant) que précédemment. Le facteur de puissance des autres machines sera automatiquement augmenté, de façon à ce que le facteur de puissance redevienne celui spécifié, du fonctionnement précédent.

Disposition d'inversion de sources en France en présence de générateur HTA

La norme NF C 13-100 prévoit une protection complémentaire lorsque l'installation alimentée comporte une source autonome HTA d'énergie électrique et précise que cette source ne doit pas entraîner de perturbations sur le réseau d'alimentation. En particulier, il doit être prévu, outre les protections de la source autonome elle-même :

■ soit une disposition des installations telle que la source autonome ne puisse en aucun cas fonctionner en parallèle avec le réseau d'alimentation, ce que réalise la cellule NSM de la gamme Schneider Electric,

■ soit une protection de «découplage» déterminée en accord avec le distributeur (dite B61.41), ayant pour but d'interrompre le fonctionnement en parallèle lors d'un défaut sur le réseau d'alimentation.

Dans ce deuxième cas, la commande de l'organe assurant le découplage doit se faire à minimum de tension et doit assurer une sélectivité chronométrique avec la protection amont du distributeur. Le réglage de la protection est effectué par le distributeur et est rendu inaccessible à l'utilisateur par plombage ou toute autre disposition. Les circuits d'alimentation et d'ouverture doivent être également rendus inaccessibles à l'utilisateur.

Groupe fonctionnant en parallèle avec le réseau distributeur

Le raccordement d'un groupe générateur sur le réseau (cf. Fig. B28) est normalement soumis à l'accord du distributeur d'énergie. Les équipements (tableaux, relais de protection, etc.) doivent être approuvés par le distributeur. Les informations de base suivantes sont à prendre en considération pour la protection et la commande du système :

■ Protection

Pour étudier le raccordement du groupe générateur, le distributeur d'énergie a besoins des données suivantes :

- puissance réinjectée sur le réseau,
- mode de raccordement,
- courant de court-circuit du générateur,
- etc.

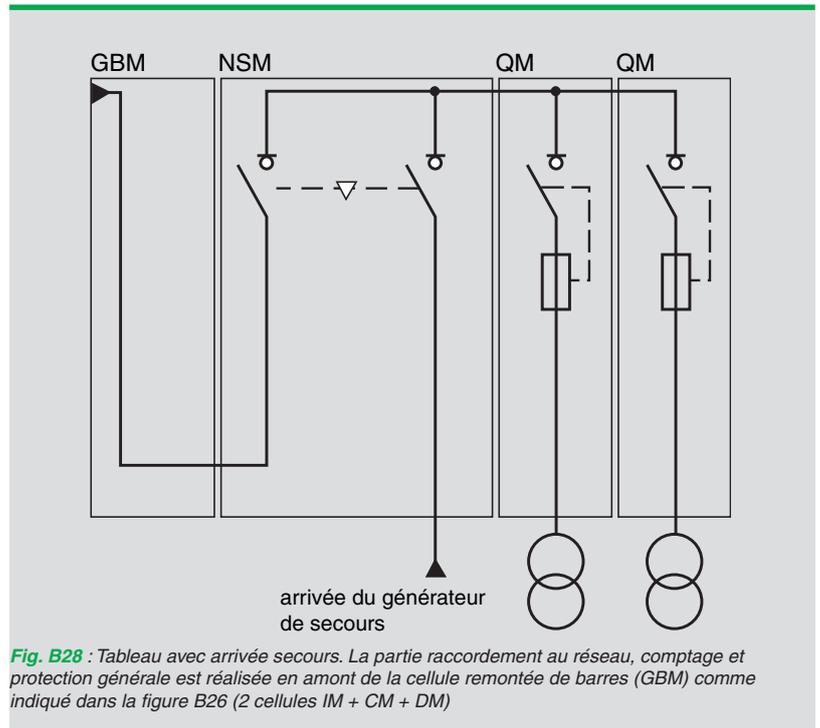


Fig. B28 : Tableau avec arrivée secours. La partie raccordement au réseau, comptage et protection générale est réalisée en amont de la cellule remontée de barres (GBM) comme indiqué dans la figure B26 (2 cellules IM + CM + DM)

En fonction du mode de raccordement, des fonctions spécifiques de protection du couplage/découplage sont exigées :

- protection sous tension et surtension,
- sous fréquence et surfréquence,
- protection déséquilibre de phase du générateur,
- temps maximum de couplage (pour des couplages temporaires),
- puissance réelle réinjectée.

Pour des raisons de sécurité, l'appareillage utilisé pour le couplage/découplage doit aussi être apte au sectionnement (c'est-à-dire réaliser l'isolement entre tous les conducteurs actifs du générateur et du réseau de distribution).

■ Commande

Lorsque les générateurs d'un poste d'abonné fonctionnent en parallèle sur le réseau de production d'énergie électrique du distributeur, en supposant la tension du réseau réduite pour des raisons opérationnelles (il est courant de coupler sur un réseau MT avec une tolérance de $\pm 5\%$ de la tension nominale, ou même plus, si la gestion des flux de puissances l'impose) un régulateur automatique de tension (AVR - Automatic Voltage Regulator) va intervenir pour maintenir la tension à $\pm 3\%$ (par exemple) en élevant la tension par augmentation du courant d'excitation de l'alternateur.

En fait, au lieu d'élever la tension, l'alternateur va simplement fonctionner à un facteur de puissance plus faible que précédemment, augmentant ainsi son courant de sortie, et continuer à fonctionner de la sorte jusqu'au déclenchement de son relais de protection contre les surcharges. C'est un problème bien connu et, en général, il est résolu en basculant la commande du régulateur automatique de tension sur une régulation à «facteur de puissance constant».

En choisissant ce type de commande, le régulateur automatique de tension ajuste automatiquement le courant d'excitation pour suivre la tension réseau quelle que soit la valeur de cette tension tout en maintenant simultanément le facteur de puissance de l'alternateur constant à une valeur pré réglée (sélectionnée sur la commande du régulateur).

Si l'alternateur se découple du réseau, le régulateur doit rebasculer automatiquement et rapidement sur une régulation à «tension constante».

5.3 Mise en parallèle de transformateurs

L'utilisation de deux ou plusieurs transformateurs en parallèle résulte :

- d'une augmentation des charges dont la puissance dépasse la puissance que peut délivrer un transformateur existant,
- d'un manque de place (hauteur) pour pouvoir utiliser un gros transformateur,
- d'un besoin de sécurité (la probabilité d'indisponibilité simultanée des 2 transformateurs est faible),
- de la standardisation d'une taille de transformateur pour l'ensemble de l'installation.

Puissance totale (kVA)

La puissance totale (kVA) disponible lorsque deux transformateurs ou plus, de même puissance, sont raccordés en parallèle est égale à la somme des puissances des appareils individuels, à la condition préalable que les rapports de transformation et impédances de court-circuit (en %) soient identiques pour chacun.

Des transformateurs de puissance différente se répartiront la charge pratiquement (mais pas exactement) au prorata de leurs puissances respectives à la condition préalable que les rapports de transformation soient identiques pour chacun et que les impédances de court-circuit (en %) à leur puissance assignée soient identiques (ou très voisines).

Dans ces cas, pour deux transformateurs, un total de plus de 90 % de la valeur des deux puissances assignées est disponible.

Il est recommandé d'éviter le couplage permanent de transformateurs dont le rapport des puissances en kVA est supérieur à 2.

Conditions de mise en parallèle

Tous les transformateurs mis en parallèle doivent être alimentés par le même réseau.

Les inévitables circulations de courants entre les secondaires des transformateurs mis en parallèle seront de grandeur négligeable sous réserve :

- d'avoir entre les bornes BT des différents appareils et le disjoncteur de couplage, des connexions de même longueur et de mêmes caractéristiques,
- que le constructeur soit prévenu à la commande, de façon à prendre les dispositions pour que :
 - le couplage (triangle étoile, étoile zig-zag) des différents transformateurs ait le même indice horaire entre circuits primaires et secondaires,
 - les tensions de court-circuit des différents appareils soient égales à 10 % près,
 - la différence entre les tensions obtenues au secondaire sur les divers appareils entre phases correspondantes ou entre ces phases et le neutre ne soit pas supérieure à 0,4 %,
 - toutes précisions devront être données au constructeur lors de la commande concernant les conditions d'utilisation afin d'optimiser le rendement de l'unité de transformation et d'éviter échauffements anormaux, pertes cuivre inutiles, etc.

Couplages usuels

Comme décrit au 4.4 «Paramètres caractérisant un transformateur» les relations entre enroulements primaires secondaires et tertiaires dépendent :

- du type d'enroulements (triangle, étoile, zig-zag),
- du couplage des enroulements.

Selon le raccordement de leurs sorties au point neutre (par exemple), les enroulements montés en étoile produisent des tensions en opposition de phase par rapport à celles produites lorsque ce sont les sorties opposées qui sont raccordées au point neutre. De même, des déphasages similaires (de 180 ° électriques) sont possibles du fait qu'il existe deux possibilités de raccorder les sorties des bobinages pour des enroulements montés en triangle, quatre possibilités pour celles des bobinages pour des enroulements montés en zig-zag.

- du déphasage entre les tensions phases secondaires et les tensions phases primaires respectives (indice horaire).

Comme précédemment indiqué, ce déphasage est un multiple de 30 ° électrique et dépend des deux facteurs mentionnés ci-dessus c'est-à-dire du type de couplage des enroulements et du raccordement de leur sortie (soit de leur polarité).

Le couplage de loin le plus utilisé pour les transformateurs de distribution MT/BT est le couplage Dyn11 (cf. Fig. B29).

- D = couplage triangle MT,
- y = couplage étoile en BT,
- n = neutre sorti en BT,
- 11 = déphasage horaire entre le MT et la BT.

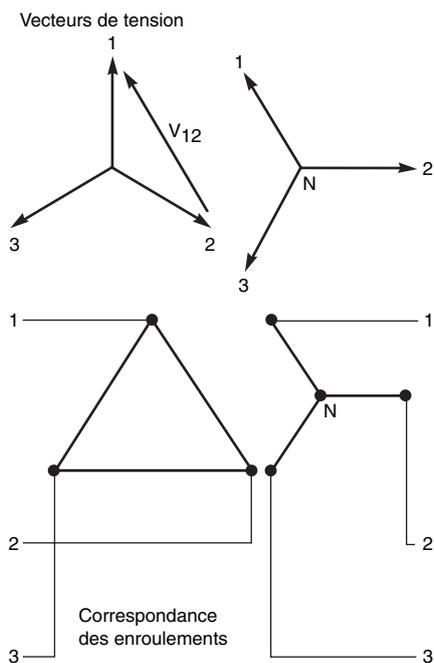


Fig. B29 : Modification de déphase dans un transformateur Dyn11

6 Constitution des postes

B38

Les postes de livraison MT/BT sont composés en fonction de la puissance et de la structure du réseau MT local.

Les postes sont situés dans des emplacements publics, comme les parkings, les quartiers résidentiels, etc. ou dans des locaux privés, auquel cas le distributeur doit avoir un accès direct permanent.

Ceci amène souvent à placer les postes dans des locaux dont un des murs se situe en bordure de voie publique, avec une porte d'accès depuis cette dernière.

6.1 Différents types de postes

Les postes se classent en fonction de leur comptage (BT ou MT) et de leur type d'alimentation (réseau aérien ou câbles)

Les postes peuvent être installés :

- soit à l'intérieur, dans les locaux spécialisés ou des immeubles,
- soit à l'extérieur :
 - sous enveloppe maçonnée ou préfabriquée avec des équipements d'intérieur (appareillage et transformateur),
 - sur le sol avec matériel d'extérieur (appareillage et transformateur),
 - sur poteau avec équipement d'extérieur spécifique (appareillage et transformateur).

Les enveloppes de postes préfabriqués offrent un choix important de solutions à base de béton ou de métal et une mise en œuvre simple et rapide avec un coût compétitif.

6.2 Postes d'intérieur avec cellules sous enveloppes métalliques

Conception

La **figure B30** présente un exemple typique d'installation d'un poste à comptage BT de type traditionnel.

Remarque : l'utilisation d'un transformateur de type sec évite le recours à un bac de rétention. Cependant un nettoyage régulier est à prévoir.

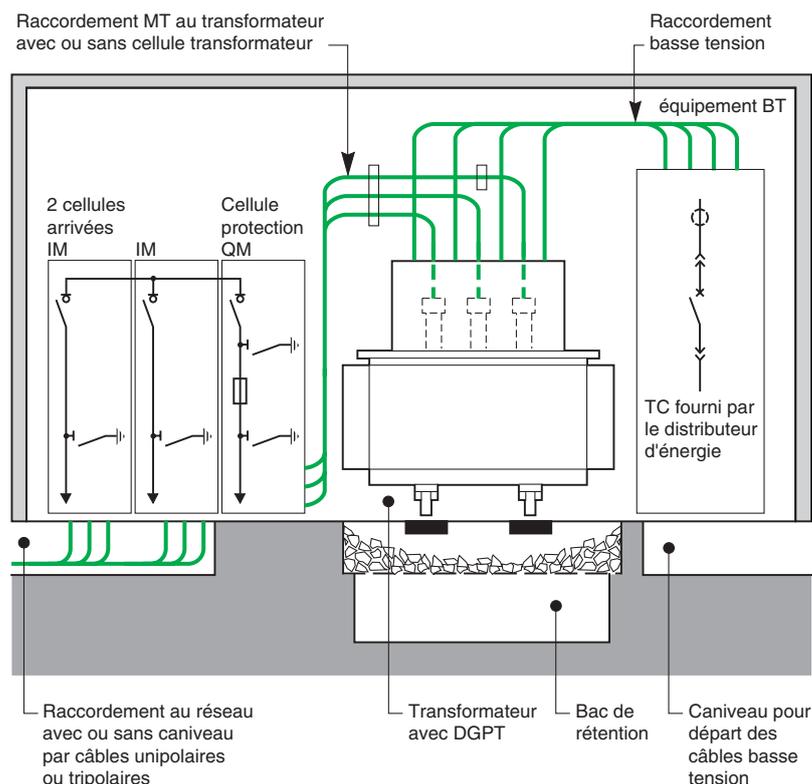


Fig. B30 : Exemple d'installation d'un poste à comptage BT de type traditionnel

Raccordements et liaisons

Raccordements et liaisons MT

- Les raccordements au réseau MT se font sous la responsabilité du distributeur d'énergie.
- Les liaisons entre les cellules MT et le transformateur se font :
 - par des extrémités de câbles courtes d'intérieur lorsque le transformateur se trouve dans une cellule faisant partie du tableau,
 - par câble unipolaire blindé à isolation synthétique avec possibilité de prises embrochables sur le transformateur.

En France les liaisons HTA entre cellule HTA et transformateur utilisent des câbles unipolaires de 50 ou 95 mm² avec :

- pour les transformateurs immergés, raccordement par des bornes embrochables droites ou équerres,
- pour les transformateurs secs, raccordement par cosses.

Liaison BT puissance

- Les liaisons entre les bornes BT du transformateur et l'appareillage BT peuvent être :
 - des câbles unipolaires,
 - des barres (de section circulaire ou rectangulaire) avec isolement par gaines thermo-retractables.

Comptage (cf. Fig. B31)

- Les TI de comptage sont :
 - généralement installés dans le capot BT du transformateur plombé par le distributeur,
 - quelquefois dans l'armoire BT, dans un compartiment plombé.
- Le panneau de comptage est :
 - installé sur une paroi non exposée aux vibrations,
 - placé le plus près possible des transformateurs de mesure,
 - accessible au distributeur.

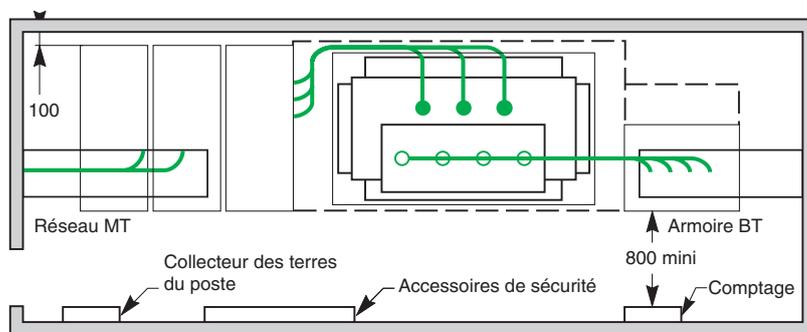


Fig. B31 : Vue de dessus d'un poste à comptage BT de type traditionnel

Circuits de terre

Tout poste doit comporter :

- une prise de terre pour les masses :
 - de tous les matériels à haute et basse tension,
 - des écrans métalliques des câbles MT «réseau»,
 - du quadrillage métallique noyé dans le socle en béton du poste,
 - du point commun du circuit secondaire des TI,
- des points «terre» des éventuels parafoudres.

Eclairage du poste

Le circuit d'éclairage peut être alimenté soit en amont soit en aval du disjoncteur général de protection BT. Dans les deux cas il doit être protégé de façon appropriée contre les courts-circuits.

Un ou des circuits séparés sont recommandé(s) pour l'éclairage de sécurité.

Les appareils de commande sont placés au voisinage immédiat des accès.

Les foyers lumineux sont disposés de telle sorte que :

- les appareils de sectionnement ne se trouvent pas dans une zone d'ombre,
- la lecture des appareils de mesure soit correcte.

En France, un bloc autonome d'éclairage de sécurité doit être prévu (NF C 13-100 § 762.2).

Matériel d'exploitation et de sécurité

En fonction des règlements de sécurité locaux, le poste sera généralement équipé :

- des matériels suivants permettant d'assurer l'exploitation et les manœuvres nécessaires dans des conditions de sécurité :
- un tabouret ou tapis isolant (pour la France, suivant la norme NF C 13-100, article 62),
- une paire de gants adaptés aux tensions les plus élevées présentes placée dans une enveloppe,
- un dispositif de vérification d'absence de tension,
- les dispositifs de mise à la terre (non obligatoire pour cellules sous enveloppe métallique).
- d'une perche de sauvetage,
- du matériel d'extinction : extincteur à poudre (bicarbonate de soude hydrofuge) ou au CO₂ (neige carbonique),
- des signaux, affiches et pancartes de sécurité,
- à l'extérieur sur la porte d'accès : pancarte d'avertissement DANGER et d'interdiction d'accès avec l'identification du poste et affiche éventuelle (obligatoire en France) décrivant les consignes relatives aux premiers soins à donner aux victimes d'accidents électriques.

6.3 Les postes d'extérieur

Poste préfabriqué d'extérieur

Un poste préfabriqué d'extérieur conforme à la norme CEI 62271-202 comporte :

- des équipements conforme aux normes CEI,
- une enveloppe de type testée, ce qui signifie que, lors de sa conception, elle a subi avec succès un ensemble de tests (cf. Fig. B32) :
- degré de protection,
- essais fonctionnels,
- classe de température,
- matériels non inflammables,
- résistance mécanique de l'enveloppe,
- isolation sonore,
- niveau d'isolement,
- tenue à l'arc interne,
- circuit d'essai de mise à la terre,
- rétention d'huile,...

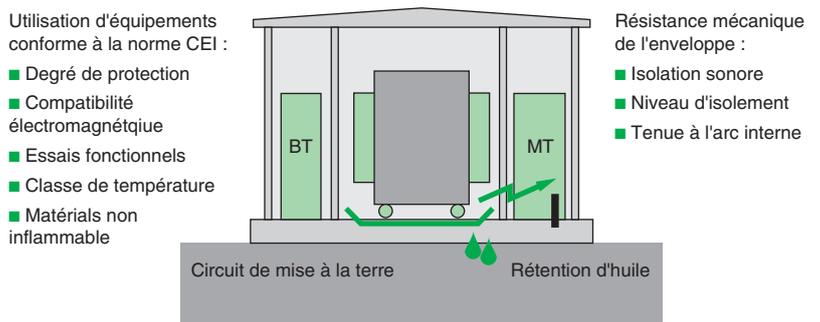


Fig. B32 : Poste préfabriqué d'extérieur suivant la norme CEI 62271-202

Principaux avantages

- Sécurité
- pour le public et l'exploitant grâce à un niveau de qualité reproductible et testé
- conformité aux consignes d'installation du matériel, normes et spécifications en vigueur
- Optimisation du coût
- fabriqué, assemblé et testé en usine
- Délai réduit
- livraison prêt à raccorder
- réduction des délais d'étude
- simplification du génie civil par simple décaissement du sol
- pas de coordination entre différents corps de métiers

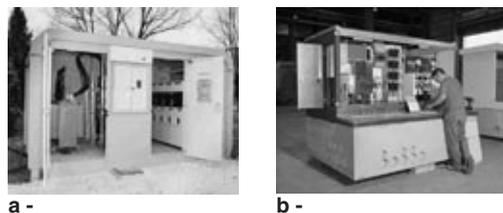
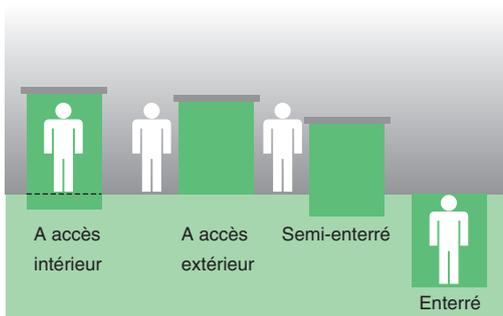


Fig. B33 : Représentation des quatre conceptions de poste suivant la norme CEI 62271-202. Deux illustrations poste d'intérieur MT/BT à couloir d'accès [a] ; poste MT/BT semi-enterré [b]

La norme CEI 62271-202 définit quatre conceptions de poste (cf. Fig. B33)

- Poste à accès intérieur :
 - exploitation protégée des intempéries.
- Poste à accès extérieur
 - dégagements d'accès et manœuvres extérieures.
- Poste semi enterré
 - impact visuel limité.
- Poste souterrain
 - totalement invisible dans un paysage urbain.

Postes d'extérieur-sans enveloppe (cf. Fig. B34)

Ces types de postes sont fréquents dans certains pays, et réalisés avec des équipements d'extérieur insensibles aux conditions climatiques. Ces postes comportent une zone protégée par des barrières dans laquelle trois socles en béton, ou plus, sont installés pour :

- un Ring main Unit ou un ou plusieurs interrupteurs fusibles ou disjoncteurs,
- un ou plusieurs transformateurs,
- un ou plusieurs tableaux de distribution BT.



Fig. B34 : Poste d'extérieur sans enveloppe

Postes haut de poteau (cf. Fig. B35)

Domaine d'application

Ces postes sont principalement utilisés pour alimenter des installations par un réseau aérien de distribution publique.

Dispositions de mise en œuvre

L'emplacement du poste doit être choisi de façon que le distributeur et l'utilisateur aient accès au poste, en tous temps, pour l'exécution des manœuvres qu'ils sont susceptibles d'avoir à exécuter, mais aussi pour la manutention du matériel (lever le transformateur par exemple) et l'accès de véhicules lourds.

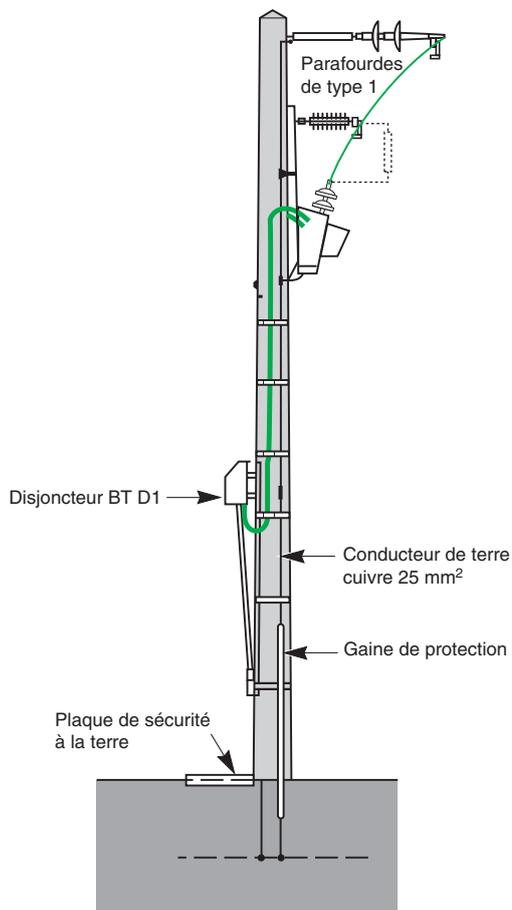


Fig. B35 : Poste sur poteau

Postes haut de poteau en France

Les postes haut de poteau sont définis par la norme NF C 13-103. Elle constitue une application de la norme générale NF C 13-100 à ce type particulier de poste, tenant compte de la simplicité de ces postes et de leur domaine d'application.

Ces postes sont alimentés par un réseau aérien de distribution publique nominale maximale de 33 kV, avec :

- un seul transformateur de puissance maximale 160 kVA et de tension préférentielle 230/400 V,
- un comptage basse tension.

Ces postes sont alimentés en simple dérivation et ne comportent pas d'appareillage moyenne tension car les transformateurs sont le plus souvent auto-protégés. Ils sont équipés de parafoudres pour protéger le transformateur et l'utilisateur (cf. Fig. B36).

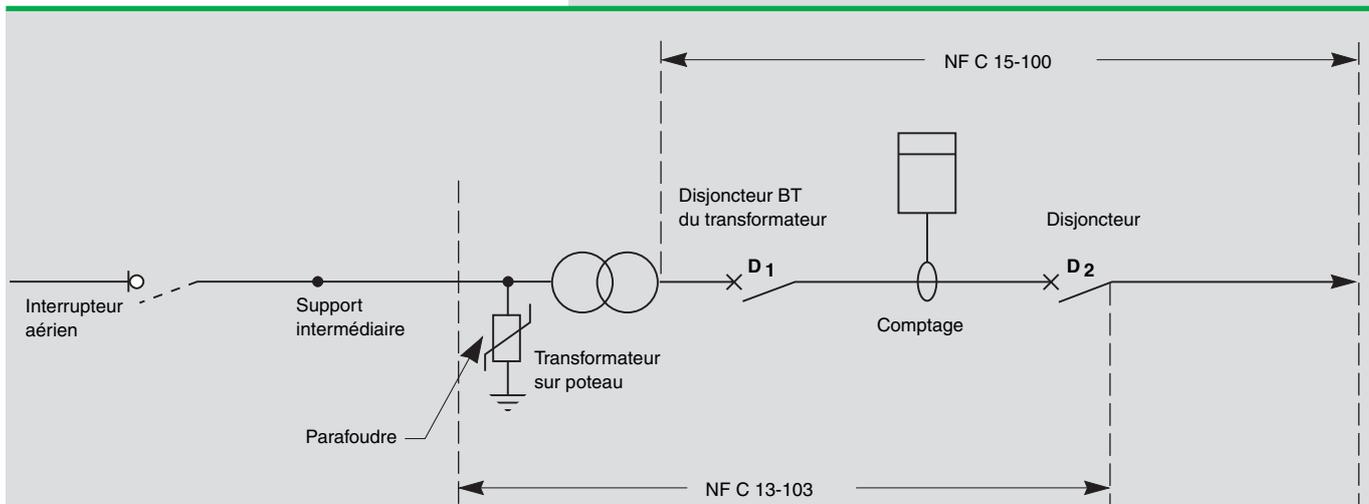


Fig. B36 : Schéma de principe du poste sur poteau

La protection contre les chocs électriques est faite suivant la norme NF C 13-100 à l'exception du paragraphe 412.3.

La protection électrique est assurée par deux disjoncteurs :

- le disjoncteur (D1) protège le transformateur contre les surcharges et la liaison basse tension contre les courts-circuits. Il doit être placé sur le poteau, être muni d'une protection à temps inverse ou d'une image thermique
- l'appareil général de commande et de protection de l'installation est un disjoncteur (D2) qui peut être le disjoncteur de branchement ou un disjoncteur à usage général. La sélectivité de fonctionnement entre les deux disjoncteurs doit être recherchée. Leur réglage est effectué par le distributeur et plombé par celui-ci.

La protection contre les surtensions est faite par des parafoudres suivant la norme NF C 13-103.

Chapitre C

Raccordement au réseau de distribution publique BT

Sommaire

1	Introduction	C2
	1.1 Le branchement selon la norme NF C 14-100 et les matériels selon des spécifications techniques	C2
	1.2 Les différentes tensions	C2
	1.3 Définitions	C3
2	Les schémas de branchement	C5
	2.1 Branchement à puissance limitée ≤ 36 kVA (ancien tarif bleu)	C5
	2.2 Branchement à puissance surveillée de 36 à 250 kVA (ancien tarif jaune)	C6
	2.3 Branchement producteur	C6
3	Les schémas de liaison à la terre dans le branchement et la protection des personnes	C8
	3.1 Généralités sur les schémas de liaison à la terre -SLT-	C8
	3.2 Branchement à puissance surveillée en schéma TNS	C8
	3.3 Emplacements des DDR	C12
	3.4 Raccordement des installations de sécurité	C12
4	La protection des circuits	C14
	4.1 Protection des canalisations contre les surintensités	C14
	4.2 Courants de court-circuit des branchements	C14
	4.3 Choix et mise en oeuvre des canalisations	C15
	4.4 Disjoncteur de branchement	C16
	4.5 Une obligation : le sectionnement à coupure visible	C16
5	La compensation d'énergie réactive	C17

Des informations complémentaires sur des sujets se rapportant aux branchements à basse tension sont données dans les autres chapitres de ce guide, comme par exemple :

- Le bilan de puissance... chapitre A
- La protection foudre... chapitre J
- La compensation de l'énergie réactive... chapitre L
- Le résidentiel... chapitre P

Nota :

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

De part sa situation particulière, l'interconnexion entre les installations privées et le réseau de distribution basse tension, généralement dénommé «branchement», fait en France l'objet d'une norme spécifique la NF C 14-100.

C2

1.1 Le branchement selon la norme NF C 14-100 et les matériels selon des spécifications techniques

Cette norme traite de la conception et de la réalisation des installations de branchement à basse tension comprises entre le point de raccordement au réseau et le point de livraison aux utilisateurs. Elle s'applique aux branchements individuels et aux branchements collectifs (branchements comportant plusieurs points de livraison). Elle permet de concevoir des installations de branchement jusqu'à 400 A, en assurant à tout moment la sécurité des personnes et la conservation des biens. Une refonte complète en un seul document (avec annulation de tous les documents antérieurs) et prise en compte de la NF C 11-201 (pour l'amont) et de la NF C 15-100 (pour l'aval) à été réalisée en février 2008.

Pour la définition des matériels qui constituent un branchement, il faut se reporter aux spécifications techniques du gestionnaire du réseau de distribution. Le législateur oblige chaque GRD -gestionnaire de réseaux de distribution- à rendre public son référentiel technique. A titre d'exemple pour EDF, le référentiel technique est publié sous la forme de spécifications «HN», et pour les régies dans certaines publications locales.

Simultanément à la conception d'un branchement il y a lieu d'étudier les offres d'abonnement et de tarification de l'électricité, et pour cela il faut se renseigner auprès des distributeurs d'énergie.

1.2 Les différentes tensions

A partir du transformateur HTA / BT la distribution publique est limitée en puissance à 250 kVA et le neutre du transformateur est relié à la terre suivant le schéma de liaison à la terre TT ou TN-S. Les tensions 230/410 volts sont harmonisées internationalement (cf. Fig. C1 et C2), les tolérances en France sont de -10 %, +6 %. Pour les tensions supérieures, les tolérances peuvent être réduites contractuellement.

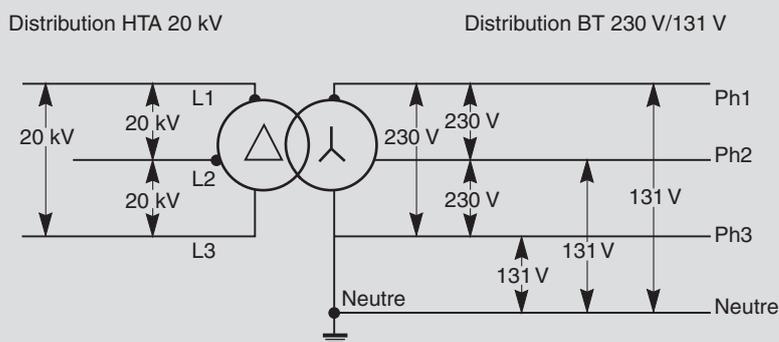


Fig. C1 : Les tensions normalisées des réseaux français de distribution triphasés 230 V

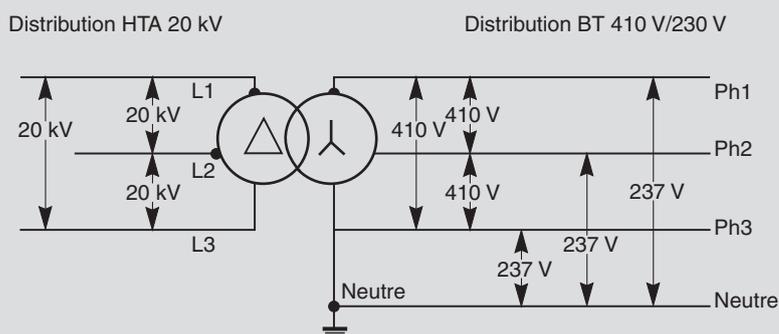


Fig. C2 : Les tensions normalisées des réseaux français de distribution triphasés 410 V

1.3 Définitions

Point de livraison -PDL-

Le PDL est un point important car toute la contractualisation avec le gestionnaire du réseau se fait à cet emplacement. Il s'agit du raccordement avec l'installation de l'utilisateur situé soit :

- pour les branchements à puissance limitée aux bornes aval de l'appareil général de commande et de protection (AGCP),
- pour les branchements à puissance surveillée aux bornes aval de l'appareil de sectionnement à coupure visible.

Le point de livraison est aussi appelé :

- point de soutirage pour les installations consommatrices,
- point d'injection pour les installations productrices.

En amont de ce point de livraison, la norme NF C 14-100 entre en application, sachant que la conformité de l'ouvrage à cette norme relève de la responsabilité du distributeur (cf. Fig. C3).

En aval de ce point de livraison, les installations du client doivent être conformes à la norme NF C 15-100.

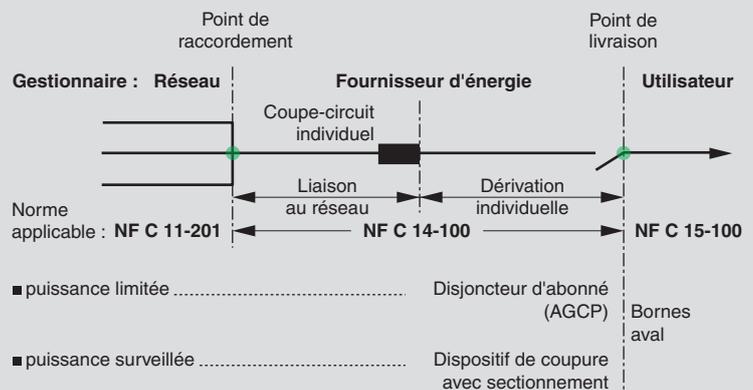


Fig. C3 : Organisation et éléments d'un branchement

Appareils de contrôle, de commande, de sectionnement et de protection

Ces appareils comprennent, dans le cadre de la NF C14-100 :

- l'appareil de comptage,
- l'appareil général de commande et de protection (AGCP) pour les branchements à puissance limitée,
- l'équipement de sectionnement et de coupure visible pour les branchements à puissance surveillée.

Appareil général de commande et de protection -AGCP-

Cet appareil assure de façon coordonnée :

- le sectionnement et la commande,
- la protection contre les surintensités,
- la coupure d'urgence (pour les habitations),
- la protection contre les contacts indirects,
- la limitation de puissance.

Coupure d'urgence

La coupure d'urgence est destinée à mettre hors tension un appareil ou un circuit qu'il serait dangereux de maintenir sous tension.

Situé à l'intérieur de l'habitation l'AGCP peut assurer cette fonction. Situé dans un local annexe il doit être accessible par un accès direct depuis l'habitation, sinon un équipement de coupure en charge et de sectionnement doit être installé dans le bâtiment.

Branchement

Le branchement basse tension se définit comme l'interface entre l'installation du client et le réseau basse tension de distribution publique ; il a pour but d'amener l'énergie électrique du réseau à l'intérieur des propriétés desservies. Il est régi par la norme NF C 14-100 qui définit les conditions dans lesquelles les branchements BT doivent être réalisés.

On distingue les branchements en fonction :

- du nombre de points de livraison desservis ;
- de la nature de la liaison au réseau : aérienne, souterraine ou aéro-souterraine ;
- de la puissance de l'utilisateur :
 - puissance limitée,
 - puissance surveillée ;
- du type d'utilisateur :
 - consommateur (avec ou sans source de remplacement),
 - producteur-consommateur (avec générateur susceptible de fonctionner couplé avec le réseau).

Circuit de communication du branchement

Il s'agit d'une liaison spécifique permettant les échanges d'informations (communication) entre le gestionnaire du réseau de distribution et les différents appareils (contrôle, commande et protection) constituant l'interface de branchement.

2.1 Branchement à puissance limitée ≤ 36 kVA (ancien tarif bleu)

Ce branchement peut être monophasé ou triphasé, c'est l'utilisation du client qui guide ce choix. La puissance appelée au point de livraison est limitée par un dispositif approprié à la valeur souscrite par l'utilisateur. Il est interdit de mettre en œuvre un système de réenclenchement automatique sur l'AGCP. Deux types de branchement, type 1 ou type 2, sont définis selon l'emplacement du point de livraison.

Point de livraison dans les locaux de l'utilisateur (type 1)

La structure d'un branchement est de type 1 (cf. Fig. C4) lorsque l'emplacement du point de livraison se situe dans les locaux de l'utilisateur (pavillon, petit tertiaire, ...). La longueur de la dérivation entre le coupe-circuit principal individuel (CCPI) et le point de livraison ne doit alors pas dépasser 30 m. Cette longueur maximale permet de respecter les chutes de tension admissibles.

Pour la définition du matériel qui constitue ce branchement, il faut se référer aux spécifications techniques du gestionnaire de réseaux de distribution (GRD).

Les coupe-circuit principaux individuels (CCPI) ou collectifs (CCPC) doivent être accessibles par le gestionnaire du réseau de distribution. Ils seront donc installés sans qu'il y ait franchissement d'un accès contrôlé.

Il existe 3 paliers standard pour le raccordement au réseau basse tension :

- 12 kVA monophasé,
- 18 kVA monophasé,
- 36 kVA triphasé.

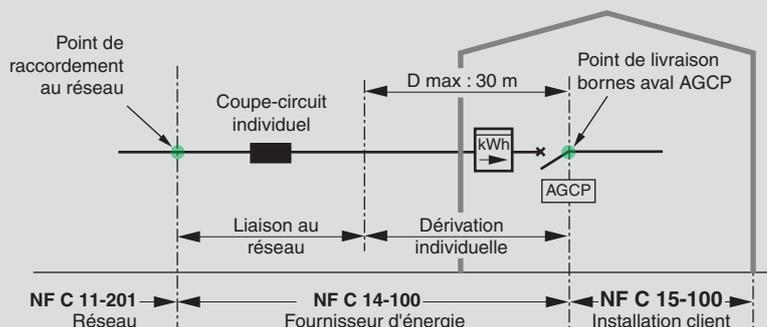
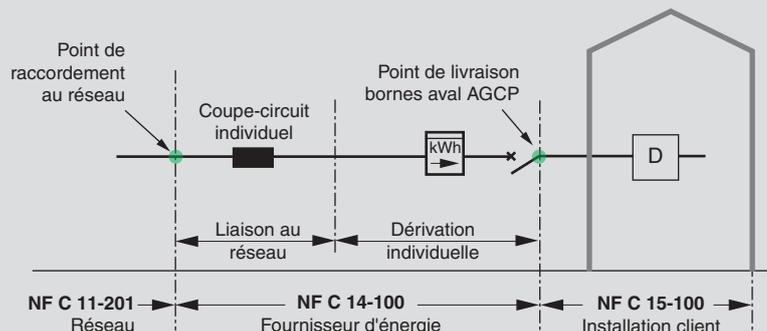


Fig. C4 : Branchement individuel à puissance limitée «type 1»

Point de livraison à l'extérieur des locaux de l'utilisateur (type 2)

L'AGCP est installé en général à proximité du CCPI dans un coffret en limite de propriété (cf. Fig. C5).

Cette conception impose un deuxième dispositif pour assurer la fonction de coupure d'urgence et d'isolement dans l'habitation.



AGCP (Appareil général de commande et de protection)

D : Dispositif assurant la coupure d'urgence et le sectionnement

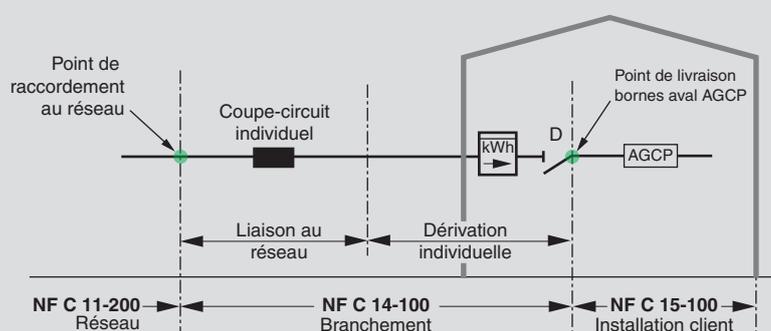
Fig. C5 : Branchement individuel à puissance limitée «type 2»

2.2 Branchement à puissance surveillée de 36 à 250 kVA (ancien tarif jaune)

Pour les branchements à puissance surveillée, au-delà de 36 kVA, un appareil de mesure surveille la puissance appelée au point de livraison et le GRD enregistre tout dépassement de la puissance souscrite.

Le point de livraison correspond aux bornes aval du dispositif de sectionnement placé chez l'utilisateur (cf. **Fig. C6**). Ce dispositif de sectionnement à coupure visible, est destiné à pouvoir séparer du réseau (sans intervention du GRD) l'appareil général de commande et de protection de l'utilisateur.

Le sectionnement peut être assuré par un sectionneur combiné à un disjoncteur, par un disjoncteur débrochable ou par un interrupteur-sectionneur distinct de l'appareil général de commande et de protection.



D : Equipement assurant le sectionnement et la coupure visible

AGCP (Appareil général de commande et de protection)

Fig. C6 : Branchement à puissance surveillée

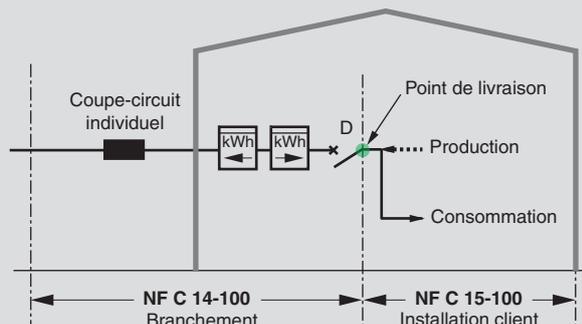
2.3 Branchement producteur

Des dispositions particulières sont prévues pour le raccordement au réseau des installations productrices d'énergie. Deux cas sont prévus selon la fourniture d'énergie au réseau choisie par le producteur-consommateur :

- injection de la totalité de l'énergie produite,
- injection du surplus d'énergie produite.

Injection du surplus de la production

Lorsque la production est supérieure à la propre consommation de l'abonné, l'électricité produite est injectée sur le réseau basse tension du distributeur. L'installation électrique est équipée de deux compteurs : l'un mesure l'énergie soutirée au réseau quand la consommation est supérieure la production, l'autre mesure l'énergie injectée dans le réseau. L'installation électrique possède un seul point de livraison (cf. **Fig. C7**).

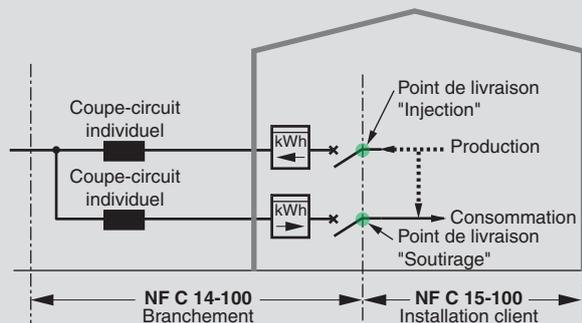


D : AGCP si branchement à puissance limitée, ou dispositif assurant le sectionnement et la coupure visible si branchement à puissance surveillée

Fig. C7 : Branchement Producteur-Consommateur «Injection du surplus de production» avec un seul point de livraison

Injection de la totalité de la production

Lorsque la totalité de la production est envoyée vers le réseau de distribution publique, le générateur de production possède son propre point de livraison. Cette séparation entre le point de livraison «soutirage» et le point de livraison «injection», implique de séparer les deux parties de l'installation (cf. **Fig. C8**). L'utilisation de la source d'injection comme source de remplacement pour l'ensemble de l'installation reste possible sous réserve des dispositions appropriées pour le couplage (NF C 15-100 Partie 5-55, guides UTE C 15-400 et UTE C 15-712). La liaison au réseau basse tension de distribution publique reste commune aux deux points de livraison.



D : AGCP si branchement à puissance limitée, ou dispositif assurant le sectionnement et la coupure visible si branchement à puissance surveillée.

Fig. C8 : Branchement Producteur-Consommateur «Injection de la totalité de la production nette» avec deux points de livraison

3 Les schémas de liaison à la terre dans le branchement et la protection des personnes

C8

3.1 Généralités sur les schémas de liaison à la terre -SLT-

Pour les réseaux BT, les normes définissent trois types de schémas de liaison à la terre, communément appelés régimes de neutre :

- neutre à la terre TT ;
- mise au neutre TN avec 2 variantes :
 - TN-S Neutre et PE -conducteur de protection- séparés,
 - TN-C Neutre et PE confondus -PEN- ;
- neutre isolé IT ou impédant (réservé aux branchements de puissance > 250 kVA).

Ces trois schémas sont considérés comme équivalents sur le plan de la sécurité des personnes contre les contacts indirects. Il n'en est pas nécessairement de même pour la sûreté de l'installation électrique BT en ce qui concerne :

- la disponibilité de l'énergie,
- la maintenance de l'installation.

C'est le croisement des impératifs réglementaires, de continuité de service, de condition d'exploitation et de nature du réseau et des récepteurs qui détermine le ou les types de schémas les plus adaptés.

Neutre à la terre ou schéma TT

En France, le réseau basse tension de distribution publique (230V/400V) est conçu suivant la norme NF C 11-201 avec un schéma des liaisons à la terre de type TT. Pour les branchements à **puissance limitée** raccordés à un réseau de distribution publique basse tension, le schéma TT est le seul retenu par la norme NF C 14-100 . Pour les branchements à **puissance surveillée**, le schéma de liaisons à la terre est de type TT sauf accord avec le GRD pour utiliser le schéma TN.

Mise au neutre ou schéma TN

Conformément à l'édition 2008 de la NF C 14-100, le client peut demander à concevoir son installation en schéma de type TN-S. Ce choix permet de réduire l'investissement de l'installation (les disjoncteurs différentiels n'étant plus indispensables) tout en conservant le même niveau de sécurité pour les personnes et les biens qu'une installation TT équipé de disjoncteurs différentiels. A noter que le schéma TN-C est interdit pour les branchements à puissance surveillée car le conducteur neutre des réseaux basse tension de distribution publique n'est pas conçu pour remplir le rôle de conducteur de protection. Un même parcours du conducteur de protection -PE- et des conducteurs actifs est recommandé par la norme (NF C 15-100 § 544-1).

3.2 Branchement à puissance surveillée en schéma TNS

Conditions pour le fonctionnement en schéma TN d'une installation à puissance surveillée raccordée à un réseau de distribution publique basse tension

Il est possible de réaliser des branchements à puissance surveillée en schéma TN-S après accord du GRD (voir Annexe F de la norme NF C 14-100) lorsque les postes de transformation sont situés dans la même propriété que les installations alimentées. La notion de bâtiment est ici définie par la notion de radier ou boucle à fond de fouille commune.

Le schéma TN-S (conducteur neutre et conducteur PE distincts) est envisageable suivant trois cas qui ne peuvent être réalisés que s'il est possible d'interconnecter les terres des masses et du neutre dans le poste HTA.

3 Les schémas de liaison à la terre dans le branchement et la protection des personnes

1er cas : Installation à puissance surveillée en schéma TN-S à partir d'un poste de distribution publique intégré dans le bâtiment (cf. Fig. C9).

LEP : liaison équipotentiel principal du poste de distribution publique.

Spe : section des conducteurs de protection des masses des installations à basse tension.

Spo : section du conducteur de protection entre la borne du neutre du transformateur HTA/BT et la borne principale de terre du poste.

St : section du conducteur de terre.

Vers distribution publique BT NF C 14-100 schéma TT, extérieure à la propriété

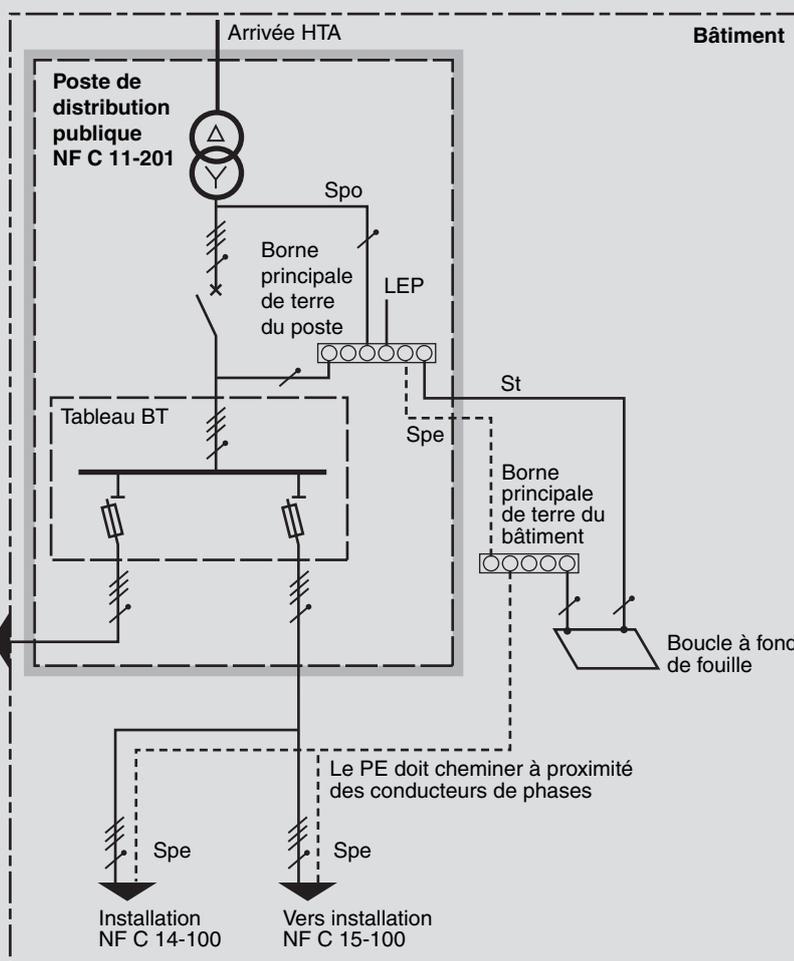


Fig. C9 : Schéma de principe d'une installation surveillée en schéma TN-S depuis un poste de distribution publique intégré dans le bâtiment

Pour que l'installation à puissance surveillée puisse fonctionner en schéma TN-S, toutes les conditions suivantes doivent être respectées :

- 1) La section SPE du conducteur principal de protection PE doit être calculée pour le courant de défaut Phase-PE en schéma TN suivant la norme NF C 15-100.
- 2) Le conducteur de protection PE chemine à proximité des conducteurs de phase. En dérogation du paragraphe 8.1, le conducteur de protection pourra circuler sur le même chemin de câbles ou dans le même compartiment de goulotte.
- 3) Si le conducteur de protection PE est commun à plusieurs circuits, il doit être dimensionné en fonction de la plus grande section des conducteurs de phase.
- 4) Le conducteur PE relie la borne de terre de chaque bâtiment à la borne de terre du poste de DP.
- 5) Un conducteur de protection PO relie directement, dans le poste de DP, la borne de terre du poste à la borne de neutre du transformateur. Ce conducteur PO doit avoir une section minimale de 95 mm² en cuivre isolé, de type U 1000 R2V ou équivalent.
- 6) Conformément à la norme NF C 11-201, la borne de terre du poste de DP est raccordée directement à la boucle à fond de fouille du bâtiment et les masses du poste et le conducteur neutre du réseau sont raccordés à la borne de terre du poste de DP.

2^{ème} cas : Installation à puissance surveillée en schéma TN-S à partir d'un poste de distribution publique intégré dans un des bâtiments et dans la même propriété ou copropriété (cf. Fig. C10).

Similaire au 1^{er} cas mais avec un deuxième bâtiment à alimenter équipé d'une borne principale de terre et d'une boucle à fond de fouille.

Pour réaliser une installation conforme à la NF C 14-100 il faut appliquer toutes les conditions du cas n° 1 et ajouter une septième condition :

7) Chaque bâtiment doit être alimenté directement par un circuit issu du tableau en basse tension du poste de DP et le conducteur de protection PE doit cheminer à proximité des conducteurs de phase. Si la liaison n'est pas faite avec le conducteur de protection, le bâtiment est alors alimenté en schéma TT (cas du bâtiment 3 de la figure C11).

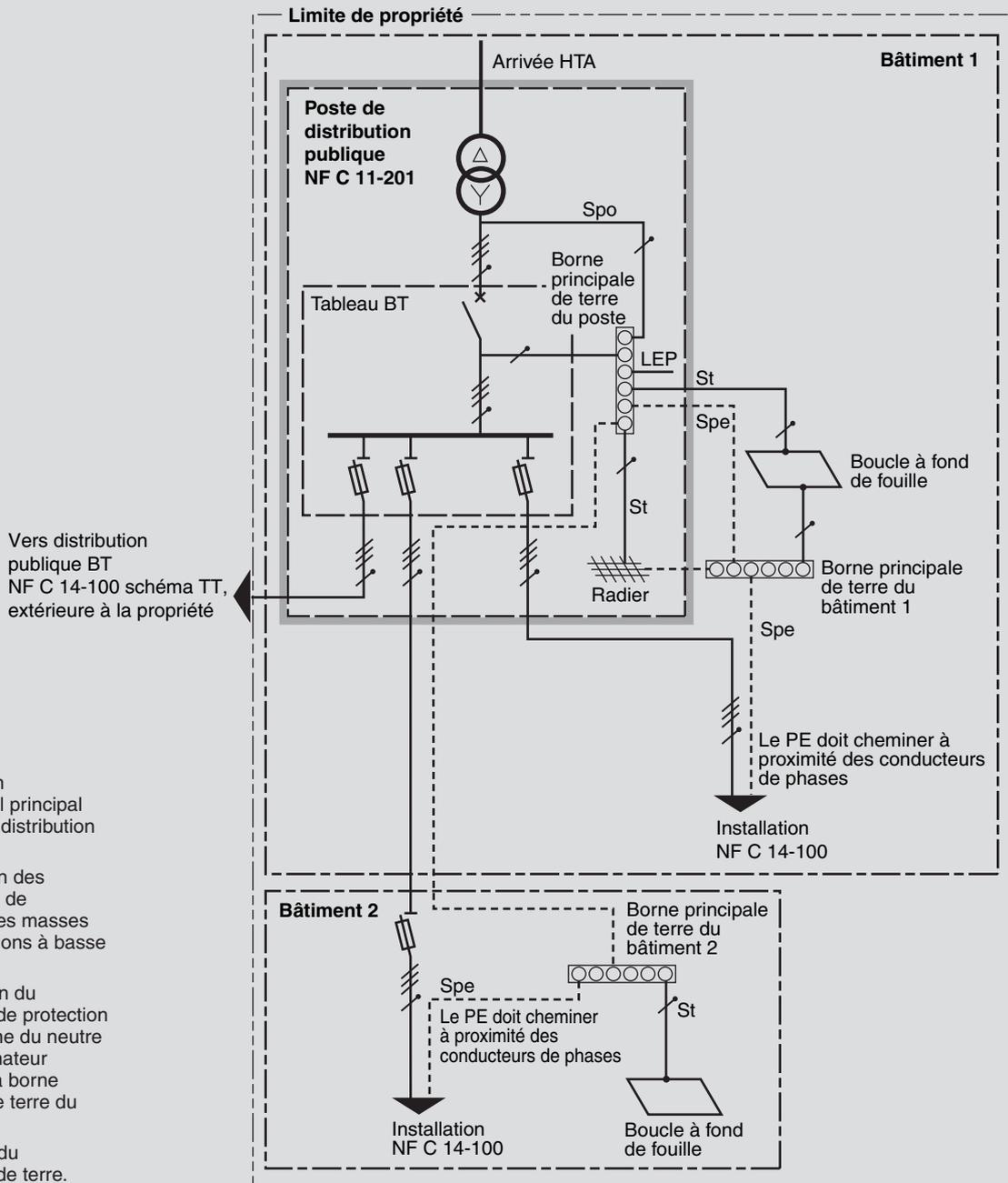
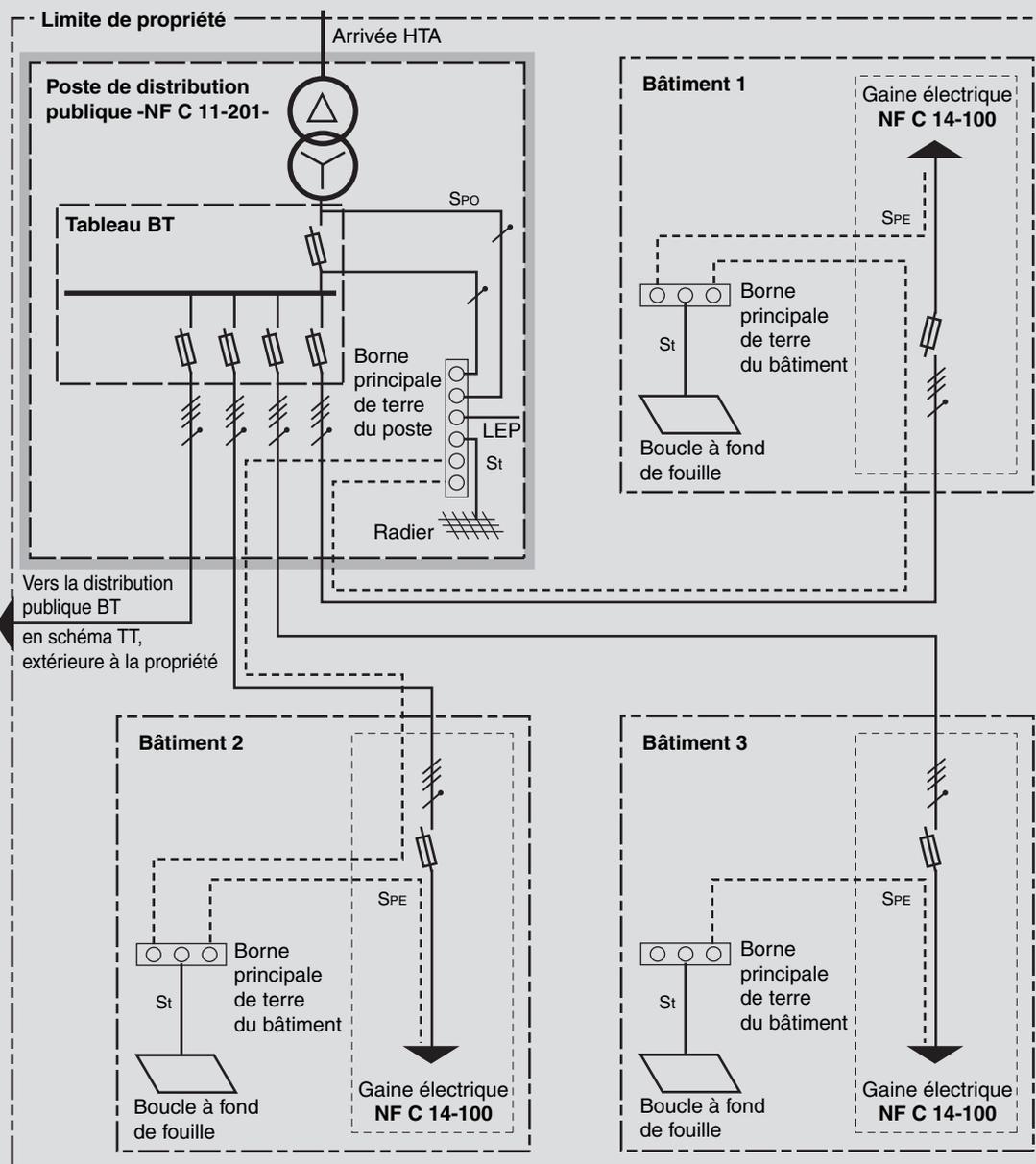


Fig. C10 : Schéma de principe d'une installation à puissance surveillée (Schéma TNS) à partir d'un poste de DP intégré dans un des bâtiments et dans la même propriété

3 Les schémas de liaison à la terre dans le branchement et la protection des personnes

3^{ème} cas : Installation à puissance surveillée en schéma TN-S à partir d'un poste de distribution publique en dehors du ou des bâtiments et dans la même propriété ou copropriété (cf. Fig. C11).

C11



LEP : liaison équipotentiel principal du poste de distribution publique.

Spe : section des conducteurs de protection des masses des installations à basse tension.

Sp0 : section du conducteur de protection entre la borne du neutre du transformateur HTA/BT et la borne principale de terre du poste.

St : section du conducteur de terre.

Fig. C11 : Schéma de principe d'une installation à puissance surveillée (Schéma TNS) à partir d'un poste de DP en dehors du bâtiment mais dans la même propriété

Les conditions 1, 2, 4 et 5 du 1er cas sont conservées, les conditions 3 et 6 sont remplacées par les conditions suivantes :

3) La borne de terre du poste de DP est raccordée directement au radier du poste de DP et les masses du poste et le conducteur neutre du réseau sont raccordés à la borne de terre du poste de DP.

6) Chaque bâtiment est alimenté directement par un circuit issu du tableau en basse tension du poste de DP et le conducteur de protection PE chemine à proximité des conducteurs de phase (cas du bâtiment 2 de la figure C11).

3.3 Emplacements des DDR

Dans les installations électriques, les contacts directs et indirects sont toujours associés à un courant de défaut qui ne revient pas à la source par les conducteurs actifs. Ils représentent un danger pour les personnes et pour les biens. C'est pourquoi les DDR « Dispositifs Différentiels Résiduels », dont la fonction de base est de détecter les courants différentiels résiduels, sont très utilisés et indispensables avec le schéma TT.

Dans certains cas il peut être nécessaire d'organiser une sélectivité entre ces protections pour éviter la mise hors tension générale lors d'un défaut d'isolement. Il est possible d'utiliser soit un disjoncteur général différentiel sélectif, soit un disjoncteur général non différentiel.

Pour plus de précision lire la coordination des DDR au chapitre F § 5.2.

Note : Avec un disjoncteur général non différentiel, les circuits sont alors protégés individuellement ou par groupe par des dispositifs différentiels. La partie de l'installation entre le disjoncteur général et le ou les DDR doit alors être réalisée en classe 2, soit avec des câbles U 1000 R2V ou sous conduit isolant, soit en plaçant le disjoncteur général et le (ou les DDR) dans un même tableau ou deux tableaux adjacents.

3.4 Raccordement des installations de sécurité

Aucune installation d'utilisateur ne peut être raccordée en amont du point de livraison.

Lorsqu'un circuit de sécurité est câblé au tableau général de l'installation, la fonction de coupure d'urgence doit être réalisée selon les prescriptions de la norme NF C 15-100 § 562.8. Dans ce paragraphe sont présentés les différents raccordements possibles prévus par la norme.

Cas d'un branchement à puissance limitée

L'AGCP n'est pas un appareil de coupure d'urgence. Un dispositif complémentaire doit donc être installé, en aval de l'AGCP, pour permettre la coupure d'urgence des circuits autres que celui alimentant le circuit de sécurité (cf. Fig. C12).

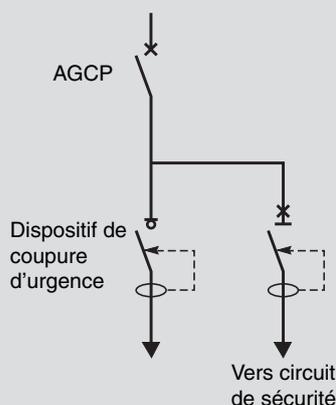


Fig. C12 : Branchement à puissance limitée avec un dispositif complémentaire de coupure d'urgence

3 Les schémas de liaison à la terre dans le branchement et la protection des personnes

Cas d'un branchement à puissance surveillée

Nota : Dans les schémas suivants, les dispositifs de protection contre les contacts indirects ne sont pas représentés.

Deux situations peuvent se présenter :

a) L'appareil de sectionnement à coupure visible est distinct de l'appareil général de commande et de protection. L'AGCP peut être utilisé comme dispositif de coupure d'urgence. L'équipement de protection du circuit de sécurité est raccordé en amont du dispositif général de commande et de protection lequel assure la coupure d'urgence de tous les autres circuits de l'installation (cf. Fig. C13).

C13

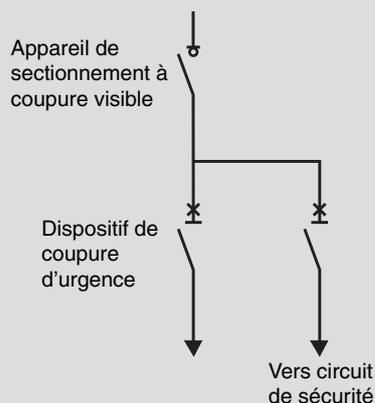


Fig. C13 : Branchement à puissance surveillée avec un appareil de sectionnement à coupure visible distinct de l'appareil général de commande et de protection

b) L'appareil de sectionnement à coupure visible est combiné à l'appareil général de coupure et de protection (cf. Fig. C14), ou bien l'appareil général de commande et de protection est débouchable. L'AGCP ne peut pas être utilisé comme dispositif de coupure d'urgence. Un dispositif complémentaire doit donc être prévu, en aval pour permettre la coupure d'urgence de tous les circuits autres que celui alimentant le circuit de sécurité.

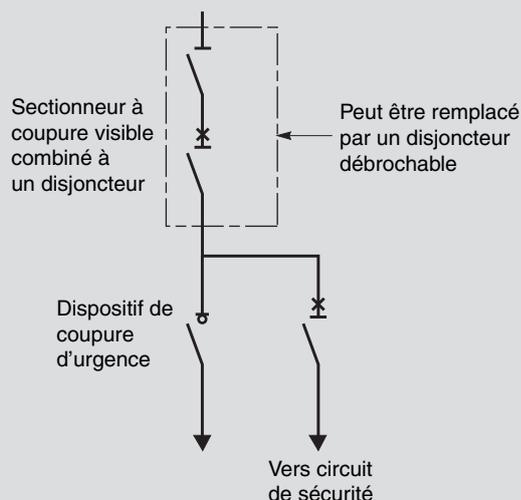
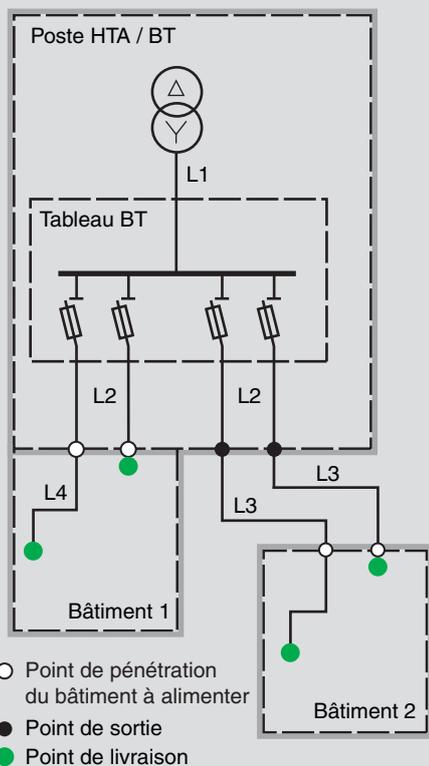


Fig. C14 : Branchement à puissance surveillée avec un appareil de sectionnement à coupure visible combiné à l'appareil général de coupure et de protection ou avec un appareil général de commande et de protection débouchable

C14



- Point de pénétration du bâtiment à alimenter
- Point de sortie
- Point de livraison

L1 : Canalisation BT entre le transformateur et le tableau BT

L2 : Canalisation entre le tableau BT et le point de sortie du poste HTA/BT

L3 : Canalisation entre le point de sortie du poste HTA/BT et le point de pénétration du bâtiment à alimenter

L4 : Canalisation entre le point de pénétration du bâtiment à alimenter et le point de livraison de la propriété à alimenter

Fig. C15 : Schéma des différentes liaisons électriques à prendre en compte pour le calcul du courant de court-circuit

4.1 Protection des canalisations contre les surintensités

Dans les installations de branchement c'est la NF C 14-100 qui définit les règles de protection contre les surcharges et les courts-circuits.

Protection contre les surcharges

Seules les dérivations individuelles sont protégées contre les surcharges :

- pour le branchement à puissance limitée par l'appareil général de commande et de protection,
- pour les branchements à puissance surveillée, par les fusibles situés immédiatement en amont du dispositif de comptage.

Pour éviter des déclenchements en cas de surcharge, il est recommandé de :

- prévoir un dispositif de délestage approprié,
- réaliser la meilleure répartition des charges dans le cas d'un branchement triphasé.

Protection contre les courts-circuits

Tous les conducteurs de branchement sauf le neutre doivent être raccordés à un dispositif de protection contre les courts-circuits assuré par :

- les disjoncteurs ou les fusibles du réseau de distribution,
- ou par les fusibles placés dans les coupe-circuit principaux collectifs ou individuels,
- ou par association de ces dispositifs.

Ces dispositifs sont spécifiés par le gestionnaire du réseau de distribution

Dans le cas d'un branchement à puissance surveillée la sélectivité entre l'AGCP et les fusibles installés sur le réseau de distribution est réalisée en utilisant les données des tableaux de la NF C 14-100 et selon les indications du GRD.

4.2 Courants de court-circuit des branchements

Branchement à puissance surveillée

Le dimensionnement d'une protection nécessite de connaître le courant maximal de court-circuit de l'installation. Pour cela, il est nécessaire de demander au service local de distribution les informations nécessaires à son calcul, sinon il faut utiliser les informations fournies par la NF C 14-100.

Le calcul des courants de court-circuit se fait en ayant en référence les différentes liaisons décrites dans la **Figure C15**.

■ Caractéristiques fournies par le GRD

Le calcul de l'icc max nécessite les caractéristiques suivantes de la part du GRD :

- puissance et tension de court-circuit du transformateur,
- longueurs, sections et natures des canalisations L1, L2, L3.

Nota : Pour la liaison L4, longueur, nature et section sont à déterminer par l'installateur.

■ Caractéristiques non fournies, application de la NF C 14-100

Pour le cas où le GRD n'est pas en mesure de fournir tous les éléments, la NF C 14-100 prescrit, par défaut, les données suivantes :

- puissance du transformateur : 1 000 kVA ;
- tension de court-circuit : 6 % ;
- liaison L1 : longueur 6 m, en aluminium, 4 câbles de section 240 mm² en parallèle par phase ;
- liaison L2 : longueur 15 m, câbles en aluminium de section 240 mm² ;
- liaison L3 : longueur 0 m ;
- liaison L4 : longueur, nature et section déterminées par l'installateur.

Pour le calcul du courant de court-circuit la résistivité à utiliser est celle à 20 °C.

Toutes ces données conduisent, quelque soit la puissance souscrite, à un courant de court-circuit maximal présumé IK3 de 22,5 kA (calculé avec le logiciel Ecodial). C'est avec ce courant présumé au point de sortie du poste HTA/BT, à l'extrémité du câble L2, qu'est dimensionné l'AGCP.

Pour ne pas surdimensionner l'installation, il convient de prendre en compte les longueurs L3 et L4 et ainsi d'optimiser le choix du matériel basse tension, notamment des disjoncteurs de protection définis selon l'icc au point de livraison. La technique de filiation (utilisation du pouvoir de limitation des disjoncteurs) offre une solution économique supplémentaire puisqu'elle permet en aval de l'AGCP de placer des disjoncteurs de plus faible pouvoir de coupure.

Nota : La filiation ne peut être réalisée qu'en mettant en œuvre des combinaisons de disjoncteurs testées par leurs fabricants.

Branchement à puissance limitée

Dans le cas d'un branchement à puissance limitée, compte tenu des protections amont (présence de fusibles AD), un pouvoir de coupure de 3 kA est suffisant pour les dispositifs de protection contre les courts-circuits en aval du point de livraison.

4.3 Choix et mise en œuvre des canalisations

L'impédance d'un câble est faible mais non nulle : lorsqu'il est traversé par le courant de service il y a une chute de tension entre son origine et son extrémité. Or le bon fonctionnement d'un récepteur est conditionné par la valeur de la tension à ses bornes. Il est donc nécessaire de limiter les chutes de tension en ligne par un dimensionnement correct des câbles d'alimentation en tenant compte :

- des courants admissibles des canalisations en fonction du mode de pose (NF C 15-100, tableaux 52C, 52G, 52H et 52J),
- des sections minimales prescrites en (C14-100, § 5.3.3 tableau 5) pour les dérivations individuelles à puissance limitée,
- des chutes de tension maximales admissibles indiquées (C14-100, § 5.4),
- du courant d'emploi en tenant compte des puissances minimales de dimensionnement indiquées (C14-100, § 5.5),
- des protections contre les surintensités,
- de leur température maximale admissible,
- des contraintes électromécaniques susceptibles de se produire en cas de court-circuit,
- des autres contraintes mécaniques auxquelles les conducteurs peuvent être soumis,
- de la valeur maximale de l'impédance permettant d'assurer le fonctionnement de la protection contre les défauts et les courts-circuits,
- de la présence de charges générant des courants harmoniques selon les règles et dispositions du paragraphe 330.1.1 de la NF C 15-100.

Note : il est du ressort de l'installateur de tenir compte des chutes de tension pour garantir une bonne utilisation des équipements à la puissance maximale du raccordement. (Voir le chapitre G)

Pour les branchements à puissance limitée

Le dimensionnement des dérivations individuelles (cf. Fig. C16) est calculé en fonction du courant assigné de l'AGCP.

Courant assigné de l'AGCP (en ampères)	Section minimale des conducteurs (en mm ²)	
	En cuivre	En aluminium (a)
30	10 (b)	16 (25 mm ² en souterrain)
45	10 (b)	16 (25 mm ² en souterrain)
60	16	25
90	25	35

Câble avec enveloppe isolante en PVC, PR ou ER

(a) : lors de l'utilisation de l'aluminium on veillera à la compatibilité avec les borniers de raccordement des appareils, le cas échéant, il sera nécessaire d'employer des dispositifs intermédiaires.

(b) : section ramenée à 6 mm² pour les dérivations individuelles de locaux annexes non habitables (caves, garages, parkings, etc.).

Fig. C16 : Section minimale des conducteurs d'une dérivation individuelle à puissance limitée, en conducteurs isolés, d'après le courant assigné de l'AGCP

Pour les branchements à puissance surveillée

Au-delà de 36 kVA, le dimensionnement des dérivations individuelles est déterminé suivant trois paliers en fonction des puissances souscrites :

- a) de 36 kVA à 59 kVA : dimensionner pour 100 A,
- b) de 60 kVA à 119 kVA : dimensionner pour 200 A,
- c) de 120 kVA à 250 kVA : dimensionner pour 400 A.

Les installations de branchement sont donc construites pour transiter le maximum de puissance du palier choisi. Le choix du matériel et des câbles qui en découle permet d'optimiser le coût de l'installation en fonction de la puissance demandée. Tout le matériel en amont du point de livraison est alors respectivement dimensionné pour 100 A, 200 A, ou 400 A, y compris le dispositif de sectionnement à coupure visible. En revanche il faut redimensionner l'installation lorsqu'une augmentation de puissance nécessite un passage au palier supérieur.

4.4 Disjoncteur de branchement

Puissance limitée

Le disjoncteur reste obligatoire pour le sectionnement et la protection des personnes, utilisé en tête d'installation d'abonné (puissance limitée), il permet d'assurer la protection contre la surcharge et les courts-circuits. Le disjoncteur DB90 instantané protège les personnes contre les contacts indirects et les installations contre les défauts d'isolement. Le DB90 S assure en plus une sélectivité totale avec les dispositifs différentiels à haute sensibilité 30 mA installés en aval.

Puissance surveillée

Ces branchements (au-delà de 36 kVA), nécessitent des disjoncteurs tétrapolaires tout à la fois capables de véhiculer et de contrôler des intensités importantes donc ayant des calibres plus forts que ceux des DB90. Ce sont les Compact NSX100F à NSX400F avec lesquels la protection différentielle se fait par adjonction d'un bloc Vigi (en option) en conformité aux spécifications des distributeurs d'énergie.

■ Compact NSX de branchement type AB

Ces disjoncteurs assurent une sélectivité totale avec les fusibles de distribution amont et évitent de dépasser la puissance souscrite. Ils sont équipés d'une protection thermique plus rapide qui fait déclencher l'appareil en tête de l'installation de l'utilisateur sans nécessiter l'intervention du distributeur d'énergie. Le déclencheur, livré avec un dispositif de plombage des réglages, est coordonné avec les dispositifs de protection en amont placés dans les Tableaux Urbains Réduits -TUR- du distributeur.

■ Compact NSX de branchement type Normal

Ils sont équipés d'un déclencheur standard à 1 seuil de réglage (type TMD ou Micrologic) autorisé par les distributeurs d'énergie.

4.5 Une obligation : le sectionnement à coupure visible

Avec le branchement à puissance surveillée le sectionnement à coupure visible est obligatoire, que le coffret de comptage ou de couplage soit situé en limite de propriété ou chez le client utilisateur.

C'est un interrupteur à coupure visible qui assure cette fonction et dont le calibre est généralement le même que celui du disjoncteur de branchement.

Cet interrupteur a pour principales caractéristiques :

- sa conformité aux normes CEI 60947-1 et 60947-3,
- et la coupure visible.

Si le coffret est situé en limite de propriété, l'appareil pour être accessible par l'utilisateur est placé dans ses locaux.

Si le coffret est situé chez le client, cet appareil est placé soit dans ce coffret, soit dans l'armoire de distribution BT.

5 La compensation d'énergie réactive

De nombreux récepteurs consomment plus ou moins de courants réactifs notamment pour créer les flux magnétiques (moteurs).

La compensation ou fourniture d'énergie réactive se fait par l'installation de condensateurs, elle peut être individuelle au niveau des récepteurs (ex. : auprès des lampes fluorescentes ou d'un moteur) ou globale au niveau d'un tableau ou d'une installation complète.

Compenser pour faire des économies.

Les avantages qui en résultent se traduisent par :

- une économie sur les équipements électriques (conséquence de la puissance appelée),
- une augmentation de la puissance disponible au secondaire des transformateurs,
- une diminution des chutes de tension et des pertes joules dans les câbles,
- une économie sur les factures d'électricité.

Pourquoi compenser avec un branchement à puissance surveillée ?

Pour des installations en puissance surveillée (36 à 250 kVA) la compensation d'énergie réactive permet :

- soit de diminuer la puissance contractuelle souscrite auprès du fournisseur d'électricité, tout en conservant la même puissance active disponible,
- soit d'augmenter la puissance électrique disponible sans changer de contrat auprès du fournisseur d'électricité.

Chapitre D

Bien choisir une architecture de distribution électrique

Sommaire		
1	Les enjeux pour l'exploitant	D2
	1.1 Choix d'une architecture	D2
	1.2 Définitions	D3
2	Processus de conception d'une architecture	D4
3	Caractéristiques de l'installation	D7
	3.1 Type d'activité du site	D7
	3.2 Configuration du site	D7
	3.3 Latitude de positionnement	D7
	3.4 Disponibilité du réseau de distribution publique	D8
	3.5 Maintenabilité	D8
	3.6 Evolutivité de l'installation	D8
	3.7 Puissance totale des charges installées	D9
	3.8 Uniformité d'installation des charges	D9
	3.9 Sensibilité des circuits aux coupures d'alimentation	D9
	3.10 Sensibilité des charges aux perturbations	D10
	3.11 Pouvoir perturbateur des circuits	D11
	3.12 Autres contraintes	D11
4	Caractéristiques technologiques	D12
	4.1 Ambiance, environnement	D12
	4.2 Indice de service	D12
	4.3 Autres considérations	D13
5	Critères d'évaluation pour l'adaptation du principe au projet	D14
	5.1 Temps de chantier	D14
	5.2 Impact environnemental	D14
	5.3 Niveau de maintenance préventive	D15
	5.4 Disponibilité de l'alimentation électrique	D15
6	Choix des fondements de l'architecture	D16
	6.1 Raccordement au réseau du Distributeur	D16
	6.2 Configuration des circuits MT	D17
	6.3 Nombre et répartition des postes de transformation MT - BT	D18
	6.4 Nombre de transformateurs MT/BT	D19
	6.5 Générateur de secours en MT	D19
7	Choix des détails d'architecture	D20
	7.1 Implantation topologique	D20
	7.2 Distribution centralisée ou décentralisée	D21
	7.3 Présence de générateurs de secours	D22
	7.4 Présence d'Alimentation Sans Interruption (ASI)	D23
	7.5 Configuration des circuits BT	D23
8	Choix de solutions technologiques	D26
9	Recommandations pour optimiser une architecture	D27
	9.1 Temps de chantier	D27
	9.2 Impact environnemental	D27
	9.3 Volume de maintenance préventive	D29
	9.4 Disponibilité de l'alimentation électrique	D30
10	Annexe : exemples d'installation	D31
	10.1 Exemple 1 : imprimerie	D31
	10.2 Exemple 2 : data center	D34
	10.3 Exemple 3 : hôpital	D36

D1

Nota :

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

1.1 Choix d'une architecture

Le choix d'architecture a un impact déterminant sur les performances de l'installation tout au long de son cycle de vie :

- dès la phase de construction, car en fonction des choix, les temps d'installation, les possibilités de cadencement des travaux, les compétences requises des équipes d'installation pourront être fortement influencés,
- également pendant la phase d'exploitation, où seront touchées les performances en terme de qualité et de continuité d'alimentation des charges sensibles, de pertes d'énergie dans les circuits d'alimentation,
- et enfin pour la phase de fin de vie de l'installation qui en fonction des architectures permet de valoriser une part plus ou moins importante de l'installation.

L'architecture de distribution électrique d'une installation comprend la configuration spatiale, le choix des sources d'alimentation, la définition des différents niveaux de distribution, le schéma unifilaire, les solutions technologiques.

Le choix de la meilleure architecture se traduit souvent par la recherche d'un compromis entre les différents critères de performances qui intéressent le client utilisateur de l'installation aux différentes phases du cycle de vie. Plus la démarche de recherche de solutions intervient tôt dans un projet, plus les possibilités d'optimisations sont importantes (cf. **Fig. D1**).

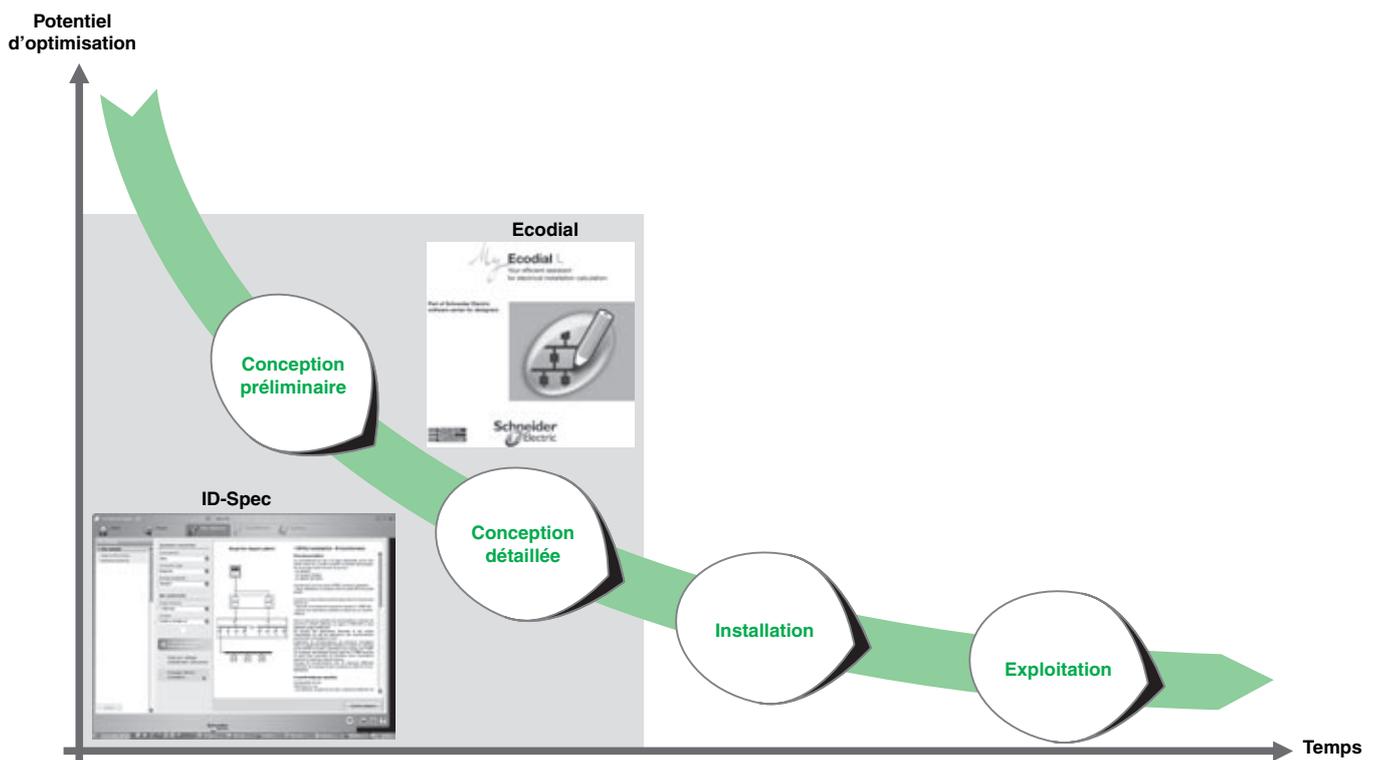


Fig. D1 : Potentiel d'optimisation (Ecodial, logiciel de calcul d'installations électriques. ID-Spec, logiciel d'aide au choix d'architecture de distribution électrique.)

La pleine réussite de la recherche de solution optimale est également fortement liée à la capacité d'échanges entre les différents acteurs intervenant sur la conception des différents lots d'un projet :

- l'architecte qui définit l'organisation du bâtiment en fonction des besoins de l'utilisateur,
- les concepteurs des différents lots techniques (éclairage, chauffage, climatisation, fluides, etc.),
- les représentants de l'utilisateur définissant le process par exemple.

Sont présentés dans les paragraphes suivants les critères de choix ainsi que le processus de conception des architectures répondant aux critères de performances du projet.

1.2 Définitions

Architecture

Choix d'un schéma unifilaire et de solutions technologiques, depuis le raccordement au réseau public jusqu'aux circuits d'alimentation des charges.

Caractéristiques

Données techniques ou environnementales relatives à l'installation, permettant de sélectionner l'architecture la mieux adaptée.

Critères

Paramètres d'évaluation de l'installation, permettant de sélectionner l'architecture la mieux adaptée aux besoins du client.

Distribution principale

Niveau amont de l'architecture, depuis le raccordement au réseau public jusqu'aux équipements de répartition de la BT sur le site (Tableau Général Basse Tension – TGBT – ou équivalent).

Distribution secondaire

Niveau intermédiaire de l'architecture, en aval du niveau principal jusqu'aux tableaux divisionnaires (répartition spatiale et fonctionnelle de l'énergie électrique dans les circuits).

Distribution terminale

Niveau aval de l'architecture, en aval des tableaux divisionnaires, jusqu'aux charges. Ce niveau de distribution n'est pas traité dans ce guide.

Poste MT, poste de transformation

Enceintes regroupant des équipements MT et/ou des transformateurs MT/BT. Ces enceintes peuvent être communes ou séparées, suivant la topologie du site, ou la technologie du matériel.

Dans certains pays, le poste MT est assimilé au poste de livraison.

Schéma unifilaire

Schéma électrique général, permettant de représenter les principaux équipements électriques et leurs interconnexions.

Solution technologique

Résultat du choix de technologie pour un sous-ensemble de l'installation, parmi les différents produits et équipements proposés par Schneider-Electric.

2 Processus de conception d'une architecture

La conception d'architecture considérée dans ce document se situe au niveau Avant-Projet Sommaire (APS). Elle couvre en général les niveaux de distribution primaire et secondaire, et si nécessaire une partie de distribution terminale (cf. **Fig. D2**).

D4

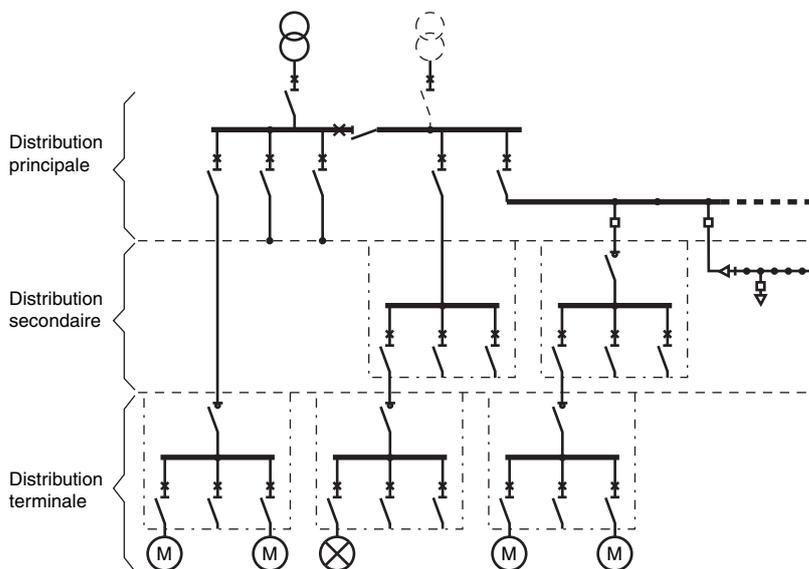


Fig. D2 : Exemple de schéma unifilaire

La conception d'une architecture de distribution électrique peut être décrite par un processus en 3 étapes successives, avec possibilités d'itérations. Ce processus est basé sur la prise en compte des caractéristiques de l'installation et des critères à satisfaire.

L'ensemble du processus est décrit succinctement dans les paragraphes suivants et illustré sur la **figure D3**, page suivante.

Le processus décrit dans ce document ne fournit pas de solution unique. Ce document constitue un guide, à l'usage du concepteur d'installation électrique.

2 Processus de conception d'une architecture

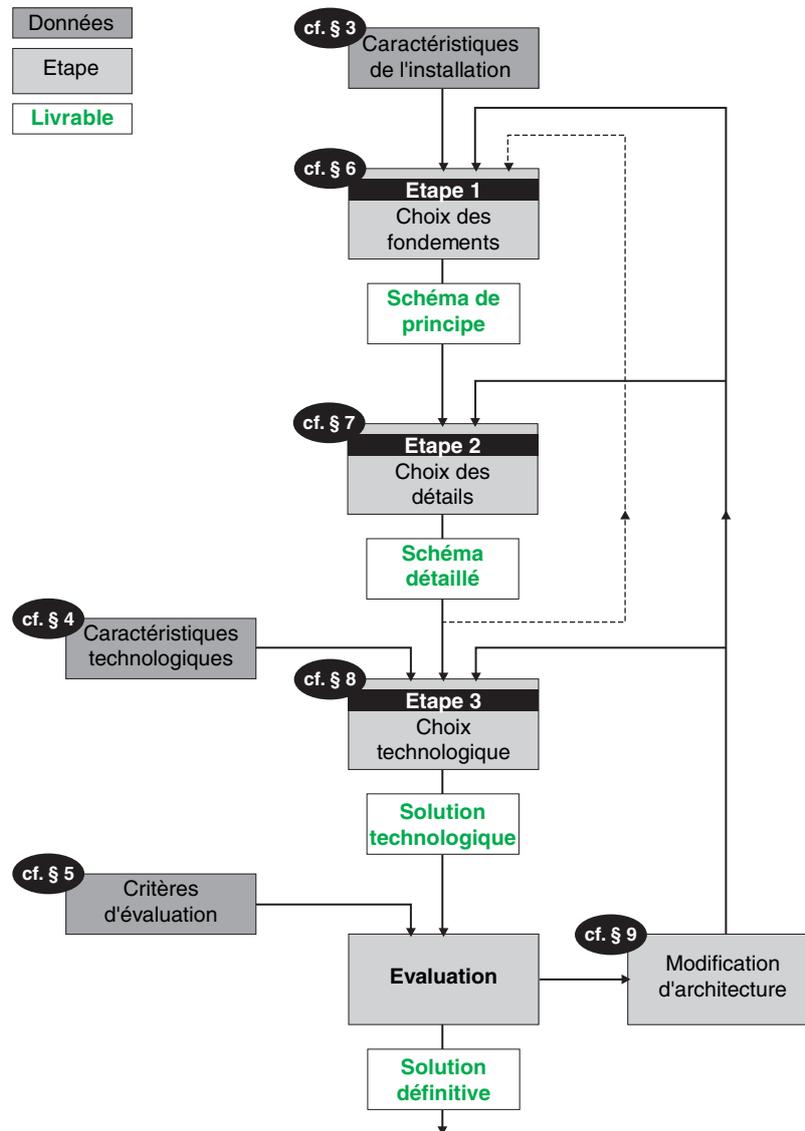


Fig. D3 : Synoptique de choix d'architecture de distribution électrique

Etape 1 : choix des fondements de l'architecture de distribution

Il s'agit de la définition "grosse maille" de l'installation électrique. Elle est basée sur la prise en compte de caractéristiques macroscopiques concernant l'installation et son usage.

Ces caractéristiques ont un impact sur le raccordement au réseau du Distributeur, les circuits MT, le nombre de postes de transformation, ...

A la fin de cette étape, on dispose de plusieurs solutions de schémas de principe de distribution, qui constituent des ébauches du schéma unifilaire. Le choix définitif est confirmé à la fin de l'étape 2.

Les caractéristiques à prendre en compte sont précisées au paragraphe 3 de ce chapitre.

Les recommandations pour le choix de schéma unifilaire de principe sont fournies au paragraphe 6.

Etape 2 : choix des détails d'architecture

Il s'agit de la définition "maille fine" de l'installation électrique. Elle est basée sur les résultats de l'étape précédente, ainsi que sur la satisfaction des critères relatifs à la mise-en-œuvre et à l'exploitation de l'installation.

Un rebouclage est effectué sur l'étape 1 si les critères ne sont pas satisfaits.

Un processus itératif permet d'analyser plusieurs combinaisons de critères d'évaluation.

A la fin de cette étape, on dispose d'un schéma unifilaire détaillé.

Les recommandations pour l'adaptation du schéma unifilaire au projet sont fournies au paragraphe 7.

Etape 3 : choix technologique

Le choix des solutions technologiques à mettre en œuvre est réalisé à cette étape, et découle du choix d'architecture. Ces solutions sont extraites de l'offre Schneider Electric, afin de satisfaire certains critères.

Un rebouclage est effectué sur l'étape 2 si les critères ne sont pas satisfaits.

Les caractéristiques à prendre en compte sont précisées au paragraphe 4 de ce chapitre.

Les recommandations pour le choix des solutions technologiques sont fournies au paragraphe 8.

Evaluation

Cette étape d'évaluation permet au Bureau d'Etudes de disposer de données chiffrées, base de discussion avec le client et les autres intervenants.

En fonction du résultat de ces échanges, un rebouclage peut être effectué sur l'étape 1.

Pour chacune des caractéristiques de l'installation, permettant de choisir l'architecture de distribution électrique, il faut fournir une définition et les différentes catégories ou valeurs possibles.

3.1 Type d'activité du site

Définition

Activité économique principale hébergée par le site.

Différentes catégories

Secteurs considérés pour un bâtiment industriel

- Industrie mécanique.
- Industrie pharmaceutique.
- Industrie agroalimentaire.
- Haute technologie (hi-tech).
- Logistique.
- Autre.

Secteurs considérés pour un bâtiment tertiaire

- Bureaux standards.
- Bureaux sensibles (ex.: data centers).
- Commerce.
- Logement.
- Santé (ex.: hôpital, cabinet spécialisé).
- Local technique.

3.2 Configuration du site

Définition

Caractéristique architecturale du ou des bâtiments, tenant compte du nombre de bâtiments, du nombre d'étages, et de la surface par étage.

Différentes catégories

- Bâtiment à un seul niveau.
- Bâtiment à plusieurs étages.
- Site à plusieurs bâtiments.
- Immeuble de grande hauteur (pour mémoire, ce type de bâtiment répond à des règles spécifiques, non prises en compte dans ce document).

Les différentes surfaces significatives retenues pour un seul niveau sont les suivantes :

- < 5000 m²,
- de 5000 à 25 000 m²,
- de 25 000 à 100 000 m².

3.3 Latitude de positionnement

Définition

Caractéristique prenant en compte les contraintes liées à l'implantation du matériel électrique dans le bâtiment :

- esthétique,
- accessibilité,
- présence d'emplacements réservés,
- utilisation de galeries techniques (par étages),
- utilisation de gaines techniques (verticales).

Différentes catégories

- Latitude faible
La position du matériel électrique est pratiquement imposée.
- Latitude moyenne
La position du matériel électrique est partiellement imposée, au détriment des critères à satisfaire.
- Latitude élevée
Pas de contraintes. La position du matériel électrique peut être définie pour satisfaire au mieux les critères.

3.4 Disponibilité du réseau de distribution publique

Définition

Capacité du réseau de distribution publique à assurer l'alimentation avec un minimum d'interruption.

Différentes catégories

- Disponibilité minimale
Risque d'interruption lié à des contraintes géographiques (flottage, zone éloignée des centres de production d'électricité), techniques (ligne aérienne, faible maillage), ou économiques (maintenance insuffisante, génération sous-dimensionnée),
- Disponibilité standard
- Disponibilité renforcée
Dispositions particulières prises pour réduire la probabilité d'interruption (réseau souterrain, fort maillage, ...).
Voir en 6.1 les valeurs typiques de disponibilité en fonction des configurations de raccordement au réseau du Distributeur.

3.5 Maintenabilité

Définition

Qualité apportée lors de la conception pour limiter l'impact des opérations de maintenance sur le fonctionnement de l'installation.

Différentes catégories

- Maintenabilité minimale
L'installation peut être arrêtée pour exécution des opérations de maintenance.
- Maintenabilité standard
La maintenance doit être programmée au cours de périodes de faible activité.
Exemple : plusieurs transformateurs avec redondance partielle et délestage.
- Maintenabilité renforcée
Des dispositions particulières sont prises pour limiter l'impact des opérations de maintenance. Exemple : configuration à double attache.

3.6 Evolutivité de l'installation

Définition

Possibilité apportée de déplacer facilement des points de livraison de l'électricité à l'intérieur de l'installation, ou d'augmenter facilement la puissance fournie en certains points.

L'évolutivité est un critère qui apparaît également du fait des incertitudes de construction au stade avant-projet sommaire (APS).

Différentes catégories

- Pas d'évolutivité
La position des charges est fixe tout au long du cycle de vie, en raison de fortes contraintes liées à la construction du bâtiment ou à la lourdeur du process alimenté.
Exemple : atelier de fonderie.
- Evolutivité de conception
Le nombre de points de livraison, la puissance des charges ou leur emplacement ne sont pas connus avec précision.
- Evolutivité d'installation
Des charges pourront être installées après la mise en service de l'installation.
- Flexibilité d'exploitation
La position des charges sera fluctuante, au gré des réorganisations du process.
Exemples :
 - bâtiment industriel : extension, fractionnement et changement d'affectation,
 - immeuble de bureaux : fractionnement.

3.7 Puissance totale des charges installées

Définition

Somme des puissances apparentes des charges (en kVA), affectées d'un coefficient d'utilisation.

Ceci représente la puissance maximale pouvant être consommée à un instant donné dans l'installation, avec possibilité de surcharges limitées et de courte durée.

Différentes catégories

Les différentes catégories retenues correspondent aux limites de puissance des transformateurs les plus couramment utilisés :

- puissance < 630 kVA,
- puissance de 630 à 1250 kVA,
- puissance de 1250 à 2500 kVA,
- puissance > 2500 kVA.

D9

3.8 Uniformité d'installation des charges

Définition

Caractéristique liée à l'uniformité de répartition des charges (en kVA/m²) dans une zone ou sur la totalité du bâtiment.

Différentes catégories

■ Charges uniformément réparties

Les charges sont en majorité de puissance unitaire moyenne ou faible et réparties sur toute la surface ou une large zone du bâtiment (densité homogène).

Exemples : éclairage, postes de travail individuels.

■ Répartition intermédiaire

Les charges sont en majorité de puissance moyenne, placées par groupes sur toute la surface du bâtiment.

Exemples : machines d'assemblage, convoyage, postes de travail, "sites" modulaires en logistique.

■ Charges localisées

Les charges sont en majorité de puissance élevée et localisées dans quelques zones du bâtiment (densité hétérogène).

Exemples : CVC - Chauffage, Ventilation, Climatisation (ou HVAC : Heating, Ventilation and Air Conditioning).

3.9 Sensibilité des circuits aux coupures d'alimentation

Définition

Aptitude d'un circuit à accepter une coupure d'alimentation.

Différentes catégories

■ Circuit "délestable"

Coupure possible à tout moment, de durée indéfinie.

■ Coupure longue acceptable

Temps de coupure > 3 minutes*.

■ Coupure brève acceptable

Temps de coupure < 3 minutes*.

■ Aucune coupure acceptable.

Remarque

On peut distinguer différents niveaux de gravité d'une coupure d'alimentation électrique, en fonction des conséquences possibles :

- pas de conséquence notable,
- perte de production,
- détérioration de l'outil de production ou perte de données sensibles,
- mise en danger de mort.

Ceci se traduit en terme de criticité d'alimentation de charges ou de circuits.

■ Non critique

La charge ou le circuit peuvent être "délestés" à tout moment.

Exemple : circuit de chauffage d'eau sanitaire.

* : valeur indicative, fournie par la norme EN50160 : "Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution".

■ Faible criticité

La coupure d'alimentation se traduit par une gêne passagère des occupants du bâtiment, sans conséquence financière. Le prolongement de la coupure au delà d'un temps critique peut se traduire par une perte de production ou une baisse de productivité. Exemples : circuits de chauffage, ventilation et climatisation (HVAC).

■ Criticité moyenne

La coupure d'alimentation se traduit par une courte interruption du process ou du service. Le prolongement de la coupure au delà d'un temps critique peut se traduire par une détérioration de l'outil de production ou un coût de remise en service. Exemples : groupes frigorifiques, ascenseurs.

■ Criticité élevée

Toute coupure peut se traduire par la mise en danger de mort ou des pertes financières inacceptables. Exemples : bloc opératoire, service informatique, service de sécurité.

3.10 Sensibilité des charges aux perturbations

Définition

Capacité d'une charge à fonctionner correctement en présence de perturbation de l'alimentation électrique.

Une perturbation peut entraîner un dysfonctionnement plus ou moins marqué. Par exemple : arrêt de fonctionnement, fonctionnement dégradé, vieillissement accéléré, augmentation des pertes, ...

Types de perturbations ayant un impact sur le fonctionnement des charges :

- creux de tension,
- surtension,
- distorsion de tension,
- fluctuation de tension,
- déséquilibre de tension.

Différentes catégories

■ Peu sensible

Les perturbations de la tension d'alimentation ont peu d'effet sur le fonctionnement. Exemple : appareil de chauffage.

■ Sensibilité moyenne

Les perturbations de tension provoquent une détérioration notable du fonctionnement. Exemples : moteurs, éclairage.

■ Haute sensibilité

Les perturbations de tension peuvent provoquer l'arrêt de fonctionnement voire la détérioration de l'équipement alimenté.

Exemple : équipement informatique.

Remarque

La sensibilité des charges aux perturbations conditionne la réalisation de circuits d'alimentation communs ou dédiés. Il est en effet avantageux de séparer les charges "sensibles" des charges "perturbatrices". Exemple : séparer les circuits d'éclairage des circuits d'alimentation de moteurs.

Ce choix dépend aussi des commodités d'exploitation. Exemple : alimentation séparée des circuits d'éclairage pour permettre la mesure de l'énergie consommée.

Principaux types de charges rencontrées communément dans les bâtiments

Eclairage

Principales caractéristiques :

- faible puissance unitaire,
- dispositifs dispersés,
- coupure longues non admises,
- sensibilité moyenne aux perturbations.

Chauffage, Ventilation, Climatisation

Principales caractéristiques :

- puissance unitaire élevée (quelques dizaines de kVA),
- dispositifs localisés,
- coupures longues acceptables,
- faible sensibilité aux perturbations.

Informatique (data center)

Principales caractéristiques :

- puissance unitaire moyenne ou faible,
- nombre élevé de dispositifs localisés,
- aucune coupure acceptable,
- haute sensibilité aux perturbations.

Bureautique

Principales caractéristiques :

- faible puissance unitaire,
- nombre élevé de dispositifs dispersés,
- coupures de courte durée acceptables,
- sensibilité moyenne aux perturbations.

Force motrice (convoyage, ascenseurs, groupes frigorifiques, ...)

Principales caractéristiques :

- puissance unitaire moyenne ou élevée,
- nombre faible de dispositifs localisés,
- coupures de courte durée acceptables,
- sensibilité moyenne aux perturbations.

Process électrothermique (fours, presses à injecter, soudure, ...)

Principales caractéristiques :

- puissance unitaire élevée,
- nombre faible de dispositifs localisés,
- coupures de longue durée acceptables,
- sensibilité faible aux perturbations.

3.11 Pouvoir perturbateur des circuits

Définition

Capacité d'un circuit à perturber le fonctionnement de circuits environnants, par des phénomènes tels que : harmoniques, appels de courant, déséquilibre, courants Haute Fréquence, rayonnement électromagnétique, ...

Différentes catégories

- Pouvoir non perturbateur

Aucune précaution particulière à prendre.

- Perturbations modérées ou occasionnelles

Une alimentation séparée peut être nécessaire en présence de circuits à moyenne ou haute sensibilité.

Exemple : circuit d'éclairage générant des courants harmoniques.

- Pouvoir très perturbateur

Un circuit d'alimentation dédié ou des moyens d'atténuation des perturbations sont indispensables pour le bon fonctionnement de l'installation.

Exemples : force motrice à fort courant de démarrage, équipement de soudure à courant fluctuant.

3.12 Autres contraintes

Autres considérations ou contraintes particulières ayant un impact sur l'architecture de distribution électrique :

- Environnement

Exemples : classification foudre, ensoleillement.

- Règlements spécifiques

Exemples : hôpitaux, Immeubles de Grande Hauteur, ...

- Règles du Distributeur d' Energie

Exemples : limites de puissance de raccordement en BT, accès au poste MT, ...

- Charges double attache

Charges raccordées à 2 circuits indépendants par besoin de redondance.

- Expérience du concepteur

Cohérence avec des études antérieures ou utilisation partielle d'études antérieures, standardisation de sous-ensembles, existence d'un parc installé.

- Contraintes d'alimentation des charges

Niveau de tension (230 V, 400 V, 690 V), système des tensions (monophasé, triphasé avec ou sans neutre, ...).

Les solutions technologiques considérées concernent :

- les différents types d'équipements MT et BT,
- les gammes de Canalisations Electriques Préfabriquées (CEP).

Le choix des solutions technologiques est effectué à la suite du choix de schéma unifilaire et en cohérence avec les choix antérieurs.

4.1 Ambiance, environnement

Ce thème réunit l'ensemble des contraintes d'environnement (température ambiante moyenne, altitude, humidité, corrosion, poussière, chocs...). Les normes décrivent les protections requises vis à vis de ces contraintes par les codes IP et IK.

4.2 Indice de service

Définition

L'indice de service (IS) est un code à trois chiffres défini par le guide UTE C 63-429. Il permet de caractériser un tableau BT en fonction des besoins de l'utilisateur en terme d'exploitation, de maintenance, et d'évolution (cf. tableau **Fig D4**) :

	Exploitation (1 ^{er} chiffre) (réglages, mesures, verrouillage...)	Maintenance (2 ^{ème} chiffre) (nettoyage, vérifications, tests, réparations...)	Evolution (3 ^{ème} chiffre) (modification, extension de l'installation...)
Niveau 1	IS = 1 •• L'opération entraîne l'arrêt complet du tableau.	IS = • 1 • L'opération entraîne l'arrêt complet du tableau.	IS = •• 1 L'opération entraîne l'arrêt complet du tableau.
Niveau 2	IS = 2 •• L'opération entraîne l'arrêt de la seule unité fonctionnelle concernée.	IS = • 2 • L'opération entraîne l'arrêt limité à la seule unité fonctionnelle concernée, avec intervention possible sur les raccordements	IS = •• 2 L'opération entraîne l'arrêt limité à la seule unité fonctionnelle concernée. Des réserves d'unités fonctionnelles, définies en nombre et en taille, sont prévues.
Niveau 3	IS = 3 •• L'opération entraîne seulement l'arrêt de la puissance de l'unité fonctionnelle concernée. Mais autorise des essais d'automatismes afin de tester l'installation en « grandeur réelle » avant sa remise en route.	IS = • 3 • L'opération entraîne l'arrêt limité à la seule unité fonctionnelle concernée, sans intervention sur les raccordements.	IS = •• 3 Adjonction possible de tout type d'unité fonctionnelle (protection ou commande moteur) sans mise hors tension du tableau. Cette intervention se fait dans un emplacement non équipé dans des limites imposées par le constructeur.

Fig. D4 : Explication des chiffres composant l'Indice de Service

Les indices de service pertinents sont peu nombreux, les plus utilisés sont présentés dans le tableau **Fig D5** sur la page suivante.

Rappels :

- Degré de protection (IP)
 - Le premier chiffre caractéristique indique le degré de protection contre la pénétration des solides.
 - Le deuxième chiffre caractéristique indique le degré de protection contre la pénétration des liquides.
 - Parfois, une lettre ajoutée après les deux chiffres précise la protection des personnes contre le risque de contact direct avec une partie nue sous tension.
- Forme
 - forme 1 : aucune séparation
 - forme 3 : séparation des jeux de barres des unités fonctionnelles et séparation de toutes les unités fonctionnelles entre elles non compris leurs bornes de sortie.
- La lettre (a ou b) placée après le chiffre caractérise plus précisément la forme en question.
- Raccordement de l'unité fonctionnelle
- Les lettres signifient : F = fixe, D = déconnectable, W = débrochable
- La position indique le raccordement considéré : 1^{ère} lettre = puissance amont, 2^{ème} = puissance aval, 3^{ème} = les auxiliaires.

4 Caractéristiques technologiques

Indice de service IS	111	211	212	223	232	233	332	333	
Degré de protection IP	2XX	2XB	–	2XB	2XB	2XB	2XB	2XB	
Forme	1	1	3b 2b 4a	3b	3b	3b	3b	3b	
Raccordement de l'unité fonctionnelle	FFF	FFF	WFW	WFD	WFW	WWW	WWW	WWW	
Exploitation	Condamnation totale du tableau	Condamnation individuelle de l'unité fonctionnelle sans possibilité d'essais de sa commande					Condamnation individuelle de l'unité fonctionnelle avec possibilité de test de sa commande et de son automatisme		
Maintenance	Indisponibilité totale			Temps d'intervention supérieur à 1 h, avec intervention sur les raccordements avals	Temps d'intervention inférieur à 1/4 heure, sans intervention sur les raccordements				
Evolution	Extensions non prévues		Ajout possible d'unités fonctionnelles sans arrêt du tableau mais dans des réserves pré-équipées	Ajout possible d'unités fonctionnelles sans arrêt du tableau dans des réserves non équipées	Ajout possible d'unités fonctionnelles sans arrêt du tableau mais dans des réserves pré-équipées	Ajout possible d'unités fonctionnelles sans arrêt du tableau dans des réserves non équipées	Ajout possible d'unités fonctionnelles sans arrêt du tableau mais dans des réserves pré-équipées	Ajout possible d'unités fonctionnelles sans arrêt du tableau dans des réserves non équipées	

D13

Fig. D5 : Indices de service les plus utilisés (IS) et correspondance avec les autres paramètres mécaniques

Documents de référence

- Définition des degrés de protection : voir NF EN 61439, « Degrés de protection procurés par les enveloppes (code IP, « International Protection ») ».
- Définition de l'indice de service (code IS) : voir Guide UTE C 63-429, « Ensembles d'appareillage à basse tension Indice de Service (IS) ».
- Définitions de la forme et de la débrouabilité : voir NF EN 61439-1-2, « Ensembles d'appareillage à basse tension ; partie 1 : ensembles de séries et ensembles dérivés de série ».

4.3 Autres considérations

D'autres considérations ont un impact sur le choix des solutions technologiques :

- l'expérience du concepteur,
- la cohérence avec des études antérieures ou l'utilisation partielle d'études antérieures,
- la standardisation de sous-ensembles,
- l'existence d'un parc installé,
- les exigences des Distributeurs d'Energie,
- des critères techniques : $\cos\phi$ cible, puissance des charges secourues, présence de générateurs d'harmoniques, ...

Ces considérations sont à prendre en compte au cours de la phase de définition détaillée de l'installation électrique (postérieure à la phase APS).

5 Critères d'évaluation pour l'adaptation du principe au projet

Pour chacun des critères déterminants, il faut fournir une définition et les différents niveaux de priorité accordés. Ces critères sont évalués à la fin des 3 étapes de définition d'architecture.

5.1 Temps de chantier

Définition

Temps de mise en œuvre du matériel électrique sur le site.

Différents niveaux de priorité

■ Niveau secondaire

Le temps de chantier peut être prolongé, si cela génère une réduction du coût total de l'installation.

■ Niveau privilégié

Le temps de chantier doit être minimisé, sans engendrer de surcoût significatif.

■ Niveau critique

Le temps de chantier doit être réduit au minimum de manière impérative, même au détriment d'un coût total d'installation plus élevé.

5.2 Impact environnemental

Définition

Considération des contraintes environnementales dans la conception de l'installation. Sont pris en compte : la consommation de ressources naturelles, les pertes Joule (liées à l'émission de CO₂), le potentiel de "recyclabilité", tout au long de la vie de l'installation.

Différents niveaux de priorité

■ Niveau non significatif

Les contraintes environnementales ne font l'objet d'aucune considération particulière.

■ Niveau minimal

L'installation est conçue dans le respect du minimum réglementaire.

■ Niveau proactif

L'installation est conçue avec un soucis aigu de préservation de l'environnement.

Un surcoût est admis dans cette situation. Exemple : utilisation de transformateurs à faibles pertes.

Généralités

L'impact environnemental d'une installation est déterminé selon la méthode qui consiste à mener une analyse du cycle de vie de l'installation, dans lequel sont traitées les 3 phases suivantes :

- la construction,
- l'exploitation,
- la fin de vie (démantèlement, recyclage).

En terme d'impact environnemental, 3 indicateurs (au moins) peuvent être pris en compte et influencés par la conception d'une installation électrique. Bien que chaque phase du cycle de vie contribue aux trois indicateurs, chacun de ces indicateurs est majoritairement lié à l'une d'entre elles :

- la consommation de ressources naturelles impacte (majoritairement) la phase de construction,
- la consommation d'énergie impacte (essentiellement) la phase d'exploitation,
- le potentiel de "recyclabilité" impacte la fin de vie.

Le tableau suivant précise les contributeurs aux 3 indicateurs environnementaux (cf. Fig D7).

Indicateurs	Contributeurs
Consommation de ressources naturelles	Masse et type des matériaux utilisés
Consommation d'énergie	Pertes Joule en charge et à vide
Potentiel de "recyclabilité"	Masse et type des matériaux utilisés

Fig D7 : Contributeurs aux 3 indicateurs environnementaux

5 Critères d'évaluation pour l'adaptation du principe au projet

5.3 Niveau de maintenance préventive

Définition

Nombre d'heures et sophistication de la maintenance réalisée en cours d'exploitation conformément aux recommandations du constructeur pour assurer un fonctionnement sûr de l'installation et le maintien du niveau de performances (éviter les défaillances : déclenchements, pannes, ...).

Différentes catégories

■ Niveau standard

Suivant les recommandations constructeur.

■ Niveau renforcé

Suivant les recommandations constructeur, avec environnement contraignant.

■ Niveau spécifique

Plan de maintenance spécifique, répondant à des exigences élevées de continuité de service, et nécessitant un haut niveau de compétence du personnel de maintenance.

D15

5.4 Disponibilité de l'alimentation électrique

Définition

C'est la probabilité qu'une installation électrique soit apte à fournir une énergie de qualité conforme aux spécifications des équipements qu'elle alimente. Elle s'exprime par un taux de disponibilité :

$$\text{Disponibilité (\%)} = (1 - \text{MTTR} / \text{MTBF}) \times 100$$

MTTR (Mean Time To Repair) : temps moyen d'intervention pour rendre le système électrique à nouveau opérationnel suite à une panne (il comprend la détection de la cause de panne, sa réparation et la remise en service).

MTBF (Mean Time Between Failure) : mesure le temps moyen pendant lequel le système électrique est opérationnel et permet ainsi le bon fonctionnement de l'application.

Différentes catégories

Les différentes catégories de disponibilité ne peuvent être définies que pour un type donné d'installation. Par exemple : hôpitaux, data centers.

Exemple de la classification utilisée dans les data centers

Niveau 1 ("tier I") : l'alimentation et la climatisation sont assurées par un seul canal, sans redondance, ce qui permet une disponibilité de 99,671 %,

Niveau 2 ("tier II") : l'alimentation et la climatisation sont assurées par un seul canal, avec redondance, ce qui permet une disponibilité de 99,741 %,

Niveau 3 ("tier III") : l'alimentation et la climatisation sont assurées par plusieurs canaux, avec un seul canal redondant, ce qui permet une disponibilité de 99,982 %,

Niveau 4 ("tier IV") : l'alimentation et la climatisation sont assurées par plusieurs canaux avec redondance, ce qui permet une disponibilité de 99,995 %.

6 Choix des fondements de l'architecture

D16

Le schéma unifilaire peut être décomposé en différentes parties essentielles, qui sont déterminées au cours de 2 étapes successives. Les choix pour l'étape 1 sont effectués en fonction des caractéristiques indiquées dans le paragraphe 3.

Etape 1, choix des fondements de l'architecture

- Raccordement au réseau du distributeur.
- Configuration des circuits MT.
- Nombre de transformateurs d'alimentation.
- Nombre et répartition des postes de transformation.
- Générateur de secours en MT.

Rappel des caractéristiques à prendre en compte (voir §3) :

- type d'activité du site,
- configuration du site,
- latitude de positionnement,
- disponibilité du réseau de distribution publique,
- maintenabilité,
- évolutivité de l'installation,
- puissance totale des charges installées,
- uniformité d'installation des charges,
- sensibilité des circuits aux coupures d'alimentation,
- sensibilité des circuits aux perturbations,
- pouvoir perturbateur des circuits,
- autres contraintes.

6.1 Raccordement au réseau du Distributeur

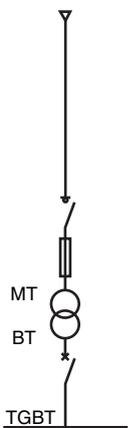
Différentes configurations possibles (cf. Fig. D8) :

- raccordement en BT,
- raccordement en MT par simple dérivation,
- raccordement en MT par coupure d'artère,
- raccordement en MT par double dérivation,
- raccordement en MT par double dérivation avec double jeux de barres.

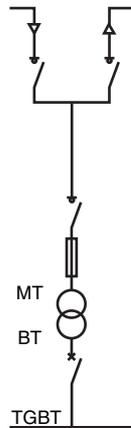
Les dispositifs de comptage, protection, et de sectionnement situés dans le poste de livraison ne sont pas représentés sur les schémas suivants. En effet, ils sont souvent spécifiques à chaque Distributeur, et n'ont pas d'influence sur le choix d'architecture de l'installation.

Pour chaque raccordement, un seul transformateur est représenté par simplification, mais dans la pratique, plusieurs transformateurs peuvent être raccordés.

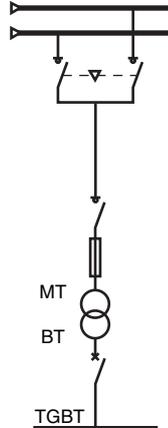
a) Simple dérivation



b) Coupure d'artère



c) Double dérivation



d) Double dérivation avec double jeux de barres

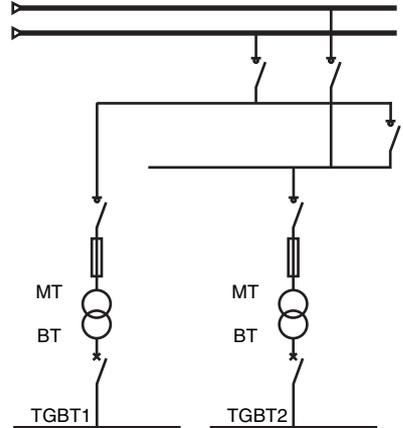


Fig. D8 : Raccordement en MT au réseau du Distributeur

6 Choix des fondements de l'architecture

Caractéristiques typiques pour chacune des différentes configurations possibles :

Caractéristique à considérer	Configuration				
	BT	MT			
		Simple dérivation	Coupure d'artère	Double dérivation	Double dérivation avec double jeux de barres
Type d'activité	Quelconque	Quelconque	Quelconque	Hi-tech, bureaux sensibles, santé	Quelconque
Configuration du site	Bâtiment unique	Bâtiment unique	Bâtiment unique	Bâtiment unique	Bâtiment unique
Disponibilité du réseau de distribution publique	Minimale	Minimale	Standard	Renforcée	Renforcée
Puissance totale	< 630 kVA	≤ 1250 kVA	≤ 2500 kVA	> 2500 kVA	> 2500 kVA
Autres contraintes de raccordement	Quelconque	Site isolé	Zone urbaine faible densité	Zone urbaine forte densité	Zone urbaine avec contrainte Distributeur

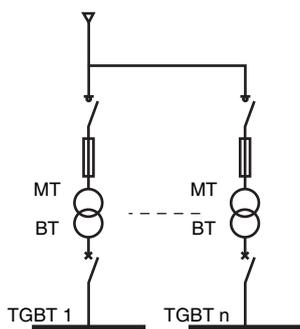
D17

6.2 Configuration des circuits MT

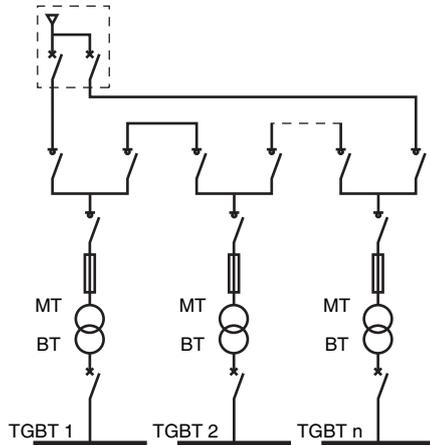
Différentes configurations possibles (cf. Fig. D9) :

- alimentation en antenne, un ou plusieurs transformateurs,
- boucle ouverte, une arrivée MT,
- boucle ouverte, 2 arrivées MT.

a) Antenne



b) Boucle ouverte, 1 poste MT



c) Boucle ouverte, 2 postes MT

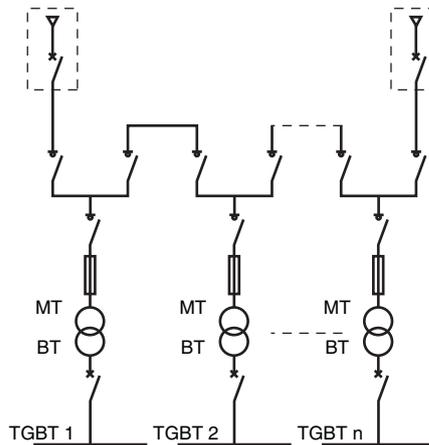


Fig. D9 : Configurations de circuits MT

Guide de choix

La configuration de base est une architecture radiale en antenne, avec un seul transformateur.

En cas d'utilisation de plusieurs transformateurs, on ne réalise pas de boucle si tous les transformateurs sont situés dans un même poste.

La configuration en boucle fermée n'est pas prise en compte.

Pour chacune des différentes configurations possibles, la **figure D10** ci-contre indique quelles sont les valeurs typiques des caractéristiques d'installation.

Caractéristique à considérer	Configuration		
	Antenne	Boucle ouverte 1 poste MT	Boucle ouverte 2 postes MT
Configuration du site	Quelconque < 25000 m ²	Bâtiment à un seul niveau ou plusieurs bâtiments ≤ 25000 m ²	Plusieurs bâtiments ≥ 25000m ²
Maintenabilité	Minimale ou standard	Renforcée	Renforcée
Puissance totale	Quelconque	> 1250 kVA	> 2500 kVA
Sensibilité des circuits / coupures	Coupure longue acceptable	Coupure brève acceptable	Coupure brève acceptable

Fig. D10 : Valeurs typiques des caractéristiques d'installation

Autre configuration exceptionnelle : alimentation par 2 postes MT et raccordement des transformateurs à chacun des 2 postes ("double attache MT").

6.3 Nombre et répartition des postes de transformation MT - BT

Caractéristiques à considérer :

- surface du bâtiment ou du site,
- puissance totale des charges installées, (à comparer aux puissances standardisées de transformateurs),
- uniformité d'installation des charges.

Guide de choix

La configuration de base préférentielle comprend un poste unique.

Facteurs contribuant à augmenter le nombre de postes (> 1) :

- surface étendue (> 25000 m²),
- configuration du site : plusieurs bâtiments,
- puissance totale > 2500 kVA,
- sensibilité aux coupures (besoin de redondance en cas d'incendie).

Caractéristique à considérer	Configuration		
	1 poste N transformateurs	N postes N transformateurs (postes identiques)	N postes M transformateurs (puissances différentes)
Configuration du bâtiment	< 25000 m ²	≥ 25000 m ² 1 bâtiment à plusieurs étages	≥ 25000 m ² plusieurs bâtiments
Puissance totale	< 2500 kVA	≥ 2500 kVA	≥ 2500 kVA
Uniformité d'installation des charges	Charges localisées	Charges uniformément réparties	Répartition intermédiaire

Fig. D11 : Caractéristiques typiques des différentes configurations

6 Choix des fondements de l'architecture

6.4 Nombre de transformateurs MT/BT

Caractéristiques à considérer :

- surface du bâtiment ou du site,
- puissance totale des charges installées,
- sensibilité des circuits aux coupures d'alimentation,
- sensibilité des circuits aux perturbations,
- évolutivité de l'installation.

Guide de choix

La configuration de base préférentielle comprend un transformateur unique fournissant la puissance totale des charges installées.

Facteurs contribuant à augmenter le nombre de transformateurs (> 1), de puissances égales de préférence :

- puissance totale installée élevée (> 1250 kVA : limite pratique de puissance unitaire (standardisation, facilité de remplacement, encombrement, ...)) ;
- surface étendue (> 5000 m²) : la mise en place de plusieurs transformateurs au plus près de charges réparties permet de réduire les longueurs de canalisations BT ;
- besoin de redondance :
 - partielle : marche dégradée possible en cas de défaillance d'un transformateur,
 - totale : fonctionnement normal assuré en cas de défaillance d'un transformateur ;
- séparation de charges sensibles et perturbatrices (exemples : informatique, moteurs).

D19

6.5 Générateur de secours en MT

Caractéristiques à considérer :

- activité du site,
- puissance totale des charges installées,
- sensibilité des circuits aux coupures d'alimentation,
- disponibilité du réseau de distribution publique,
- autres contraintes.

Guide de choix

La configuration de base préférentielle ne comprend pas de générateur en MT.

Facteurs contribuant à l'installation d'un générateur en MT :

- activité du site : process avec co-génération, optimisation de la facture énergétique,
- disponibilité du réseau de distribution publique : faible.

L'installation d'un générateur de secours peut également être effectuée au niveau BT. Voir § 7.3.

Il s'agit de la deuxième étape de conception de l'installation électrique. Au cours de cette étape sont effectués les choix suivants :

- implantation,
- distribution centralisée ou décentralisée,
- présence de générateurs de secours,
- présence d'Alimentations Sans Interruption,
- configuration des circuits BT,
- combinaisons d'architectures.

7.1 Implantation topologique

Définition

Position des principaux équipements MT et BT sur le site ou dans le bâtiment.

Généralités

Ce choix d'implantation est appliqué aux résultats de l'étape 1 et aux différents circuits à l'étape 2.

Guide de choix

- placer les sources d'alimentation au plus près du barycentre des récepteurs consommateurs d'énergie,
- réduire les contraintes d'ambiance : construction d'un local dédié si l'implantation dans l'atelier est trop contraignante (température, vibrations, poussière, ...),
- placer les équipements lourds (transformateurs, générateurs, ...) à proximité des façades ou des issues principales pour faciliter la maintenance.

Un exemple de plan est donné dans l'illustration suivante (cf. Fig. D12) :

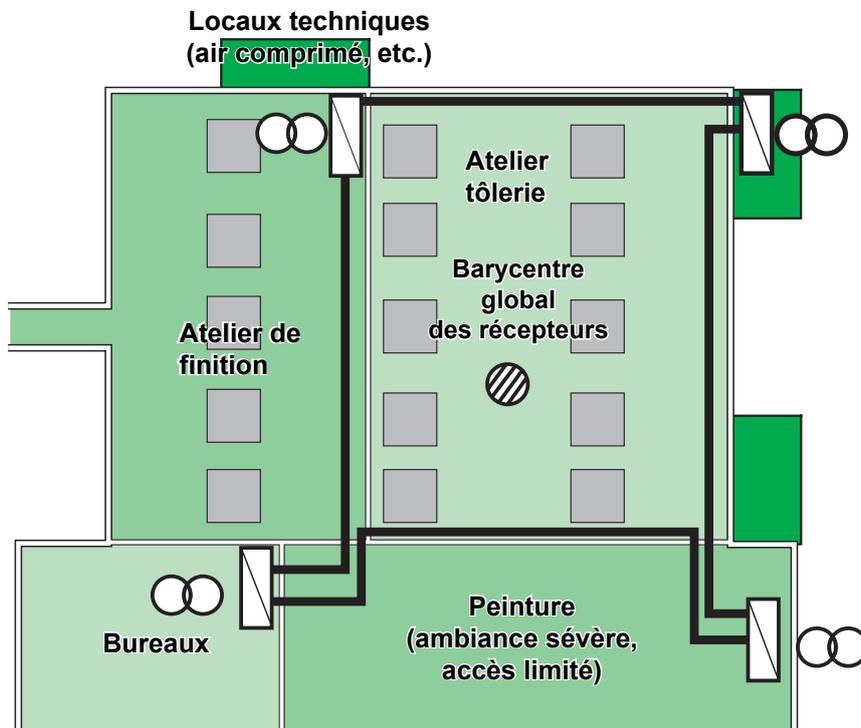


Fig. D12 : La position du barycentre global des récepteurs permet d'orienter le placement des sources

7.2 Distribution centralisée ou décentralisée

Définitions

- Distribution centralisée
les récepteurs sont raccordés aux sources par un câblage en étoile (cf. Fig. D13).
- Distribution décentralisée
les récepteurs sont raccordés aux sources par un bus d'énergie (cf. Fig. D14).

Généralités

- Les câbles sont bien adaptés à la distribution centralisée, par des liaisons point à point (distribution radiale, en étoile) :

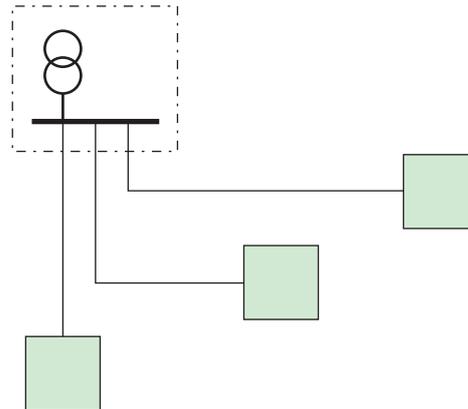


Fig. D13 : Exemple de distribution centralisée avec liaisons point à point

- Les CEP sont bien adaptées à la distribution décentralisée, pour l'alimentation de charges nombreuses et réparties, apportant une facilité de modification, de déplacement ou d'adjonction de raccordement :

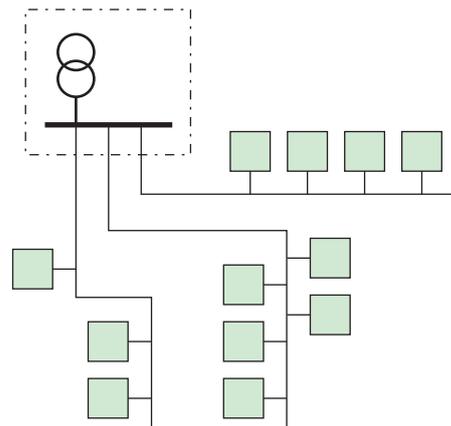


Fig. D14 : Exemple de distribution décentralisée, avec liaisons par CEP

Guide de choix

Facteurs en faveur de la distribution centralisée (cf. Fig. D15 page suivante) :

- évolutivité d'installation : faible,
- uniformité d'installation : charges localisées de forte puissance unitaire, hétérogènes.

Facteurs en faveur de la distribution décentralisée :

- évolutivité d'installation : élevée (déplacement de postes de travail, ...),
- uniformité d'installation : charges uniformément réparties de faible puissance unitaire et homogènes.

Evolutivité	Uniformité d'installation des charges		
	Localisées	Répartition intermédiaire	Uniformément réparties
Pas d'évolutivité	Centralisée		Décentralisée
Evolutivité de conception			
Evolutivité d'installation	Centralisée		Décentralisée
Flexibilité d'exploitation			

Fig. D15 : Recommandations pour la distribution centralisée ou décentralisée

L'alimentation par câbles assure une plus grande indépendance des circuits (éclairage, prises de courant, HVAC, force motrice, auxiliaires, sécurité, ...), réduisant les conséquences d'un défaut du point de vue de la disponibilité de l'énergie.

L'utilisation de CEP permet la mutualisation des circuits d'alimentation des charges et un gain sur les conducteurs en tirant parti d'un coefficient de simultanéité. Le choix entre câble et CEP permet, en fonction du coefficient de simultanéité, de trouver un optimum économique entre les coûts d'investissement et de montage, et les coûts d'exploitation.

7.3 Présence de générateurs de secours (cf. Fig. D16)

Généralités

On considère ici les générateurs de secours en BT seulement. L'énergie électrique fournie par un générateur de secours est produite par un alternateur, entraîné par un moteur thermique. Aucune énergie ne peut être produite tant que le générateur n'a pas atteint sa vitesse nominale. Ce type de dispositif ne convient donc pas pour une alimentation sans coupure. Suivant la capacité du générateur à alimenter l'ensemble ou une partie de l'installation, il y a redondance totale ou partielle. Un générateur de secours fonctionne généralement déconnecté du réseau. Un système de permutation de sources est donc nécessaire. Le générateur peut fonctionner en permanence ou par intermittence. Son autonomie est fonction de la quantité de carburant disponible.

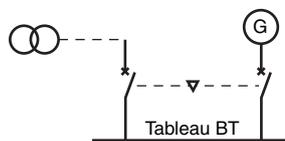


Fig. D16 : Raccordement d'un générateur de secours

Caractéristiques à considérer :

- sensibilité des charges aux coupures d'alimentation,
- disponibilité du réseau de distribution publique,
- autres contraintes (exemple : générateurs obligatoires dans les hôpitaux ou IGH).

Remarque : la présence de générateurs peut être motivée par la réduction de la facture énergétique ou l'opportunité de co-génération. Ces deux aspects ne sont pas pris en compte dans ce guide.

Guide de choix

- La présence d'un générateur de secours est impérative si les charges ne peuvent pas être délestées pour une durée indéfinie (coupure longue acceptable seulement) ou si la disponibilité du réseau du Distributeur est faible.
- La détermination du nombre de groupes de secours répond aux mêmes critères que la détermination du nombre de transformateurs (voir 6.3), ainsi qu'à des considérations économiques et de disponibilité (redondance, fiabilité de démarrage, facilité de maintenance).

7.4 Présence d'Alimentation Sans Interruption (ASI)

Généralités

L'énergie électrique d'une ASI est fournie à partir d'un dispositif de stockage : batterie d'accumulateurs ou volant d'inertie. Ce système permet d'éviter toute coupure d'alimentation. L'autonomie du système est limitée : de quelques minutes à quelques heures.

La présence simultanée d'un générateur de secours et d'une alimentation sans interruption permet d'alimenter en permanence des charges pour lesquelles aucune coupure n'est acceptable (cf. Fig. D17). L'autonomie de la batterie ou du volant d'inertie doit être compatible avec le temps maximum de démarrage et de prise de charge du générateur.

Une ASI permet également d'alimenter des charges sensibles aux perturbations (génération d'une tension "propre" indépendante du réseau).

Caractéristiques à considérer :

- sensibilité des charges aux coupures d'alimentation,
- sensibilité des charges aux perturbations.

Guide de choix

- La présence d'une ASI est impérative si et seulement si aucune coupure n'est acceptable.

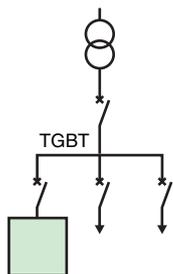


Fig. D18 : Configuration radiale en antenne

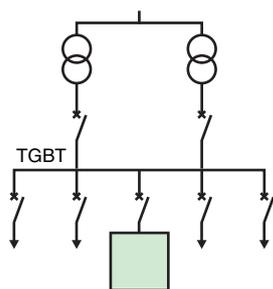


Fig. D19 : Configuration en dipôle

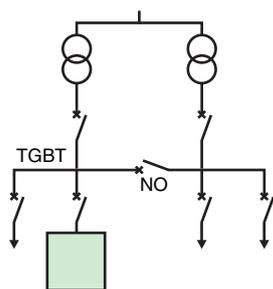


Fig. D20 : Dipôle avec deux TGBT et liaison NO

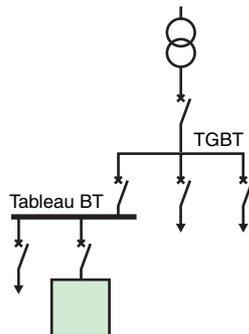


Fig. D21 : Tableau délestable

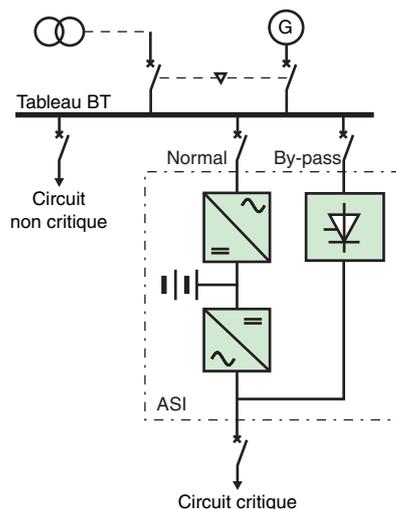


Fig. D17 : Exemple de raccordement d'une ASI

7.5 Configuration des circuits BT

Différentes configurations possibles

- Configuration radiale en antenne (cf. Fig. D18)

Il s'agit de la configuration de référence, la plus simple. Une charge n'est reliée qu'à une seule source. Cette configuration assure le niveau minimal de disponibilité, puisqu'il n'existe pas de redondance en cas de défaillance de la source d'alimentation.

- Configuration en dipôle (cf. Fig. D19)

L'alimentation est assurée par 2 transformateurs, reliés à la même ligne MT. Lorsque les transformateurs sont proches, ils sont généralement raccordés en parallèle au même TGBT.

- Variante : dipôle avec deux TGBT (cf. Fig. D20)

Afin d'augmenter la disponibilité en cas de défaut sur le jeu de barres ou autoriser la maintenance sur l'un des transformateurs, il est possible de scinder le TGBT en 2 parties, avec liaison normalement ouverte (NO).

Cette configuration nécessite généralement un automatisme de basculement (Automatic Transfer Switch, ATS).

- Tableau délestable (simple attache déconnectable) (cf. Fig. D21)

Un ensemble de circuits délestables peuvent être raccordés à un tableau dédié. La connexion au TGBT est interrompue en cas de nécessité (surcharge, fonctionnement sur générateur, ...).

D24

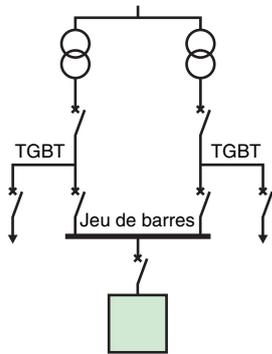


Fig. D22 : Tableaux interconnectés

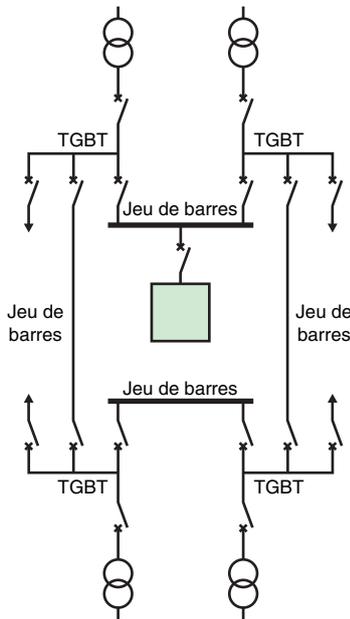


Fig. D23 : Configuration en boucle

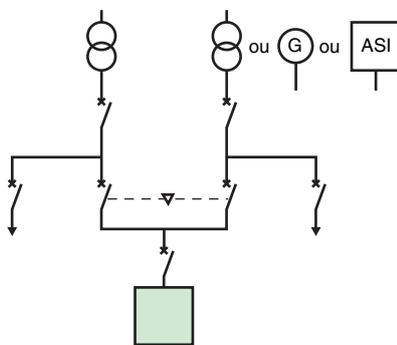


Fig. D24 : Configuration à double attache avec inverseur de source

■ Tableaux interconnectés (cf. Fig. D22)

Si les transformateurs sont physiquement éloignés, ils peuvent être connectés par l'intermédiaire d'une canalisation de puissance (jeu de barres). Une charge critique peut être alimentée par l'un ou l'autre des transformateurs. La disponibilité de l'énergie est donc améliorée, puisque la charge peut toujours être alimentée en cas de défaillance de l'une des sources.

La redondance peut être :

- Totale : chaque transformateur étant capable d'alimenter l'ensemble de l'installation,
- Partielle : chaque transformateur ne pouvant alimenter qu'une partie de l'installation. Dans ce cas, une partie des charges doit être déconnectée (délestage) en cas de défaillance de l'un des transformateurs.

■ Configuration en boucle (cf. Fig. D23)

Cette configuration peut être considérée comme une extension de la configuration avec interconnexion entre tableaux. Typiquement, 4 transformateurs connectés par la même ligne MT alimentent une boucle réalisée à l'aide de canalisations préfabriquées. Une charge donnée est donc alimentée par plusieurs transformateurs mutualisées.

Cette configuration est bien adaptée aux installations étendues, avec une forte densité de charge (en kVA/m²).

Si l'ensemble des charges peut être alimenté par 3 transformateurs, il y a redondance totale en cas de défaillance de l'un des transformateurs. En effet, chaque busbar peut être alimenté par l'une ou l'autre de ses extrémités. Sinon, un fonctionnement en marche dégradée doit être envisagé (avec délestage partiel). Cette configuration nécessite une étude particulière du plan de protection pour assurer la sélectivité dans toutes les circonstances de défaut.

■ Alimentation par double attache (cf. Fig. D24)

Cette configuration est mise en œuvre dans les cas où une disponibilité maximale est requise.

Le principe consiste à disposer de 2 sources indépendantes, par exemple :

- 2 transformateurs alimentés par des lignes MT différentes,
- 1 transformateur et 1 générateur,
- 1 transformateur et 1 ASI.

Un inverseur de source ou un "automatic transfer switch" (ATS) est utilisé pour éviter la mise en parallèle des sources.

Cette configuration permet de faire la maintenance préventive et curative de l'ensemble de la distribution électrique en amont sans interrompre l'alimentation.

■ Combinaisons de configurations (cf. Fig. D25)

Une installation peut être constituée de plusieurs sous-ensembles dont les configurations sont différentes, suivant les besoins de disponibilité des différents types de charge.

Exemples :

- groupe de secours et ASI,
- choix par secteurs : secteurs alimentés par câbles et d'autres par CEP.

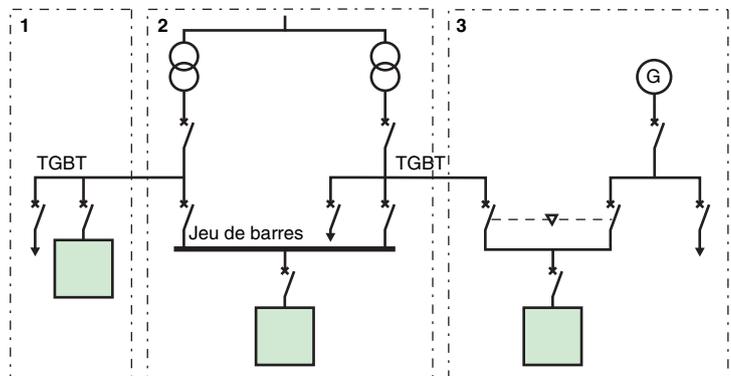


Fig. D25 : Exemple de combinaison de configurations
1 : Antenne, 2 : Interconnexion entre tableaux, 3 : Double attache

7 Choix des détails d'architecture

Guide de choix

Valeurs typiques des caractéristiques pour chacune des différentes configurations possibles.

Caractéristique à considérer	Configuration					
	Radiale	Dipôle	Tableau délestable	Tableaux interconnectés	Boucle	Double attache
Configuration du site	Quelconque	Quelconque	Quelconque	1 niveau 5 à 25000 m ²	1 niveau 5 à 25000 m ²	Quelconque
Latitude de positionnement	Quelconque	Quelconque	Quelconque	Moyenne ou élevée	Moyenne ou élevée	Quelconque
Maintenabilité	Minimale	Standard	Minimale	Standard	Standard	Renforcée
Puissance	< 2500 kVA	Quelconque	Quelconque	≥ 1250 kVA	> 2500 kVA	Quelconque
Uniformité d'installation	Charges localisées	Charges localisées	Charges localisées	Répartition intermédiaire ou charges uniformément réparties	Charges uniformément réparties	Charges localisées
Sensibilité aux coupures	Coupures longues acceptables	Coupures longues acceptables	Délestable	Coupures longues acceptables	Coupures longues acceptables	Coupures brèves ou aucune coupure
Sensibilité aux perturbations	Faible	Haute	Faible	Haute	Haute	Haute
Autres contraintes	/	/	/	/	/	Charges double attache

D25

8 Choix de solutions technologiques

D26

Le choix des solutions technologiques constitue l'étape 3 de la conception de l'installation électrique. L'objectif de cette étape est la sélection d'équipements dans les catalogues des constructeurs, en indiquant les principaux avantages apportés. Le choix des solutions technologiques découle du choix d'architecture, ce qui réduit naturellement les possibilités.

Liste des solutions technologiques à considérer :

- poste MT/BT,
- tableaux MT,
- transformateurs,
- tableaux BT,
- CEP,
- onduleurs,
- équipements de compensation d'énergie réactive et filtrage.

Critères à considérer :

- ambiance, environnement,
- indice de service,
- disponibilité d'offre par pays,
- exigence des Distributeurs d'Energie,
- choix d'architecture effectués en amont.

Guide de choix

Le choix de matériel est essentiellement lié à la disponibilité d'offre par pays. Ce critère prend en compte la disponibilité de certaines gammes de matériel ou de support technique local.

Se reporter aux catalogues et guides de choix disponibles par pays.

9 Recommandations pour optimiser une architecture

Comment faire évoluer l'architecture pour améliorer les critères d'évaluation (cités au § 5) ?

9.1 Temps de chantier

Pour être compatible avec un temps de chantier "privilégié" ou "critique", il convient de limiter les aléas en appliquant les recommandations suivantes :

- utiliser des solutions éprouvées et des équipements validés et testés par les constructeurs (tableau "fonctionnel" ou "constructeur" en fonction de la criticité de l'application),
- préférer la mise en œuvre d'équipements pour lesquels il existe un réseau de distribution fiable et pour lesquels il est possible de bénéficier d'un support localement (fournisseur bien implanté),
- favoriser l'utilisation d'équipements préfabriqués (poste MT/BT, CEP), permettant de limiter le volume des opérations sur site,
- limiter la variété d'équipements à mettre en œuvre (par exemple la puissance des transformateurs),
- éviter de mixer des matériels de constructeurs différents.

D27

9.2 Impact environnemental

L'optimisation du bilan environnemental d'une installation consiste à réduire :

- les pertes Joule en charge et les pertes à vide au cours du fonctionnement de l'installation,
- globalement la masse de matériaux utilisés pour réaliser l'installation.

Pris de manière disjointe et raisonnés au niveau d'un seul équipement, ces deux objectifs pourraient sembler contradictoires. Toutefois, appliqués à l'ensemble de l'installation, il est possible de concevoir l'architecture pour contribuer aux deux objectifs. L'installation optimale ne sera donc pas la somme des équipements optimaux pris séparément, mais le résultat d'une optimisation de l'installation globale. La figure suivante donne un exemple de contributions par famille d'équipements au poids et à la dissipation d'énergie pour une installation de 3500 kVA répartie sur 10000 m².

- L'installation fonctionne à 50% de charge en moyenne, avec un facteur de puissance de 0,8.
- Le site fonctionne 6500 heures par an : 3 shifts + une activité réduite pendant les week-ends et les nuits ainsi qu'un arrêt complet de 1 mois par an pour la maintenance du site et les congés des employés.
- La puissance consommée est de 9,1 GWh.
- La puissance réactive est de 6,8 GVARh. Cette puissance réactive est facturée en plus de la puissance consommée, en suivant les règles locales qui régissent la fourniture d'énergie.

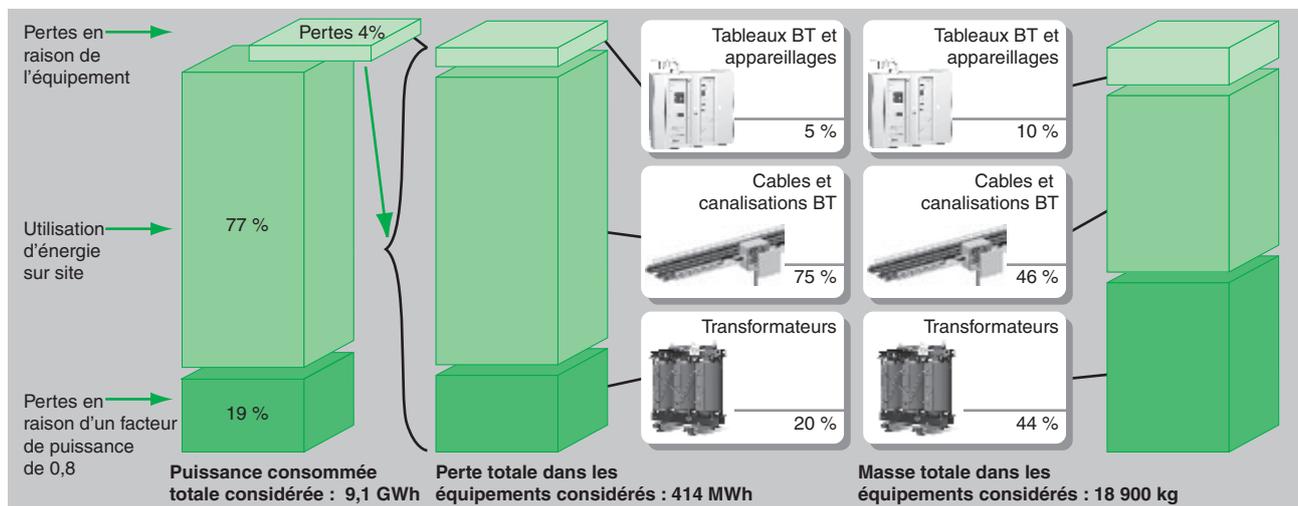


Fig. D26 : Exemple de répartition de pertes et de poids de matière par familles d'équipements

Ces données permettent de mieux comprendre et de prioriser les consommations d'énergie et les facteurs de coûts.

- Le tout premier facteur de la consommation d'énergie est ..l'usage que l'on fait de cette énergie. Cela peut être optimisé en mesurant et en analysant les consommations des charges
- Le second facteur est l'énergie réactive. Elle apporte une charge complémentaire sur le réseau et alourdi la facture d'énergie. Le niveau d'énergie réactive peut être optimisé en mettant en place des solutions de compensation d'énergie.
- C'est le câblage qui est le troisième facteur. Les pertes peuvent être réduite par une organisation et un design optimisé du site et par l'utilisation de canalisations électriques préfabriquées
- Les transformateurs MT et BT représentent le quatrième facteur, environ 1% des pertes
- Les tableaux MT et BT arrivent en dernier avec environ 0,25% des pertes

De manière générale, les câbles et canalisations BT ainsi que les transformateurs MT/BT sont les principaux contributeurs en terme de perte d'exploitation et de masse de matériaux utilisés.

L'optimisation environnementale de l'installation par l'architecture va donc consister à :

- réduire les longueurs de circuits BT dans l'installation,
- mutualiser les circuits BT quand cela est possible pour tirer partie du coefficient de simultanéité.

Objectifs	Moyens
Réduire les longueurs de circuits BT	Placer les sous-stations MT/BT le plus proche possible du barycentre de l'ensemble des charges BT à alimenter, en envisageant les différentes possibilités (1 ou plusieurs sous-stations)
Mutualiser les circuits BT	<p>Lorsque le coefficient de simultanéité d'un groupe de charges à alimenter est inférieur à 0,7, la mutualisation des circuits permet de limiter le volume de conducteurs alimentant ces charges.</p> <p>Concrètement cela consiste à :</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ mettre en place des tableaux divisionnaires au plus près des barycentres des groupes de charges si elles sont localisées, ■ mettre en place des CEP, au plus près des barycentres des groupes de charges si elles sont réparties. <p>La recherche de l'optimal peut conduire à envisager plusieurs scénarios de mutualisation.</p> <p>Dans tous les cas, la diminution de la distance entre le barycentre d'un groupe de charges et l'équipement qui les alimente permet de diminuer les impacts environnementaux.</p>

Fig. D27 : Optimisation environnementale : objectifs et moyens

On montre à titre d'exemple sur la **figure D28** l'impact de la mutualisation des circuits sur la diminution de la distance entre le barycentre des charges d'une installation et celui des sources considérées (TGBT dont la position est imposée). Cet exemple concerne une usine d'embouteillage d'eau minérale pour laquelle :

- la position des équipements électriques (TGBT) est imposée dans des locaux hors zone de process pour des raisons d'accessibilité et de contrainte d'ambiance,
- la puissance installée est l'ordre de 4 MVA.

Dans la première solution les circuits sont répartis par zone géographique. Dans la seconde solution les circuits sont répartis par fonctions dans le process ou dans le bâtiment.

9 Recommandations pour optimiser une architecture

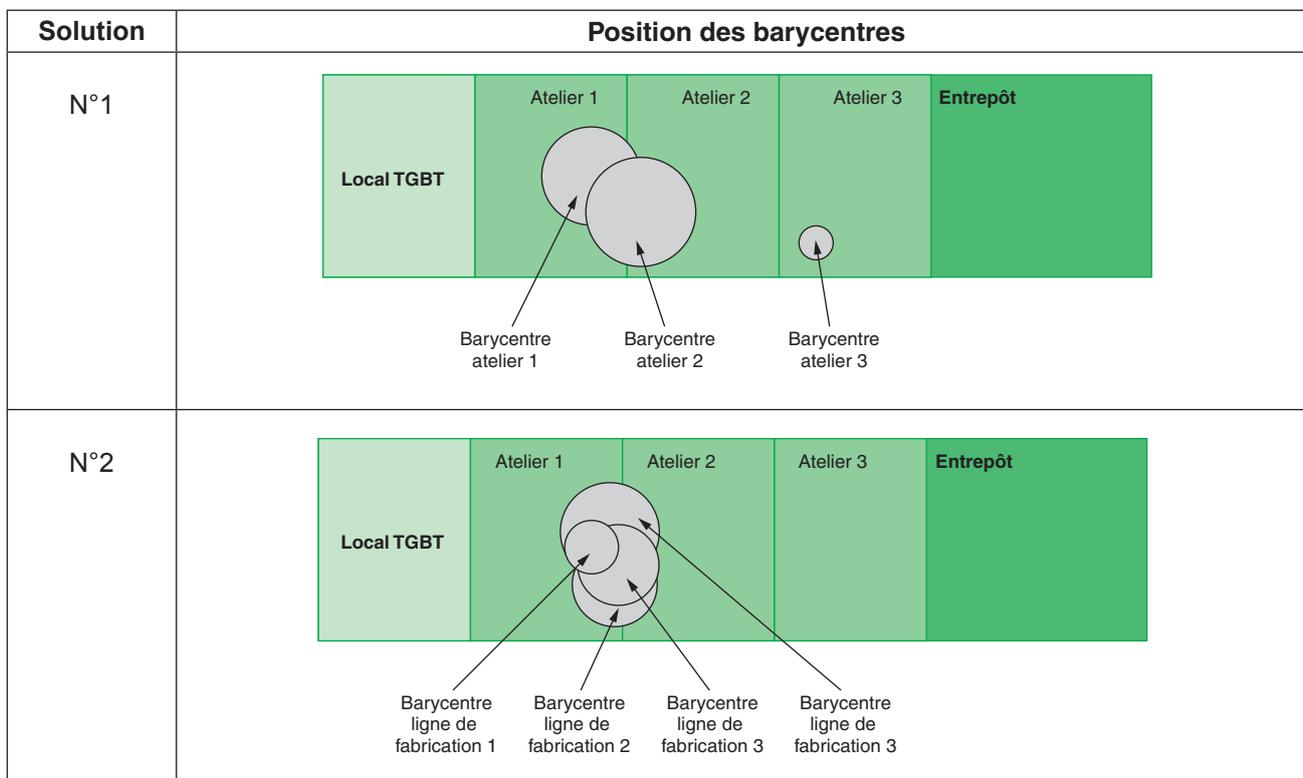


Fig. D28 : Exemple de positionnement de barycentres

Sans modifier l'implantation des équipements électriques, la seconde solution permet un gain de l'ordre de 15 % sur la masse de câbles BT à installer (gain sur les longueurs) et une meilleure homogénéité des puissances des transformateurs.

En complément des optimisations réalisées au niveau de l'architecture, les points suivants contribuent également à l'optimisation :

- la mise en place de compensation d'énergie réactive BT pour limiter les pertes dans les transformateurs et les circuits BT si cette compensation est répartie,
- l'utilisation de transformateurs à faibles pertes,
- l'utilisation de canalisations BT en aluminium quand cela est possible, car les ressources naturelles dans ce métal sont plus importantes.

9.3 Volume de maintenance préventive

Recommandations pour réduire le volume de maintenance préventive :

- utiliser les mêmes recommandations que pour la réduction du temps de chantier,
- concentrer les travaux de maintenance sur les circuits critiques,
- uniformiser les choix d'équipements,
- utiliser des équipements conçus pour des ambiances sévères (et nécessitant moins de maintenance).

9.4 Disponibilité de l'alimentation électrique

Recommandations pour améliorer la disponibilité de l'alimentation électrique :

- réduire le nombre de départs par tableau, afin de limiter les effets d'un éventuel défaut dans un tableau,
- répartir les circuits en fonction des besoins de disponibilité,
- utiliser des équipements en adéquation avec les besoins (voir Indices de Service, § 4.2),
- suivre les guides de choix proposés aux étapes 1 & 2.

Recommandations pour passer d'un niveau de disponibilité au niveau supérieur :

- passer d'une configuration radiale en antenne à une configuration en dipôle,
- passer d'une configuration en dipôle à une configuration à double attache,
- passer d'une configuration double attache à une configuration avec ASI et STS (sans coupure),
- augmenter le niveau de maintenance (diminution du temps de réparation MTTR, augmentation du temps de bon fonctionnement MTBF).

10 Annexe : exemples d'installation

10.1 Exemple 1 : imprimerie

Description succincte

Impression de mailing personnalisé destiné à la vente par correspondance.

Caractéristiques et critères de choix

Caractéristiques définissant le principe de distribution

Caractéristique	Catégorie
Type d'activité du site	Mécanique
Configuration du site	Bâtiment à un seul étage, 10000 m ² (8000 m ² dédiés au process, 2000 m ² pour zones annexes)
Latitude de positionnement	Elevée
Disponibilité du réseau public	Standard
Maintenabilité	Standard
Evolutivité de l'installation	<ul style="list-style-type: none"> ■ Pas d'évolution envisagée : □ HVAC □ utilités du process □ alimentation des bureaux ■ Evolutions possibles : □ finition, mise en enveloppe □ machines spéciales, installation ultérieure □ machines rotatives (incertitude au stade APS)
Puissance totale des charges installées	3500 kVA
Uniformité d'installation des charges	Répartition intermédiaire
Sensibilité des circuits aux coupures d'alimentation	<ul style="list-style-type: none"> ■ Circuits délestables : □ bureaux (hors prises alimentation PC) □ climatisation, chauffage des bureaux □ locaux sociaux □ local maintenance ■ coupure longue acceptable : □ machines d'imprimerie □ HVAC atelier (régulation hygrométrie) □ Finition, mise en enveloppe □ Utilités du process (compresseur, recyclage d'eau glacée) ■ Aucune coupure acceptable : □ serveurs, PC bureaux
Sensibilité des circuits aux perturbations	<ul style="list-style-type: none"> ■ Sensibilité moyenne : □ moteurs, éclairage ■ Sensibilité élevée : □ informatique <p>Pas de précaution particulière à prendre du fait du raccordement au réseau EDF (niveau de perturbations faible)</p>
Pouvoir perturbateur	Non perturbateur
Autres contraintes	<ul style="list-style-type: none"> ■ Bâtiment avec classification foudre : installation de parafoudres ■ alimentation par ligne aérienne en antenne

Caractéristiques de choix de solutions technologiques

Critère	Catégorie
Ambiance, environnement	<ul style="list-style-type: none"> ■ IP: standard (pas de poussière, pas de projections d'eau) ■ IK: standard (utilisation de vides de construction, local dédié) ■ °C : standard (régulation de température)
Indice de service	211
Disponibilité d'offre par pays	Sans réserve (projet réalisé en France)
Autres critères	RAS

D31

Critères d'évaluation pour l'adaptation du principe au projet

Critère	Catégorie
Temps de chantier	Secondaire
Impact environnemental	Minimal : respect des règlements au standard Europe
Coût de maintenance préventive	Standard
Disponibilité d'alimentation	Niveau I

Etape 1 : principe de distribution (cf. Fig. D29)

Choix effectué en fonction des paramètres du premier tableau page D31.

Choix	Critère prépondérant	Solution
Raccordement au réseau du distributeur	Site isolé	Simple dérivation
Circuits MT	Implantation + criticité	Antenne
Nombre de transformateurs	Puissance > 2500 kVA	2 x 2000 kVA
Nombre et répartition des postes	Surface et répartition de puissance	2 solutions possibles : 1 poste ou 2 postes ■ si 1 poste : liaison NO entre TGBT ■ si 2 postes : tableaux interconnectés
Générateur MT	Activité du site	Non

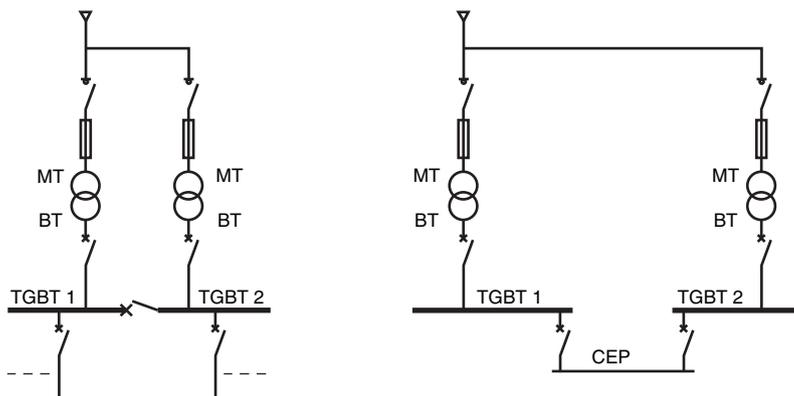


Fig. D29 : Deux possibilités de schéma unifilaire de principe

Etape 2 : adaptation du principe au projet (cf. Fig. D30)

Solution "1 poste"

Choix	Critère prépondérant	Solution
Implantation topologique	Contrainte ambiance	Local dédié
Distribution centralisée ou décentralisée	Charges homogènes, puissance répartie, possibilités d'évolution Charges hétérogènes liaisons directes depuis TGBT	■ Décentralisée avec CEP : □ secteur finition, mise en enveloppe ■ Centralisée avec câbles : □ machines spéciales, machines rotatives, HVAC, Utilités du process, Bureaux (2 tableaux), Climatisation bureaux, Locaux sociaux, maintenance
Présence de générateur de secours	Criticité ≤ faible Disponibilité réseau : standard	Pas de générateur de secours
Présence d'ASI	Criticité	ASI pour serveurs et PC bureaux
Configuration des circuits BT	2 transfos, redondance partielle possible	■ Dipôle, variante 2 ½ TGBT + liaison NO (réduction du Icc par TGBT, pas de redondance process (≤ faible) ■ Circuit délestable pour charges non critiques

10 Annexe : exemples d'installation

D33

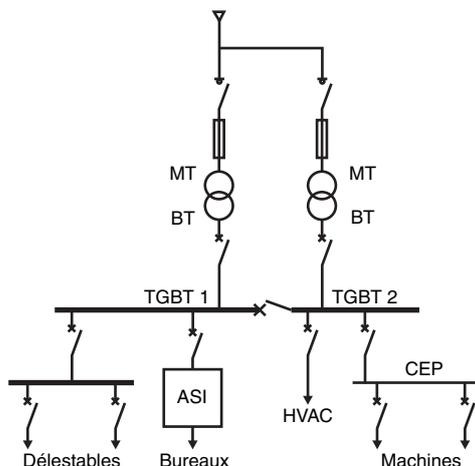


Fig. D30 : Schéma unifilaire détaillé (1 poste)

Choix de solutions technologiques

Choix	Critère prépondérant	Solution
Poste MT/BT	Ambiance, environnement	Intérieur (local dédié)
Tableau MT	Disponibilité d'offre par pays	SM6 (installation réalisée en France)
Transformateurs	Ambiance, environnement	Transformateur sec (évite les contraintes liées à l'huile)
Tableaux BT	Ambiance, IS	TGBT : Prisma Plus P Divisionnaires : Prisma Plus
CEP	Disponibilité d'offre par pays	Canalis KS
Onduleurs	Puissance des charges à alimenter, autonomie	Galaxy PW
Compensation d'énergie réactive	Puissance installée, présence d'harmoniques	BT, standard, automatique (Q moyen, facilité d'installation)

Solution "2 postes"

Idem sauf :

Circuit BT : 2 TGBT distants couplés par CEP.

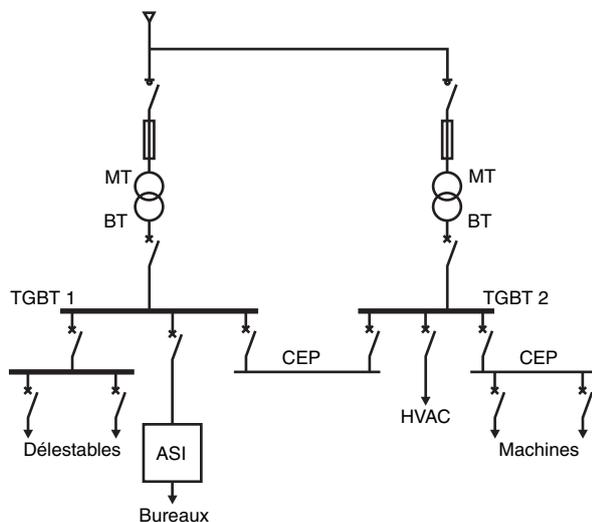


Fig. D31 : Schéma unifilaire détaillé (2 postes)

10.2 Exemple 2 : data center

Description succincte

Centre d'hébergement de fournisseurs Internet.

Caractéristiques et critères de choix

Caractéristiques définissant le principe de distribution

Caractéristique	Catégorie
Type d'activité du site	Bureaux sensibles (data center)
Configuration du site	Bâtiment 1 seul étage, 800 m ²
Latitude de positionnement	Faible
Disponibilité du réseau public	Renforcée
Maintenabilité	Renforcée
Evolutivité de l'installation	<ul style="list-style-type: none"> ■ HVAC: pas d'évolution ■ Serveurs : ajout possible sans perturber le process
Puissance totale des charges installées	<ul style="list-style-type: none"> ■ Critique : 650 kVA ■ HVAC : 250 kVA ■ Divers : 100 kVA
Uniformité d'installation des charges	Homogène
Sensibilité des circuits aux coupures d'alimentations	<ul style="list-style-type: none"> ■ Serveurs : aucune coupure ■ HVAC : coupure brève ■ Divers : délestable
Sensibilité des circuits aux perturbations	<ul style="list-style-type: none"> ■ Serveurs : haute sensibilité ■ HVAC, divers : peu sensible
Pouvoir perturbateur	Non perturbateur
Autres contraintes	Serveurs raccordées par double attache

Critères de choix de solutions technologiques

Critère	Catégorie
Ambiance, environnement	<ul style="list-style-type: none"> ■ IP : standard ■ IK : standard ■ °C : standard
Indice de service	3.3.3
Disponibilité d'offre par pays	Sans réserve (réalisé en France)
Autres critères	RAS

Critères de choix pour l'adaptation du principe au projet

Critère	Catégorie
Temps de chantier	Privilégié
Impact environnemental	Minimal
Coût de maintenance préventive	Spécifique
Disponibilité d'alimentation	Niveau 4 (tiers IV)

Etape 1 : principe de distribution (cf. Fig. D32)

Choix effectué en fonction des paramètres du premier tableau ci-dessus.

Choix	Critère prépondérant	Solution
Raccordement au réseau du distributeur	Charges sensibles	Double dérivation ou mieux, si possible
Circuits MT	Charges double attache	Antenne 2 transfos
Nombre de transformateurs	Redondance	2 transformateurs 1 MVA
Nombre et répartition des postes	Configuration du site (800 m ²)	1 poste
Générateur MT	Puissance installée (1000 kVA)	Pas de générateur MT

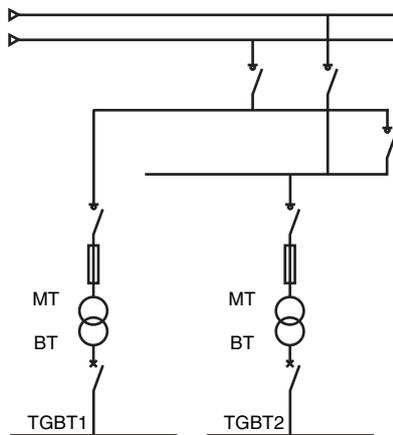


Fig. D32 : Schéma unifilaire de principe

10 Annexe : exemples d'installation

Etape 2 : adaptation du principe au projet

Choix	Critère prépondérant	Solution
Implantation topologique	Barycentre	Alimentation par le bord, au milieu du bâtiment
Distribution centralisée ou décentralisée	Evolutivité, uniformité	Décentralisée avec CEP
Présence de générateur de secours	Temps de coupure acceptable	2 générateurs
Présence d'ASI	Charges critiques	ASI 2 x 1000 kVA, autonomie 10 minutes
Configuration des circuits BT	Besoin de redondance	Double attache

D35

Choix de solutions technologiques

Choix	Critère prépondérant	Solution
Poste MT/BT	Indice de service	Poste préfabriqué
Tableau MT	Disponibilité par pays	SM6
Transformateurs	Ambiance	Trihal
Tableaux BT	Disponibilité pays, maintenabilité	TGBT : Okken débrochable THQ : Prisma+ déconnectable
CEP	Puissance	KN16
Onduleurs	Puissance	Galaxy 500
Compensation d'énergie réactive	Disponibilité pays, puissance	Batterie Rectimat2 standard automatique

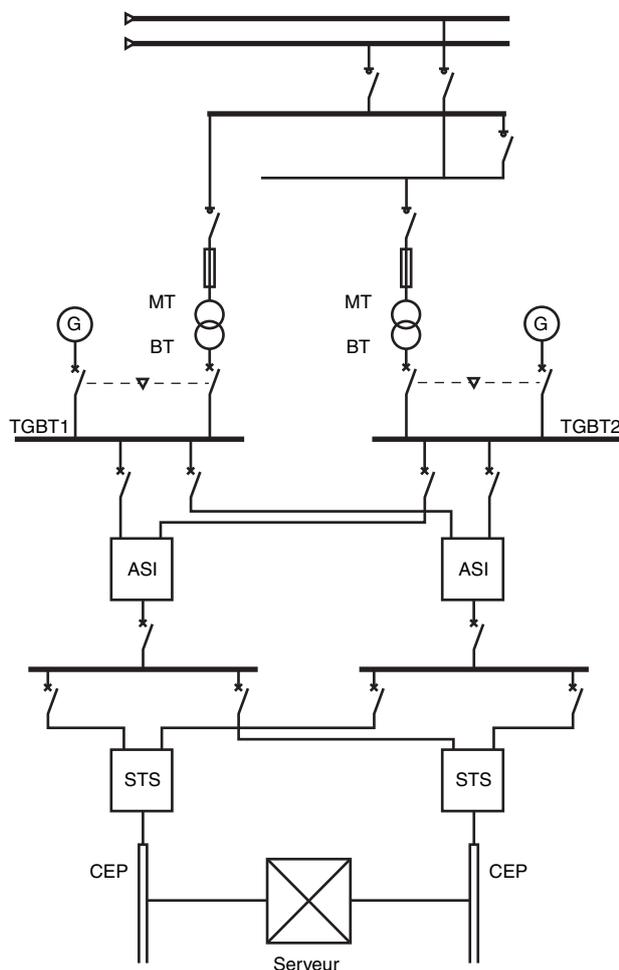


Fig. D33 : Schéma unifilaire détaillé pour alimentation des serveurs

10.3 Exemple 3 : hôpital

Description succincte

Clinique chirurgicale, avec opérations lourdes, programmées.

Caractéristiques et critères de choix

Caractéristiques définissant le principe de distribution

Caractéristique	Catégorie
Type d'activité du site	Bâtiment santé
Configuration du site	Bâtiment à plusieurs étages
Latitude de positionnement	Faible
Disponibilité du réseau public	Renforcée
Maintenabilité	Standard
Evolutivité de l'installation	Pas d'évolutivité
Puissance totale des charges installées	4100 kW
Uniformité d'installation des charges	Charges localisées
Sensibilité des circuits aux coupures d'alimentations	<ul style="list-style-type: none"> ■ délestables : groupes froid, machine à laver ■ coupures longues : cuisines, radiologie ■ coupures brèves : ascenseurs, traitement air ■ aucune coupure : blocs opératoires
Sensibilité des circuits aux perturbations	Haute sensibilité : blocs opératoires
Pouvoir perturbateur	Non perturbateur
Autres contraintes	Règlements spécifiques Hôpitaux, charges double attache

Critères de choix de solutions technologiques

Critère	Catégorie
Ambiance, environnement	Standard
Indice de service	3 3 3 (TGBT), 1 1 1 (Tableau IT médical)
Disponibilité d'offre par pays	Sans réserve
Autres critères	RAS

Critères de choix pour l'adaptation du principe au projet

Critère	Catégorie
Temps de chantier	Privilégié
Impact environnemental	Minimal
Coût de maintenance préventive	Renforcé
Disponibilité d'alimentation	Niveau IV pour blocs opératoires

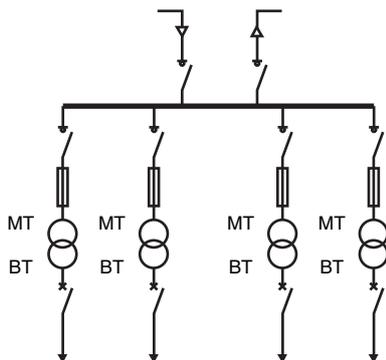


Fig. D34 : Schéma unifilaire de principe

Etape 1 : principe de distribution (cf. Fig. D34)

Choix effectué en fonction des paramètres du premier tableau ci-dessus.

Choix	Critère prépondérant	Solution
Raccordement au réseau du distributeur	Sensibilité aux coupures	Coupure d'artère
Circuits MT	Charges double attache	Antenne
Nombre de transformateurs	Redondance	4 x 800 kVA
Nombre et répartition des postes	Surface du bâtiment	1 poste 4 transfos
Générateur MT	Activité du site	Pas de générateur MT

10 Annexe : exemples d'installation

Etape 2 : adaptation du principe au projet

Choix	Critère prépondérant	Solution
Implantation topologique	Barycentre	TGBT : au centre du bâtiment en sous-sol
	Ambiance	Générateur : poste extérieur
Distribution centralisée ou décentralisée	Evolutivité, uniformité	Distribution centralisée
Présence de générateur de secours	Temps de coupure acceptable	Générateurs : 3 x 1000 kVA
Présence d'ASI	Charges critiques	ASI : 3 x 160 kVA
Configuration des circuits BT	Besoin de redondance	<ul style="list-style-type: none"> ■ Délestables : HVAC ■ Double attache : TGBT prioritaire, tableau HaHq médical + informatique

D37

Choix de solutions technologiques

Choix	Critère prépondérant	Solution
Poste MT/BT	Indice de service	Poste préfabriqué pour intérieur
Tableau MT	Disponibilité par pays	SM6
Transformateurs	Ambiance	Trihal 800 kVA
Tableaux BT	Indice de service	Okken
CEP	/	/
Onduleurs	Puissance, redondance	Galaxy 500, 160 kVA
Compensation d'énergie réactive	Disponibilité pays, puissance	Fixe : 2 x 400 kvar

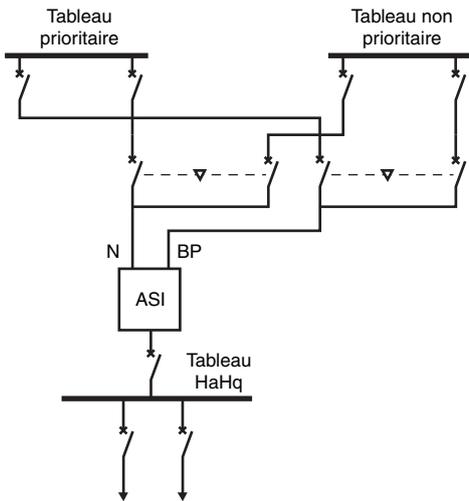


Fig. D35 : Schéma unifilaire : raccordement onduleur

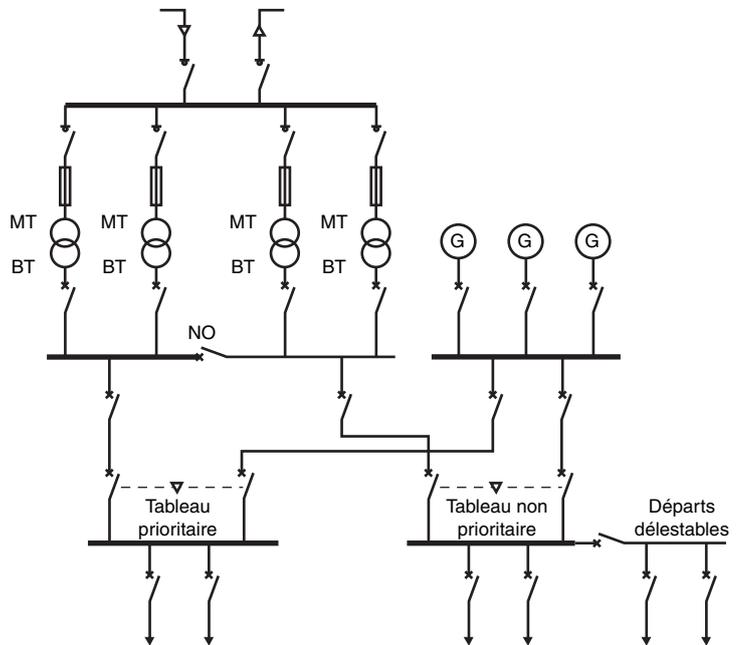


Fig. D36 : Schéma unifilaire détaillé amont

Chapitre E

La distribution BT

Sommaire

1	Les schémas des liaisons à la terre	E2
	1.1 Les liaisons à la terre	E2
	1.2 Définition des schémas des liaisons à la terre (SLT) normalisés	E3
	1.3 Caractéristiques des schémas TT, TN et IT	E6
	1.4 Critères de choix des schémas TT, TN et IT	E8
	1.5 Méthode de choix, mise en oeuvre	E11
	1.6 Réalisation et mesure des prises de terre	E12
2	Le système d'installation	E16
	2.1 Les tableaux	E16
	2.2 Les canalisations	E19
3	Influences externes (CEI 60364-5-51 et NF C 15-100 partie 5-51)	E27
	3.1 Définition et normes	E27
	3.2 Classification	E27
	3.3 Liste des influences externes	E27
	3.4 Degrés de protection procurés par les enveloppes des matériels : codes IP et IK	E30

E1

Nota :

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

1 Les schémas des liaisons à la terre

Le raccordement à la prise de terre des éléments conducteurs d'un bâtiment et des masses des appareils électriques contribuent à éviter l'apparition de toute tension dangereuse entre les parties simultanément accessibles.

1.1 Les liaisons à la terre

Définitions

La norme CEI 60364 définit de façon claire et précise les différents éléments mis en œuvre dans les liaisons à la terre.

En France, la norme NF C 15-100 et le décret sur la protection des travailleurs du 14 novembre 1988 définissent les éléments mis en œuvre dans les liaisons à la terre de façon claire et précise.

Voici extraits les principaux termes utiles. Les numéros renvoient à la représentation de ces éléments sur la **Figure E1**.

- Prise de terre (1) : corps conducteur enterré, ou ensemble de corps conducteurs enterrés et interconnectés, assurant une liaison électrique avec la terre.
- Terre : masse conductrice de la terre, dont le potentiel électrique en chaque point est considéré comme égal à zéro (référence théorique).
- Prises de terre électriquement distinctes : prises de terre suffisamment éloignées les unes des autres pour que le courant maximal susceptible d'être écoulé par l'une d'elle ne modifie pas le potentiel des autres.
- Résistance de terre ou résistance globale de mise à la terre : résistance entre la borne principale de terre (6) et la terre.
- Conducteur de terre (2) : conducteur de protection reliant la borne principale de terre à la prise de terre.
- Masse : partie conductrice d'un matériel électrique susceptible d'être touchée par une personne, qui n'est normalement pas sous tension mais peut le devenir en cas de défaut d'isolement des parties actives de ce matériel.
- Conducteur de protection (3) : conducteur prescrit dans certaines mesures de protection contre les chocs électriques et destiné à relier électriquement certaines des parties suivantes :
 - masses,
 - éléments conducteurs,
 - borne principale de terre,
 - prise de terre,
 - point de mise à la terre de la source d'alimentation ou point neutre artificiel.
- Élément conducteur (4) étranger à l'installation électrique (par abréviation, élément conducteur) : sont considérés notamment comme éléments conducteurs:
 - le sol ou les parois non isolantes, les charpentes ou armatures métalliques de la construction,
 - les canalisations métalliques diverses (eau, gaz, chauffage, air comprimé, etc.) et les matériels métalliques non électriques qui leur sont reliés.
- Conducteur d'équipotentialité (5) : conducteur de protection assurant une liaison équipotentielle.
- Borne principale ou barre principale de terre (6) : borne ou barre prévue pour la connexion aux dispositifs de mise à la terre de conducteurs de protection, y compris les conducteurs d'équipotentialité et éventuellement les conducteurs assurant une mise à la terre fonctionnelle.

Raccordements

La liaison équipotentielle principale

Elle est réalisée par des conducteurs de protection. Ils permettent d'éviter que, par suite d'un défaut d'origine externe au bâtiment, une différence de potentiel n'apparaisse entre des éléments conducteurs dans le bâtiment.

Elle est reliée au conducteur principal de terre et doit être réalisée à proximité de la pénétration des conduits métalliques dans le bâtiment. Le raccordement des gaines métalliques des câbles de communication nécessite l'autorisation de leurs propriétaires.

La liaison équipotentielle supplémentaire

Elle est destinée à relier entre eux les masses et les éléments conducteurs simultanément accessibles lorsque les conditions de protection ne peuvent être respectées.

Raccordement des masses aux prises de terre

Les conducteurs de protection assurent ce raccordement et écoulent à la terre les courants de défaut.

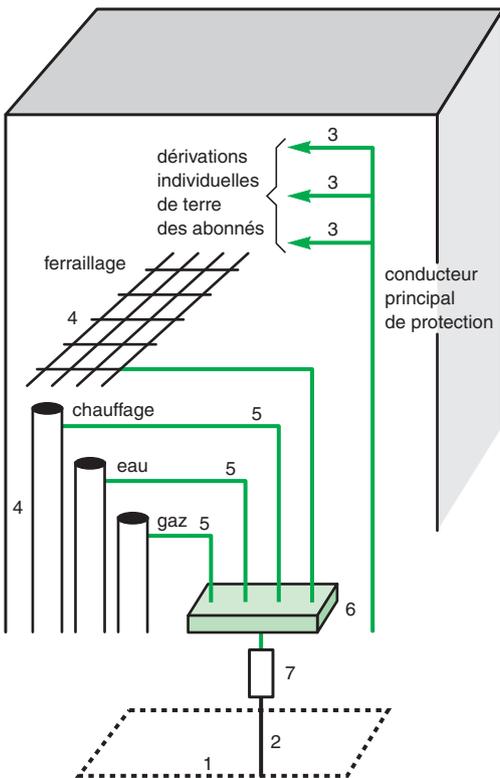


Fig. E1 : Dans cet exemple, un immeuble, la borne principale de terre (6) assure la liaison équipotentielle principale. La barrette de coupure (7) doit permettre de vérifier la valeur de la résistance de terre

1 Les schémas des liaisons à la terre

Les composants (cf. Fig. E2)

La réalisation des liaisons à la terre de toutes les parties métalliques accessibles est très importante pour la protection contre les chocs électriques.

Composants à considérer :	
comme des masses	comme des éléments conducteurs
canalisations <ul style="list-style-type: none"> ■ conduits M (MRB - MSB) ■ câbles isolés au papier imprégné sous plomb nu ou sous plomb armé sans autre revêtement ■ conducteurs blindés à isolant minéral 	éléments utilisés dans la construction des bâtiments <ul style="list-style-type: none"> ■ métalliques ou en béton armé : □ charpente □ armature □ panneaux préfabriqués armés
appareillage <ul style="list-style-type: none"> ■ châssis de débrogage 	revêtements des surfaces : <ul style="list-style-type: none"> □ sols et murs en béton armé sans autre revêtement □ carrelages □ revêtements métalliques □ parois métalliques
appareils d'utilisation <ul style="list-style-type: none"> ■ parties métalliques extérieures des appareils de classe I 	
éléments non électriques <ul style="list-style-type: none"> ■ huisseries métalliques si elles servent au passage des canalisations avec des conduits MRB, MSB ■ objets métalliques : □ à proximité des conducteurs aériens ou jeux de barres □ au contact d'équipement électrique 	éléments entrant dans l'environnement de la construction des bâtiments <ul style="list-style-type: none"> ■ canalisations métalliques de gaz, d'eau, de chauffage ■ les appareils non électriques qui y sont reliés (fours, cuves, réservoirs, radiateurs) ■ huisseries métalliques dans salle d'eau ■ papiers métallisés
Composants à ne pas considérer :	
comme des masses	comme des éléments conducteurs
<ul style="list-style-type: none"> ■ conduits en matériau isolant ■ moulures en bois ou matière isolante ■ conducteurs et câbles ne comportant aucun revêtement métallique ■ les enveloppes isolantes extérieures des matériels électriques lorsqu'elles ne sont pas en contact avec un élément conducteur ■ tous les appareils de la classe II quel que soit le type d'enveloppe extérieure 	<ul style="list-style-type: none"> ■ parquets en bois ■ revêtements de sol en caoutchouc ou en linoléum ■ parois en plâtre sec ■ murs en briques ■ tapis et moquettes

Fig. E2 : Liste des masses et éléments conducteurs

Le choix d'un schéma des liaisons à la terre (ou régime de neutre) conditionne les mesures de protection des personnes contre les contacts indirects.

1.2 Définition des schémas des liaisons à la terre (SLT) normalisés

Les Schémas des Liaisons à la Terre - SLT - (ou régimes de neutre) caractérisent le mode de raccordement à la terre du neutre du secondaire du transformateur MT/BT et les moyens de mise à la terre des masses de l'installation en fonction desquels sont mises en oeuvre les mesures de protection des personnes contre les contacts indirects.

Les schémas de liaisons à la terre formalisent trois choix initialement indépendants faits par le concepteur d'une distribution électrique ou d'une installation concernant :

- le mode de raccordement
- de l'installation électrique (généralement du point neutre de l'installation),
- et de la mise à la terre des masses.
- un conducteur de protection (PE) séparé ou un conducteur de protection et un conducteur neutre confondu (PEN),
- l'utilisation comme protection contre les défauts d'isolement
- des dispositifs de protection contre les courts-circuits, ce qui nécessite des courants de défauts de forte intensité,
- ou des dispositifs additionnels capables de détecter et d'éliminer des courants de défauts de faible intensité.

En pratique ces choix sont regroupés et normalisés comme indiqué ci-après.

Chacun de ces choix détermine un schéma de liaison à la terre avec trois avantages et trois inconvénients :

- L'interconnexion des masses des équipements et du conducteur de protection (PE) est efficace pour assurer l'équipotentialité mais augmente l'intensité des courants de défaut.

E4

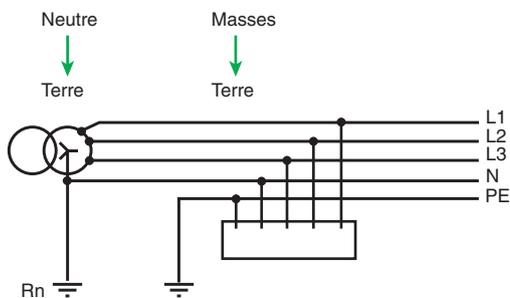


Fig. E3 : Schéma TT

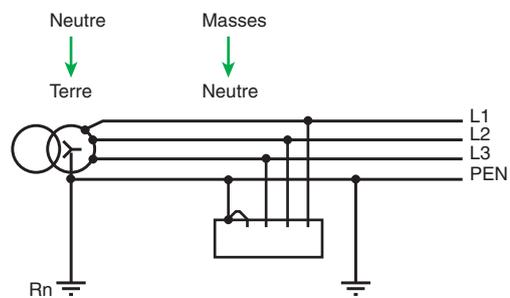


Fig. E4 : Schéma TN-C

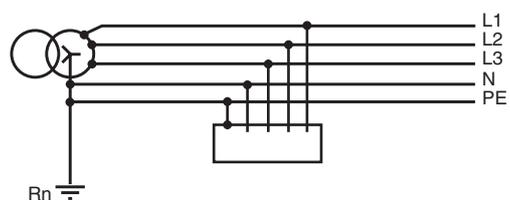


Fig. E5 : Schéma TN-S

■ Un conducteur de protection (PE) séparé est une solution plus coûteuse même s'il a une faible section en revanche il est beaucoup plus improbable qu'il soit pollué par des chutes de tension, des courants harmoniques, etc. que dans le cas d'un conducteur neutre et d'un conducteur de protection confondu (PEN). Un conducteur de protection (PE) séparé évite aussi de faire circuler des courants de fuite dans les masses.

■ La mise en œuvre de dispositifs différentiels à courant résiduel (DDR) ou de contrôleur permanent d'isolement (CPI) qui sont des dispositifs très sensibles, permet de détecter et d'éliminer les défauts d'isollements avant que des dommages importants ne surviennent (perforation des bobinages moteur, incendie, etc.). La protection offerte de plus est indépendante des modifications apportées à une installation électrique existante.

Schéma TT (neutre à la terre) (cf. Fig. E3)

Un point de l'alimentation est relié directement à la terre. Les masses de l'installation sont reliées à une prise de terre électriquement distincte de la prise de terre du neutre.

Elles peuvent être confondues de fait sans incidence sur les conditions de protection.

Schéma TN (mise au neutre)

Un point de l'installation, en général le neutre, est relié directement à la terre. Les masses de l'installation sont reliées à ce point par le conducteur de protection. On distingue les schémas suivants :

Schéma TN-C (cf. Fig. E4)

Le conducteur de protection et le conducteur neutre sont confondus en un seul conducteur appelé PEN (Protective Earth and Neutral). Ce schéma est interdit pour des sections inférieures à 10 mm² et pour des canalisations mobiles.

Le schéma TN-C nécessite la création d'un système équipotentiel pour éviter la montée en potentiel des masses et des éléments conducteurs. Il est par conséquent nécessaire de relier le conducteur PEN à de nombreuses prises de terre réparties dans l'installation.

Attention : en schéma TN-C, la fonction "conducteur de protection" l'emporte sur la fonction "neutre". En particulier, un conducteur PEN doit toujours être raccordé à la borne "terre" d'un récepteur et un pont doit être réalisé entre cette borne et la borne du neutre.

Schéma TN-S (cf. Fig. E5)

Le conducteur de protection et le conducteur neutre sont distincts. Les masses sont reliées au conducteur de protection (PE).

Le schéma TN-S (5 fils) est obligatoire pour les circuits de section inférieure à 10 mm² en cuivre et 16 mm² en aluminium pour les canalisations mobiles.

Schéma TN-C-S (cf. Fig. E6 ci-dessous et Fig. E7 page suivante)

Les schémas TN-C et TN-S peuvent être utilisés dans une même installation.

En schéma TN-C/S, on ne doit jamais utiliser le schéma TN-C (4 fils) en aval du schéma TN-S (5 fils).

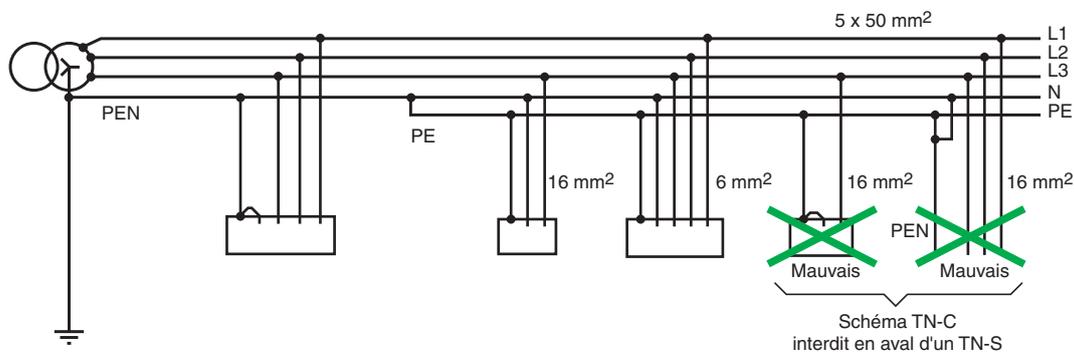


Fig. E6 : Schéma TN-C-S

1 Les schémas des liaisons à la terre

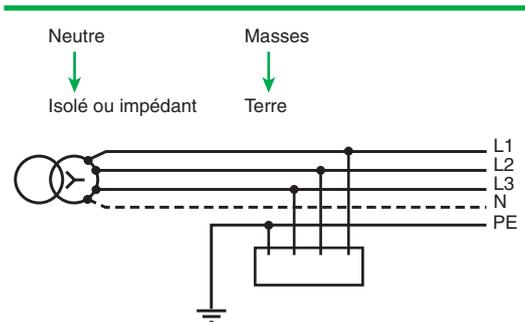


Fig. E8 : Schéma IT (neutre isolé)

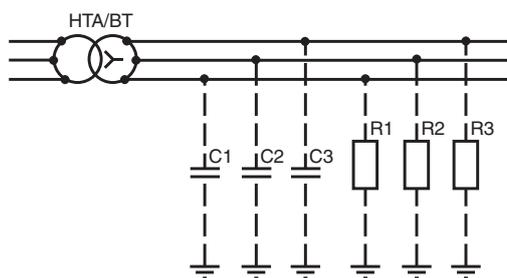


Fig. E9 : Impédance de fuite en schéma IT

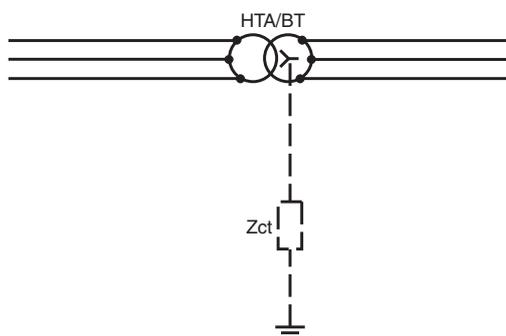


Fig. E10 : Impédance équivalente aux impédances de fuite en schéma IT

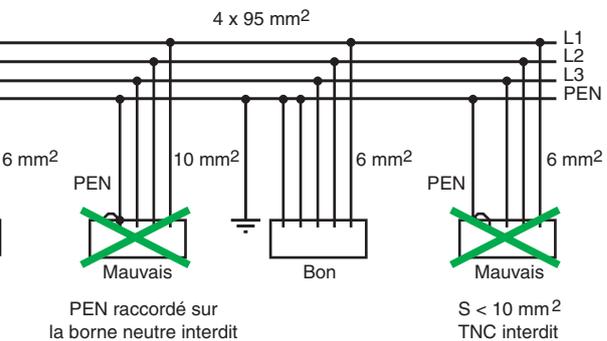


Fig. E7 : Raccordement du PEN en schéma TN-C

Schéma IT (neutre isolé ou neutre impédant)

Schéma IT (neutre isolé)

Aucune liaison électrique n'est réalisée intentionnellement entre le point neutre et la terre (cf. Fig. E8).

Les masses d'utilisation de l'installation électrique sont reliées à une prise de terre.

En fait, tout circuit possède naturellement une impédance de fuite due aux capacités et résistances d'isolement réparties entre les phases et la terre (cf. Fig. E9).

Exemple (cf. Fig. E10)

Dans un réseau triphasé de 1 km, l'impédance équivalente Z_{ct} des capacités C_1 , C_2 , C_3 et des résistances R_1 , R_2 , R_3 ramenée au neutre est de l'ordre de 3 à 4 000 ohms.

Schéma IT (neutre impédant)

Une impédance Z_s (de l'ordre de 1 000 Ω à 2 000 Ω) est intercalée volontairement entre le point neutre du transformateur et la terre (cf. Fig. E11).

Les masses d'utilisation sont reliées à une prise de terre.

L'intérêt de cette impédance est de fixer le potentiel d'un réseau court par rapport à la terre (Z_s faible devant l'impédance d'isolement du réseau) et de diminuer le niveau des surtensions par rapport à la terre. En revanche, il a pour effet d'augmenter légèrement le courant de premier défaut.

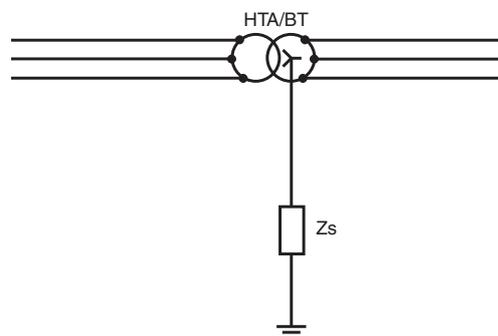


Fig. E11 : Schéma IT (neutre impédant)

1.3 Caractéristiques des schémas TT, TN et IT

Schéma TT (cf. Fig. E12)

En schéma TT :

- technique de protection des personnes : mise à la terre des masses, associées à l'emploi de dispositifs différentiels à courant résiduel,
- technique d'exploitation : coupure au premier défaut d'isolement.

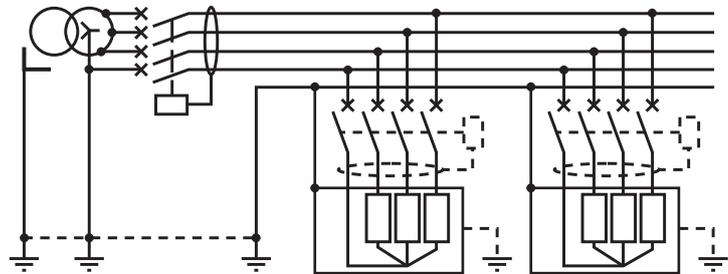


Fig. E12 : Schéma TT

Nota : si les masses d'utilisation sont reliées en plusieurs points à la terre, il faut installer un DDR sur chacun des groupes de départs reliés à la même prise de terre.

Principales caractéristiques

- Solution la plus simple à l'étude et à l'installation, elle est utilisable dans les installations alimentées directement par le réseau de distribution publique à basse tension.
- Ne nécessite pas une permanence de surveillance en exploitation (seul un contrôle périodique des dispositifs différentiels peut être nécessaire).
- La protection est assurée par des dispositifs spécifiques, les DDR, qui permettent en plus la prévention des risques d'incendie lorsque leur sensibilité est ≤ 500 mA.
- Chaque défaut d'isolement entraîne une coupure. Cette coupure est limitée au circuit en défaut par l'emploi de plusieurs DDR en série (DDR sélectifs) ou en parallèle (sélection des circuits).
- Les récepteurs ou parties d'installation, qui sont la cause en marche normale de courants de fuite importants, doivent faire l'objet de mesures spéciales pour éviter les déclenchements indésirables (alimenter les récepteurs par transformateurs de séparation ou utiliser des différentiels adaptés (voir sous-chapitre 5.1 du chapitre F).

Schéma TN (cf. Fig. E13 et Fig. E14)

En schéma TN :

- technique de protection des personnes :
 - interconnexion et mise à la terre des masses et du neutre impératives,
 - coupure au premier défaut par protection contre les surintensités (disjoncteurs ou fusibles) ;
- technique d'exploitation : coupure au premier défaut d'isolement.

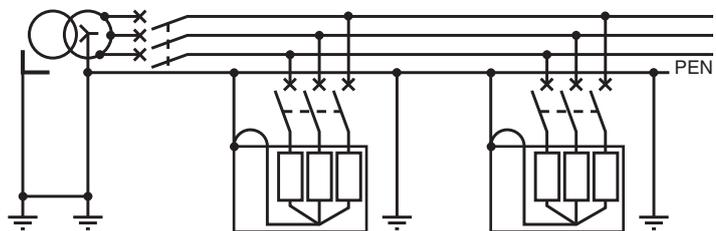


Fig. E13 : Schéma TN-C

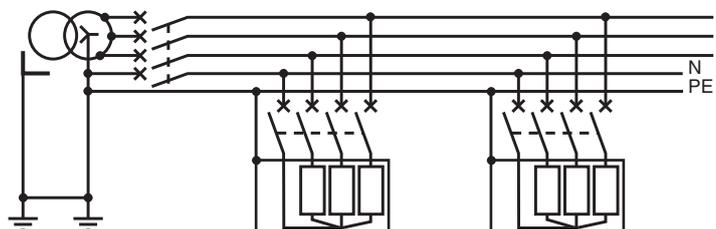


Fig. E14 : Schéma TN-S

1 Les schémas des liaisons à la terre

Principales caractéristiques

■ Le schéma TN, d'une manière générale :

- est utilisable uniquement dans les installations alimentées par un transformateur MT/BT ou BT/BT privé,
- nécessite des prises de terre uniformément réparties dans toute l'installation,
- nécessite que la vérification des déclenchements sur premier défaut d'isolement soit obtenue à l'étude par le calcul et, obligatoirement à la mise en service, par des mesures,
- nécessite que toute modification ou extension soit conçue et réalisée par un installateur qualifié,
- peut entraîner, en cas de défaut d'isolement, une détérioration plus importante des bobinages des machines tournantes,
- peut présenter, dans les locaux à risque d'incendie, un danger plus élevé du fait des courants de défaut plus importants.

■ Le schéma TN-C, de plus :

- peut faire apparaître une économie à l'installation (suppression d'un pôle d'appareillage et d'un conducteur),
- implique l'utilisation de canalisations fixes et rigides (NF C 15-100, partie 5-52),
- est interdit :
 - dans les locaux à risques d'incendie
 - pour les équipements de traitement de l'information (par présence de courant harmonique dans le neutre).

■ Le schéma TN-S, de plus :

- s'emploie même en présence de conducteurs souples ou de conduits de faible section,
- permet par la séparation du neutre et du conducteur de protection de disposer d'un PE non pollué (locaux informatiques, locaux à risques).

En schéma IT :

■ technique de protection :

- interconnexion et mise à la terre des masses,
- signalisation du premier défaut par contrôleur permanent d'isolement,
- coupure au deuxième défaut par protection contre les surintensités (disjoncteurs ou fusibles) ;

■ technique d'exploitation :

- surveillance du premier défaut d'isolement,
- recherche et élimination obligatoires du défaut,
- coupure en présence de deux défauts d'isolement simultanés.

Schéma IT (cf. Fig. E15)

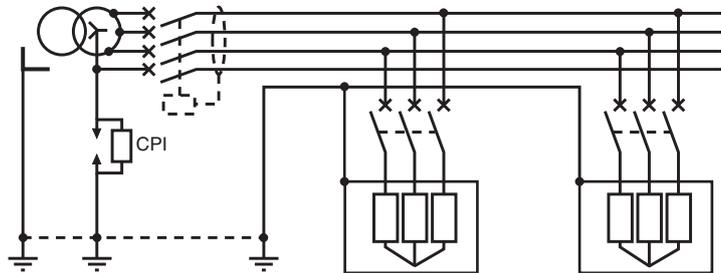


Fig. E15 : Schéma IT

Principales caractéristiques

- Solution assurant la meilleure continuité de service en exploitation.
- La signalisation du premier défaut d'isolement, suivie obligatoirement de sa recherche et de son élimination, permet une prévention systématique de toute interruption d'alimentation.
- Utilisation uniquement dans les installations alimentées par un transformateur MT/BT ou BT/BT privé.
- Nécessite un personnel d'entretien pour la surveillance et l'exploitation.
- Nécessite un bon niveau d'isolement du réseau (implique la fragmentation du réseau si celui-ci est très étendu, et l'alimentation des récepteurs à courant de fuite important par transformateurs de séparation).
- La vérification des déclenchements pour deux défauts simultanés doit être assurée à l'étude par les calculs, et obligatoirement à la mise en service par des mesures à l'intérieur de chaque groupe de masses interconnectées.
- La protection du conducteur neutre doit être assurée comme indiqué au chapitre G paragraphe 7.2.

Ce sont les impératifs réglementaires, de continuité de service, de conditions d'exploitation et de nature du réseau et des récepteurs qui déterminent le ou les types de schéma les plus judicieux.

1.4 Critères de choix des schémas TT, TN et IT

Sur le plan de la protection des personnes, les trois SLT sont équivalents si l'on respecte toutes les règles d'installation et d'exploitation. Il ne peut donc être question de faire un choix sur des critères de sécurité.

C'est le croisement des impératifs réglementaires, de continuité de service, de conditions d'exploitation et de nature du réseau et des récepteurs qui détermine le ou les types de schéma les plus judicieux (cf. Fig. E16). Le choix résulte des éléments suivants :

- d'abord des textes réglementaires qui imposent dans certains cas un SLT (cf. Fig. E17).
 - puis du choix de l'utilisateur lorsqu'il est alimenté par un transformateur HTA/BT dont il est propriétaire (abonné HT), ou qu'il possède sa propre source d'énergie (ou un transformateur à enroulements séparés).
- Lorsque l'utilisateur est libre de son choix, la définition du SLT ne pourra résulter que d'une concertation entre lui-même et le concepteur du réseau (bureau d'études, installateur). Elle portera :
- en premier lieu, sur les impératifs d'exploitation (continuité de service impérative ou non) et sur les conditions d'exploitation (entretien assuré par un personnel électricien ou non, interne ou d'une entreprise extérieure...),
 - en second lieu, sur les caractéristiques particulières du réseau et des récepteurs. (cf. Fig. E18).

	TT	TN-S	TN-C	IT1	IT2	Commentaires
Caractéristiques Électriques						
Courant de défaut	-	--	--	+	--	Seul le schéma IT offre des courants de 1er défaut négligeables
Tension de défaut	-	-	-	+	-	En schéma IT, la tension de défaut est très faible au 1er défaut mais très élevée au 2ème défaut
Tension de contact	+/-	-	-	+	-	En schéma TT, la tension de contact est très faible si le schéma est totalement équipotentiel, élevée dans le cas contraire
Protection						
Protection des personnes contre les contacts indirects	+	+	+	+	+	Tous les SLT sont équivalents si les règles sont strictement respectées
Protections des personnes en cas d'alimentation par un groupe de secours	+	-	-	+	-	Les schémas où la protection est assurée par des DDR sont insensibles à un changement d'impédance interne de la source d'alimentation
Protection incendie (par DDR)	+	+	pas permis	+	+	Assurée dans tous les SLT où la protection par DDR peut être mise en œuvre
Surtensions						
Surtension permanente	+	+	+	-	+	Surtension permanente phase terre en schéma IT au 1er défaut
Surtension transitoire	+	-	-	+	-	Des courants de défaut de forte intensité peuvent créer une surtension transitoire importante
Surtension en cas de rupture d'isolement primaire/secondaire du transformateur	-	+	+	+	+	Dans le schéma TT il peut y avoir des élévations de tension différentes entre la prise de terre de la source et les prises de terre des utilisateurs. Dans les autres schémas les prises de terre sont interconnectées
Compatibilité Électromagnétique (CEM)						
Immunité au coup de foudre au sol	-	+	+	+	+	Dans le schéma TT il peut y avoir des élévations de tension différentes sur chaque prise de terre. Dans les autres schémas les prises de terre sont interconnectées
Immunité au coup de foudre sur ligne MT	-	-	-	-	-	Tous les SLT sont équivalents quand un coup de foudre tombe directement sur le réseau MT
Émission permanente d'un champ électromagnétique	+	+	-	+	+	La connexion du PEN à toutes les structures métalliques d'un bâtiment est favorable à la génération permanente de champs électromagnétiques
Non équipotentielité du PE	+	-	-	+	-	Le PE n'est plus équipotentiel en cas de courants de défaut de forte intensité
Continuité de service						
Coupage au premier défaut	-	-	-	+	+	Seul le schéma IT évite le déclenchement au 1er défaut d'isolement
Creux de tension pendant le défaut d'isolement	+	-	-	+	-	Les schémas TN-C, TN-S et IT (2ème défaut) génèrent des courants de défauts de haute intensité
Installation						
Appareils spécifiques	-	+	+	-	-	Le schéma TT nécessite l'utilisation de DDR. Le schéma IT nécessite l'utilisation de CPI
Nombre de prises de terre	-	+	+	-/+	-/+	Le schéma TT nécessite deux prises de terre distinctes (au moins). Le schéma IT laisse le choix entre une ou plusieurs prises de terre
Nombre de câbles	-	-	+	-	-	Seul le schéma TN-C offre, dans certain cas, une réduction du nombre de câbles
Maintenance						
Coût de réparation	-	--	--	-	--	Le coût de la réparation dépend des dommages causés à l'installation par l'amplitude du courant de défaut
Dommages à l'installation	+	-	-	++	-	Pour les schémas permettant des courants de défaut de forte intensité, il est nécessaire d'effectuer une vérification minutieuse de l'installation après avoir éliminé le défaut

Fig E16 : Comparaison des schémas des liaisons à la terre (SLT)

1 Les schémas des liaisons à la terre

Textes officiels ou recommandation...

concernent

Schéma TT

- arrêté interministériel du 13.2.70.

Bâtiment alimenté directement par un réseau de distribution publique BT (domestique, petit tertiaire, petit atelier)



Schéma IT

- règlement de sécurité contre les risques de panique et d'incendie dans les lieux recevant du public (IT médical cf. NF C 15-211)
- arrêté ministériel du 10.11.76 relatif aux circuits et installations de sécurité (publié au JO du 1.12.76)



Circuits de sécurité (éclairage) soumis au décret de protection des travailleurs



Schéma IT ou TT

- décret n° 76-48 du 9.1.76
- circulaire du 9.1.76 et règlement sur la protection du personnel dans les mines et les carrières, annexée au décret 76.48

Mines et carrières



Fig E17 : Exemples fréquents rencontrés où le SLT est imposé (ou fortement recommandé) par des textes officiels

Nature de réseau		Conseillé	Possible	Déconseillé
Réseau très étendu avec bonnes prises de terre des masses d'utilisation (10 Ω maxi)			TT, TN, IT ⁽¹⁾ ou mixage	
Réseau très étendu avec mauvaises prises de terre des masses d'utilisation (> 30 Ω)		TN	TN-S	IT ⁽¹⁾ TN-C
Réseau perturbé (zone orageuse) (ex. : réémetteur télé ou radio)		TN	TT	IT ⁽²⁾
Réseau avec courants de fuite importants (> 500 mA)		TN ⁽⁴⁾	IT ⁽⁴⁾ TT ^{(3) (4)}	
Réseau avec lignes aériennes extérieures		TT ⁽⁵⁾	TN ^{(5) (6)}	IT ⁽⁶⁾
Groupe électrogène de sécurité		IT	TT	TN ⁽⁷⁾
Nature des récepteurs				
Récepteurs sensibles aux grands courants de défaut (moteurs...)		IT	TT	TN ⁽⁸⁾
Récepteurs à faible isolement (fours électriques, soudeuses, outils chauffants, thermoplongeurs, équipements de grandes cuisines)		TN ⁽⁹⁾	TT ⁽⁹⁾	IT
Nombreux récepteurs monophasés phase-neutre (mobiles, semi-fixes, portatifs)		TT ⁽¹⁰⁾ TN-S		IT ⁽¹⁰⁾ TN-C ⁽¹⁰⁾
Récepteurs à risques (palans, convoyeurs...)		TN ⁽¹¹⁾	TT ⁽¹¹⁾	IT ⁽¹¹⁾
Nombreux auxiliaires (machines-outils)		TN-S	TN-C IT ^(12 bis)	TT ⁽¹²⁾
Divers				
Alimentation par transformateur de puissance ⁽¹³⁾ avec couplage étoile-étoile		TT	IT sans neutre	IT ⁽¹³⁾ avec neutre
Locaux avec risques d'incendie		IT ⁽¹⁵⁾	TN-S ⁽¹⁵⁾ TT ⁽¹⁵⁾	TN-C ⁽¹⁴⁾
Augmentation de la puissance d'un abonné, alimenté par EDF en basse tension, nécessitant un poste de transformation privé		TT ⁽¹⁶⁾		
Etablissement avec modifications fréquentes		TT ⁽¹⁷⁾		TN ⁽¹⁸⁾ IT ⁽¹⁸⁾
Installation où la continuité des circuits de terre est incertaine (chantiers, installations anciennes)		TT ⁽¹⁹⁾	TN-S	TN-C IT ⁽¹⁹⁾
Équipements électroniques (ordinateurs, calculateurs, automates programmables)		TN-S	TT	TN-C
Réseau de contrôle et commande des machines, capteurs et actionneurs des automates programmables		IT ⁽²⁰⁾	TN-S, TT	

(1) Lorsqu'il n'est pas imposé, le SLT est choisi en fonction des caractéristiques d'exploitation qui en sont attendues (continuité de service impérative pour raison de sécurité ou souhaitée par recherche de productivité...).

Quel que soit le SLT, la probabilité de défaillance d'isolement augmente avec la longueur du réseau. Il peut être judicieux de le fragmenter, ce qui facilite la localisation du défaut et permet en outre d'avoir pour chaque application le régime conseillé ci-dessous.

(2) Les risques d'amorçage du limiteur de surtension transforment le neutre isolé en neutre à la terre. Ces risques sont à craindre principalement dans les régions fortement orageuses ou pour des installations alimentées en aérien. Si le régime IT est retenu pour assurer la continuité de service, le concepteur devra veiller à calculer très précisément les conditions de déclenchement sur 2e défaut.

(3) Risques de fonctionnement intempestif des DDR.

(4) La solution idéale est, quel que soit le SLT, d'isoler la partie perturbatrice si elle est facilement localisable.

(5) Risques de défaut phase-terre rendant aléatoire l'équipotentialité.

(6) Isolement incertain à cause de l'humidité et des poussières conductrices.

(7) La SLT TN est déconseillée en raison des risques de détérioration de l'alternateur en cas de défaut interne. D'autre part, lorsque ces groupes électrogènes alimentent des installations de sécurité, ils ne doivent pas déclencher au premier défaut.

(8) Le courant de défaut phase-masse peut atteindre plusieurs In, risquant d'endommager les bobinages des moteurs et de les faire vieillir ou de détruire les circuits magnétiques.

(9) Pour concilier continuité de service et sécurité, il est nécessaire et recommandé, quel que soit le SLT, de séparer ces récepteurs du reste de l'installation (transformateurs avec mise au neutre locale).

(10) Lorsque la qualité des récepteurs est ignorée à la conception de l'installation, l'isolement risque de diminuer rapidement. La protection de type TT avec dispositifs différentiels constitue la meilleure prévention.

(11) La mobilité de ces récepteurs génère des défauts fréquents (contact glissant de masse) qu'il convient de circonscrire. Quel que soit le SLT, il est recommandé d'alimenter ces circuits par transformateurs avec mise au neutre locale.

(12) Nécessite l'emploi de transformateurs avec TN local pour éviter les risques de fonctionnement ou d'arrêt intempestif au premier défaut (TT) ou défaut double (IT).

(12 bis) Avec double interruption du circuit de commande.

(13) Limitation trop importante du courant phase-neutre en raison de la valeur élevée de l'impédance homopolaire : au moins 4 à 5 fois l'impédance directe. Ce schéma est à remplacer par un schéma "étoile-triangle".

(14) Les forts courants de défaut rendent dangereux le TN : le TNC est interdit.

(15) Quel que soit le SLT, utilisation de dispositif différentiel résiduel de sensibilité ≤ 500 mA.

(16) Une installation alimentée en basse tension a obligatoirement le schéma TT. Garder ce SLT équivaut à faire le minimum de modifications sur la distribution existante (pas de câble à tirer, pas de protection à changer).

(17) Possible sans personnel d'entretien très compétent.

(18) De telles installations demandent un grand sérieux dans le maintien de la sécurité. L'absence de mesures préventives en SLT TN exige un personnel très compétent pour assurer cette sécurité dans le temps.

(19) Les risques de rupture des conducteurs (d'alimentation, de protection) rendent aléatoire l'équipotentialité des masses.

La NF C 15-100 impose le TT ou le TNS avec des DDR 30 mA. Le IT est utilisable dans des cas très particuliers.

20) Cette solution permet d'éviter l'apparition d'ordres intempestifs lors d'une fuite à la terre intempestive.

Fig. E18 : Influence des réseaux et des récepteurs sur le choix des schémas des liaisons à la terre

1 Les schémas des liaisons à la terre

1.5 Méthode de choix, mise en œuvre

Après la consultation des textes réglementaires, les Figures E16 et E17 peuvent être une aide pour le concepteur dans la décision de fractionner les sources et/ou de séparer galvaniquement une partie du réseau (ilotage) pour son projet d'installation électrique.

Fractionnement des sources

Il s'agit de répartir l'alimentation sur plusieurs transformateurs au lieu d'un seul de forte puissance. Ainsi tel ou tel récepteur très perturbateur (gros moteur, fours...) du réseau sera alimenté par son propre transformateur.

La qualité et la continuité de l'alimentation de l'ensemble de l'installation en sont accrues.

Le coût de l'appareillage est diminué (I_{cc} plus faible). Le bilan technico-économique est à établir au cas par cas.

Ilotage

Il consiste à séparer galvaniquement une partie du réseau par un transformateur BT/BT pour adapter au mieux le choix du schéma des liaisons à la terre. Ainsi le service rendu par l'installation peut-il être optimisé (cf. **Fig. E19** et **Fig. E20**).

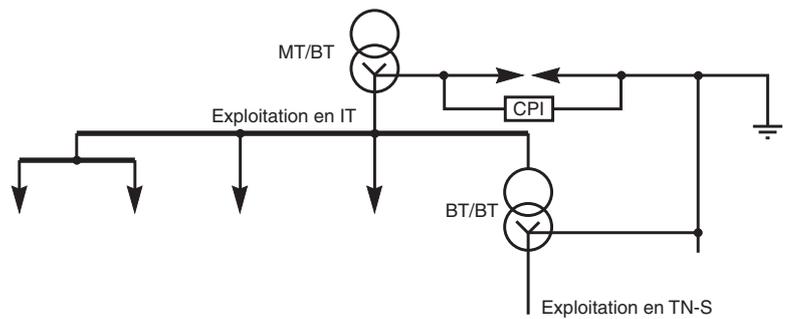


Fig. E19 : Ilot TN-S dans un SLT IT

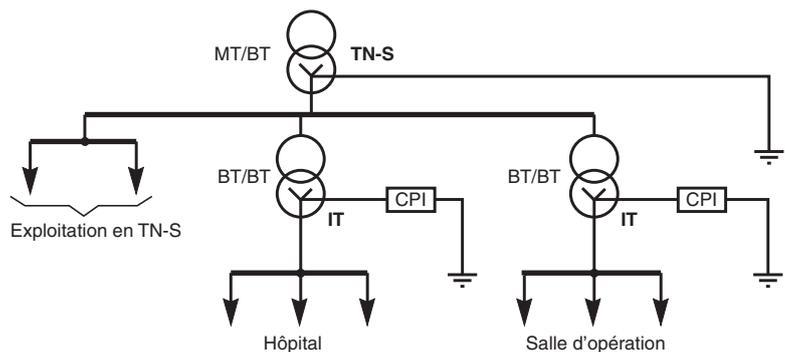


Fig. E20 : Ilots IT dans un SLT TN-S

Conclusion

C'est l'optimisation de la performance d'ensemble de l'installation qui détermine le choix du ou des schémas de liaison à la terre.

Elle comporte :

- l'investissement initial mais aussi,
- les frais d'exploitation ultérieurs qu'une sûreté, une continuité de service ou une qualité du réseau insuffisante pourront alourdir de manière imprévisible.

Dans l'idéal, une architecture de distribution devrait comporter des sources normales de puissance, des sources de remplacement, et des schémas appropriés des liaisons à la terre (cf. § 1.4).

E11

La meilleure des solutions de réalisation d'une prise de terre est la boucle à fond de fouille.

E12

1.6 Réalisation et mesure des prises de terre

La qualité d'une prise de terre (résistance aussi faible que possible) est essentiellement fonction de deux facteurs :

- mode de réalisation,
- nature du sol.

Modes de réalisation

Trois types de réalisation sont couramment retenus :

Boucle à fond de fouille (cf. Fig. E21)

Cette solution est notamment conseillée pour toute construction nouvelle.

Elle consiste à placer un conducteur nu sous le béton de propreté, ou enfoui à 1 m au moins sous la terre en dessous de la base du béton des fondations des murs extérieurs.

Il est important que ce conducteur nu soit en contact intime avec le sol (et non placé dans du gravier, du mâchefer ou des matériaux analogues formant souvent l'assise du béton). Ni la boucle de terre, ni les conducteurs de terre verticaux la reliant à la borne de terre, doivent être en contact avec l'armature du béton armé : cette armature doit être raccordée directement à la borne principale de terre. En règle générale, les conducteurs de terre verticaux reliant une prise de terre à un niveau hors sol doivent être isolés pour la tension nominale des réseaux BT (600V – 1000V).

Pour les bâtiments existants, le conducteur à fond de fouille doit être enterré tout autour des murs extérieurs des locaux à une profondeur d'au moins 1 mètre.

Le conducteur peut être :

- en cuivre : câble ($\geq 25 \text{ mm}^2$) ou feuillard ($\geq 25 \text{ mm}^2$ et épaisseur $\geq 2 \text{ mm}$),
- en aluminium gainé de plomb : câble ($\geq 35 \text{ mm}^2$),
- en acier galvanisé : câble ($\geq 95 \text{ mm}^2$) ou feuillard ($\geq 100 \text{ mm}^2$ et épaisseur $\geq 3 \text{ mm}$).

La résistance obtenue est (en ohms) :

$$R = \frac{2 \rho}{L} \text{ avec}$$

L = longueur de la boucle (m)

ρ = résistivité du sol en ohm-mètres (cf. "Influence de la nature du sol" page suivante)

Piquets (cf. Fig. E22)

La boucle à fond de fouille peut être remplacée par plusieurs piquets, c'est notamment le cas pour les bâtiments existants, voire pour améliorer une prise de terre existante.

Le piquet peut être :

- en cuivre ou (plus couramment) en acier cuivré. Ces piquets sont de 1 à 2 mètres de longueur et munis d'une prise et d'une terminaison fileté afin d'atteindre des profondeurs importantes si nécessaires (par exemple, le niveau de nappes d'eau dans des lieux à sols très résistifs),
- constitués de tubes en acier galvanisé (voir note (1) page suivante) de diamètre $\geq 25 \text{ mm}$ ou de barres de diamètre $\geq 15 \text{ mm}$ et de longueur $\geq 2 \text{ mètres}$ dans les 2 cas.

La résistance avec n piquets est : $R = \frac{1 \rho}{n L}$

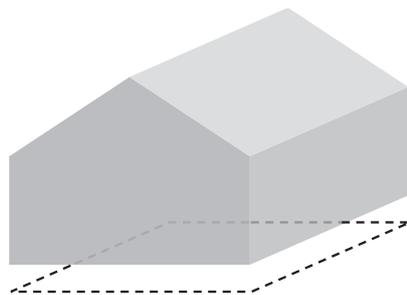
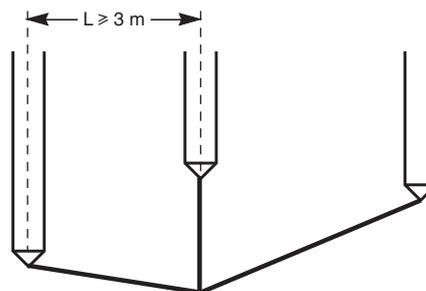


Fig. E21 : Conducteur posé à fond de fouille



Piquets reliés en parallèle

Fig. E22 : Piquets

1 Les schémas des liaisons à la terre

Il est souvent nécessaire d'utiliser plusieurs piquets. Ceux-ci doivent toujours être distants 2 à 2 de plus de 2 à 3 fois la profondeur d'un piquet. La résistance résultante est alors égale à la résistance unitaire divisée par le nombre de piquets.

La résistance obtenue est :

$$R = \frac{1 \rho}{n L} \text{ si la distance séparant 2 piquets est } > 4L$$

avec

L = longueur du piquet (m)

ρ = résistivité du sol en ohm-mètres (cf. "Influence de la nature du sol" ci-dessous)

n = nombre de piquets

Plaques verticales (cf. Fig. E23)

Ces plaques sont soit carrées, soit rectangulaires ($l \geq 0,5$ m). Elles doivent être enterrées de telle façon que leur centre soit au moins à 1 m de la surface.

Les plaques peuvent être :

- en cuivre de 2 mm d'épaisseur,
- en acier galvanisé de 3 mm d'épaisseur.

La résistance obtenue est :

$$R = \frac{0,8 \rho}{L} \text{ avec}$$

L = périmètre de la plaque (m)

ρ = résistivité du sol en ohm-mètres (cf. "Influence de la nature du sol" ci-dessous)

La mesure d'une prise de terre dans un terrain analogue est utile pour déterminer la résistivité à utiliser pour définir une prise de terre.

Influence de la nature du sol

Nature du terrain	Résistivité en Ωm
terrains marécageux	1 à 30
limon	20 à 100
humus	10 à 150
tourbe humide	5 à 100
argile plastique	50
marnes et argiles compactes	100 à 200
marnes du jurassique	30 à 40
sables argileux	50 à 500
sables siliceux	200 à 300
sol pierreux nu	1 500 à 3 000
sol pierreux recouvert de gazon	300 à 500
calcaires tendres	100 à 300
calcaires compacts	1 000 à 5 000
calcaires fissurés	500 à 1 000
schistes	50 à 300
micashistes	800
granit et grès	1 500 à 10 000
granit et grès très altérés	100 à 600

Fig. E24 : Résistivité (Ωm) de différents terrains (d'après NF C 15-100)

Nature du terrain	Résistivité en Ωm
terrains arables gras, remblais compacts humides	50
terrains arables maigres, graviers, remblais grossiers	500
sols pierreux, nus, sables secs, roches perméables	3 000

Fig. E25 : Valeurs moyennes de la résistivité (Ωm) pour faire un calcul approximatif des prises de terre

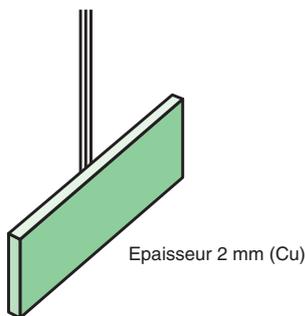


Fig. E23 : Plaques verticales

(1) Quand les prises de terre sont réalisées en matériau conducteur galvanisé, des anodes sacrificielles de protection cathodique peuvent être nécessaires pour éviter la corrosion rapide de la prise de terre si la nature du sol est agressive. Des anodes en magnésium spécialement préparées (dans un sac poreux rempli avec une poudre adaptée) sont prévues pour être connectées directement à la prise de terre. Pour de telles installations, un spécialiste doit être consulté.

Constance et mesure de la résistance de prise de terre

La résistance des prises de terre varie dans le temps

Ceci est dû à plusieurs facteurs :

- L'humidité du sol.

L'influence des conditions saisonnières se fait sentir jusqu'à une profondeur de 1 à 2 m.

A une profondeur de 1 m, la variation de ρ et donc de R peut être de 1 à 3 entre un hiver humide et un été sec.

- Le gel.

Il peut élever la résistivité de la terre gelée de plusieurs milliers d'ohms, d'où l'intérêt des prises de terre profondes dans les pays froids

- Le vieillissement.

Le matériau constituant la prise de terre peut être détérioré par divers effets physiques :

- chimique si la terre est alcaline,

- facteur galvanique du fait de courant continu vagabond (chemin de fer) etc. ou dû à différents métaux formant les couches superficielles de la prise de terre.

Des couches de terrain de différentes natures agissant sur le même conducteur peuvent aussi créer des zones cathodiques et anodiques avec comme conséquence une disparition de métal en surface du conducteur dans la zone anodique.

Malheureusement les conditions les plus favorables pour une résistance de terre de faible valeur (soit un sol à faible résistivité) sont aussi celles pour lesquelles les courants galvaniques peuvent circuler le plus facilement.

- L'oxydation.

Les raccords par soudure ou brasage sont les points les plus sensibles à l'oxydation.

Le nettoyage de ces raccords et leur enrobage dans de la graisse entourée d'un tissu est une mesure préventive couramment pratiquée.

Mesure de la prise de terre

Il doit toujours exister une "barrette" amovible de mise à la terre afin d'isoler la prise de terre du reste de l'installation et de permettre de mesurer périodiquement la résistance de terre. Pour réaliser cette mesure, il est nécessaire d'utiliser 2 électrodes auxiliaires.

- Utilisation d'un ampèremètre (cf. Fig. E26)

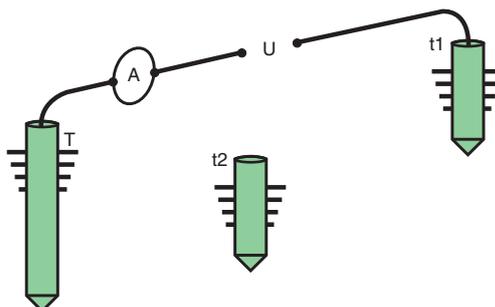


Fig. E26 : Mesure de la prise de terre avec un ampèremètre

$$A = R_T + R_{t1} = \frac{U_{Tt1}}{i_1}$$

$$B = R_{t1} + R_{t2} = \frac{U_{t1t2}}{i_2}$$

$$C = R_{t2} + R_T = \frac{U_{t2T}}{i_3}$$

Si la source de tension est toujours la même, on a :

$$R_T = \frac{U}{2} \left(\frac{1}{i_1} + \frac{1}{i_3} - \frac{1}{i_2} \right)$$

Afin d'éviter des erreurs de mesure dues aux courants vagabonds de terre (courants continus galvaniques ou courants de fuite à la terre des réseaux d'alimentation en énergie, de communication, etc.), les courants de mesures doivent être injectés en courant alternatif à une fréquence différente de celle des réseaux d'alimentation ou de leurs harmoniques.

1 Les schémas des liaisons à la terre

Les générateurs portatifs du système de mesure fournissent généralement une tension alternative de fréquence comprise entre 85 Hz et 135 Hz.

Les mesures sont généralement faites

- suivant différentes distances entre les électrodes auxiliaires et la prise de terre.
- Les distances entre les électrodes ne sont pas critiques.
- dans différentes directions autour de la prise de terre à tester pour apprécier l'homogénéité du terrain.

Les résultats des mesures sont ensuite consignés et moyennés.

■ Utilisation d'un ohmmètre de terre

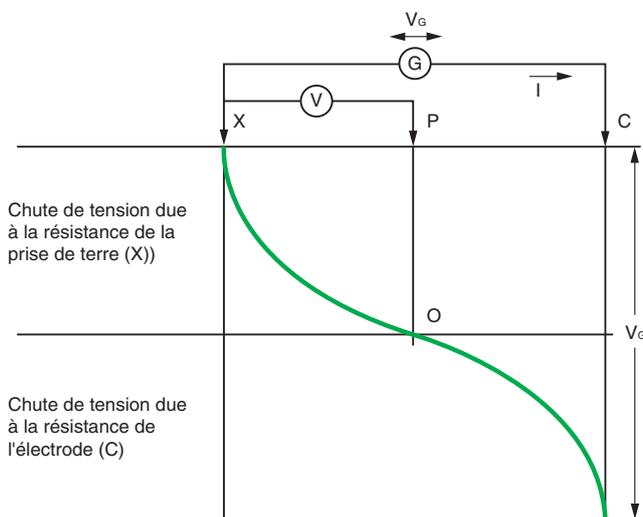
Ces appareils indiquent directement la valeur de la prise de terre. Ils nécessitent la mise en place de deux «électrodes» auxiliaires. L'espacement de celles-ci doit être tel que la zone d'influence de la prise de terre à tester ne doit pas chevaucher celle de l'électrode de test (C).

- L'électrode de test (C) la plus éloignée de la prise de terre (X) fait circuler un courant à la terre qui revient par la prise de terre.
- La seconde électrode de test (P) mesure la tension entre (X) et (P). Cette tension induite par le courant de test caractérise la résistance de contact de la prise de terre avec la terre.

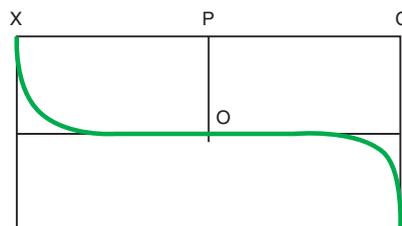
Il est clair que la distance entre (X) et (C) doit être choisie avec précaution pour éviter le couplage des terres par chevauchement des zones d'influence. Dès que la distance entre (X) et (C) est suffisamment importante, les zones d'influence ne se chevauchent plus et la courbe de potentiel (tension mesurée par (P) devient proche d'une horizontale autour du point O (milieu de XC).

D'un point de vue pratique, la distance (X) entre (C) est augmentée jusqu'à ce que les tensions mesurées par l'électrode (P) en trois points - soit au point O et en deux autres points situés à approximativement 5 mètres de part et d'autre de O - aient des valeurs similaires.

La distance entre (X) et (P) est généralement de l'ordre de 0,68 fois la distance entre (X) et (C).



a) le principe de la mesure est basé sur des natures de terrain présumées homogène. Si les zones d'influence des électrodes (C) et (X) se chevauchent, le positionnement de l'électrode (P) est difficile à déterminer pour obtenir des résultats satisfaisants.



b) illustration de l'effet sur le gradient de potentiel quand (X) et (C) sont très éloignées. Le positionnement de l'électrode (P) n'est plus critique et peut être facilement déterminé.

Fig. E27 : mesure de la résistance de terre de la prise de terre (X) un ohmmètre de terre

Le tableau est un élément important de la sûreté d'une installation électrique. Il doit être conçu et réalisé en respectant des règles précises.

E16

L'application détermine le type de tableau à utiliser.

2.1 Les tableaux

Un tableau de distribution est le point d'entrée de l'énergie électrique pour l'installation (ou pour une partie de l'installation) BT. Le circuit d'arrivée se divise en plusieurs circuits (départs), chacun de ces circuits est commandé et protégé par l'appareillage installé dans le tableau (disjoncteurs, contacteurs, interrupteurs, interrupteurs fusibles, etc.). Un tableau de distribution est généralement divisé en unités fonctionnelles chacune comprenant tous les éléments mécaniques et électriques qui contribuent à l'accomplissement d'une fonction donnée. Cela représente un maillon clé de la chaîne de la sûreté.

En conséquence le type du tableau de distribution doit être parfaitement adapté à son application. Sa conception et sa construction doivent être conformes aux normes en vigueur et respecter les règles de l'art.

L'enveloppe du tableau de distribution assure une double protection :

- La protection de l'appareillage, des appareils de mesure, des relais, des dispositifs fusibles, etc. contre les chocs mécaniques, les vibrations et autres influences externes susceptibles d'en dégrader l'intégrité opérationnelle (interférences électromagnétiques, poussières, moisissure, petits animaux).
- La protection des personnes contre les risques de contacts directs et de contacts indirects (en particulier voir au paragraphe 3.3, les degrés de protection IP et l'indice IK).

Les types de tableaux

Les tableaux, ou ensemble d'appareillage à basse tension, se différencient par le type d'application et par leur principe de réalisation.

Les types de tableaux par application

Les grands types de tableaux sont :

- le tableau général BT (TGBT) (cf. Fig. E28a),
- les tableaux secondaires (cf. Fig. E29),
- les tableaux terminaux (cf. Fig. E30),
- les tableaux de contrôle-commande de processus (cf. Fig. E28b).

Les tableaux de distribution pour des applications spécifiques (par exemple chauffage, ascenseur, process industriel) peuvent être installés :

- à côté du tableau général BT,
- à proximité de l'application concernée.



Fig. E28 : [a] Un tableau général BT-TGBT (Prisma Plus P) avec une arrivée par canalisation électrique préfabriquée - [b] Exemple de tableau général BT (OKken)



Fig. E29 : Exemple de tableau secondaire (Prisma Plus G)

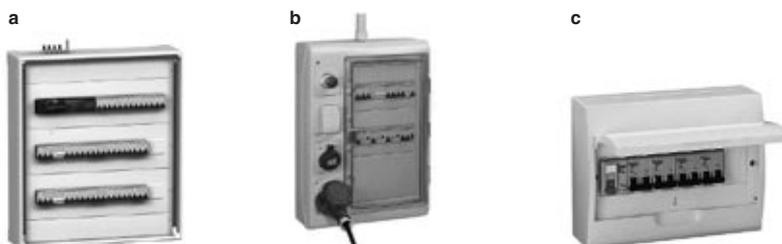


Fig. E30 : Tableaux de distribution terminale (a) Prisma Plus G Pack - (b) Kaedra - (c) Mini-Pragma

Il existe les tableaux :

- traditionnels dans lesquels l'appareillage est généralement fixé dans le fond de l'enveloppe sur un châssis,
- fonctionnels dédiés à des applications précises.

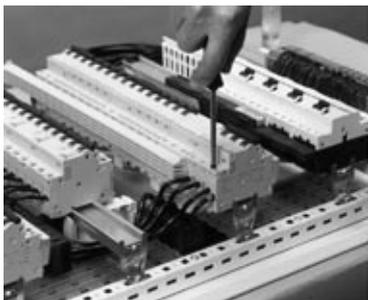


Fig. E31 : Tableau à unité fonctionnelle fixe (Prisma Plus G)



Fig. E32 : Tableau à unités fonctionnelles sectionnables-déconnectables



Fig. E33 : Tableau à tiroirs

Les types de réalisation de tableaux

Les tableaux traditionnels

L'appareillage (Interrupteurs, disjoncteurs, interrupteurs fusibles, etc.) est généralement monté sur châssis à l'arrière de l'enveloppe. Les appareils de signalisation et de commande (appareils de mesures, lampes, boutons poussoir, etc.) sont montés sur la face avant du tableau.

L'implantation des matériels à l'intérieur du tableau nécessite une étude minutieuse prenant en compte l'encombrement de chaque matériel, les raccordements à réaliser et les distances de sécurité à respecter pour un fonctionnement sécuritaire et exempt de dysfonctionnements.

Les tableaux fonctionnels

Généralement dédiés à des applications spécifiques, ces tableaux de distribution sont équipés d'unités fonctionnelles qui regroupent l'appareillage avec ses accessoires de montage et de raccordement préfabriqués assurant ainsi un haut niveau de fiabilité et une grande souplesse de modifications de dernière minute et d'évolutions futures sur site.

- De nombreux avantages.

L'utilisation de tableaux fonctionnels de distribution s'est développée à tous les niveaux de la distribution électrique BT, du tableau général BT (TGBT) aux tableaux de distribution terminale, du fait de leurs nombreux avantages :

- la modularité du système ce qui permet d'intégrer de nombreuses fonctions dans un simple tableau de distribution dont la protection, la commande, le contrôle et la gestion technique de l'installation électrique. La conception modulaire améliore le fonctionnement et renforce aussi la facilité de maintenance et de modifications des tableaux de distribution,

- la conception rapide du tableau de distribution car elle consiste uniquement à ajouter des unités fonctionnelles,

- la facilité de montage due aux composants préfabriqués qui peuvent être installés très rapidement,

- le bénéfice d'essais de type, ce qui confère aux tableaux fonctionnels un haut niveau de sûreté.

Les nouvelles gammes Prisma Plus G et P de tableaux fonctionnels de distribution de Schneider Electric couvrent les besoins jusqu'à 3200 A. Ils offrent :

- flexibilité et facilité dans la construction des tableaux de distribution,

- certification de conformité du tableau de distribution à la norme CEI 60439-1 et assurance d'un service en toute sécurité,

- gain de temps à toutes les étapes, de la conception à l'installation, en fonctionnement, lors des modifications ou des remises à niveau,

- facilité d'adaptation, par exemple pour répondre à des normes particulières ou des habitudes de travail spécifiques en vigueur dans certains pays.

Les figures E28a, E29 et E30 montrent des exemples de tableaux fonctionnels de distribution pour toutes les puissances et la Figure E28b montre un tableau fonctionnel de distribution de très grande puissance.

- Principaux types d'unités fonctionnelles.

Trois technologies de base sont utilisées pour réaliser les unités fonctionnelles.

- Unités fonctionnelles fixes (cf. Fig. E31).

Ces unités fonctionnelles ne peuvent pas être isolées de l'alimentation de sorte que toute intervention pour la maintenance, pour effectuer des modifications, etc.

requiert la mise hors service du tableau de distribution en entier. L'installation dans ces unités fonctionnelles d'appareils amovibles ou débrochables réduit le temps de coupure et augmente la disponibilité du reste de l'installation.

- Unités fonctionnelles déconnectables (cf. Fig. E32).

Chaque unité fonctionnelle est montée sur une platine amovible et équipée d'un dispositif de sectionnement en amont (jeu de barres) et de dispositifs de déconnexion en aval (départ). L'unité complète peut être retirée pour maintenance, sans requérir une mise hors service générale du tableau.

- Unités fonctionnelles débrochables en tiroir (cf. Fig. E33).

L'appareillage et ses accessoires pour assurer une fonction électrique complète sont montés dans un tiroir (châssis horizontalement débrochable). La fonction est généralement complexe et concerne souvent la Commande Moteur.

Le sectionnement, électrique et mécanique, en amont et en aval de la fonction est assuré par le débrochage complet du tiroir, permettant un remplacement rapide d'une unité fonctionnelle en défaut sans mettre hors tension le reste du tableau de distribution.

Des tableaux conformes aux normes sont essentiels pour obtenir le niveau de sûreté adéquat.

E18

Trois éléments de la norme CEI 60439-1 (NF EN 60439-1) contribuent fortement à la sûreté :

- définition claire des unités fonctionnelles,
- formes de séparation des unités fonctionnelles en accord avec les besoins de l'utilisateur,
- essais de type et individuels bien définis.

Normes

Les différentes normes

Certains types de tableaux (en particulier les tableaux fonctionnels) se réfèrent à des normes spécifiques, en fonction de l'application ou de la réalisation, telles que :

- NF C 61-910 blocs de commande et répartition pour installations domestiques et analogues
- NF EN 60439-1 classement C 63-421 tableaux de série et dérivés de série.

La norme CEI 60439-1 est la référence internationale pour les tableaux de série et dérivés de série.

La norme CEI 60439-1 (NF EN 60439-1 classement C 63-421) distingue deux catégories d'ensembles d'appareillages

- Ensembles d'appareillage BT de série (ES), qui ne s'écartent pas significativement d'un type ou d'un système établi dont la conformité a été vérifiée par les essais de type prévus par cette norme.
- Ensembles d'appareillage BT dérivés de série (EDS), qui autorisent l'utilisation de dispositions complémentaires d'autres systèmes établis. Mis en œuvre selon les règles de l'art et les instructions du constructeur par du personnel qualifié, ils confèrent le même degré de sécurité et la même qualité.

Cette même norme améliore la sûreté des tableaux par les définitions ou prescriptions décrites ci-dessous :

- La définition claire d'unités fonctionnelles : outre l'unité fonctionnelle d'arrivée, le tableau peut être divisé en unités fonctionnelles de départs, une ou plusieurs selon les exigences de fonctionnement de l'installation.
- La séparation des unités fonctionnelles à l'intérieur de l'ensemble permet d'accéder à une unité fonctionnelle sans risque pour les personnes et pour les unités voisines. Elle se fait par le choix entre des formes spécifiées en fonction des types d'exploitation et du niveau de sûreté visé (cf. Fig. E34) :

- forme 1 : aucune séparation,
- forme 2 : séparation des jeux de barres des unités fonctionnelles,
- forme 3 : séparation des jeux de barres des unités fonctionnelles et séparation de toutes les unités fonctionnelles entre elles non compris leurs bornes de sortie. Les bornes de sortie n'ont pas besoin d'être séparées du jeu de barres,
- forme 4 : séparation des jeux de barres des unités fonctionnelles et séparation de toutes les unités fonctionnelles entre elles y compris leurs bornes de sortie.

La forme de la séparation fait l'objet d'un accord entre le constructeur et l'utilisateur. Les formes 2, 3 et 4 sont généralement utilisées pour des applications sans possibilité de coupure de courant.

La gamme de tableaux fonctionnels Prisma Plus offrent des solutions pour les formes 1, 2b, 3b, 4a et 4b.

- Les essais de type et les essais et vérifications individuelles assurent la conformité à la norme de chaque tableau.

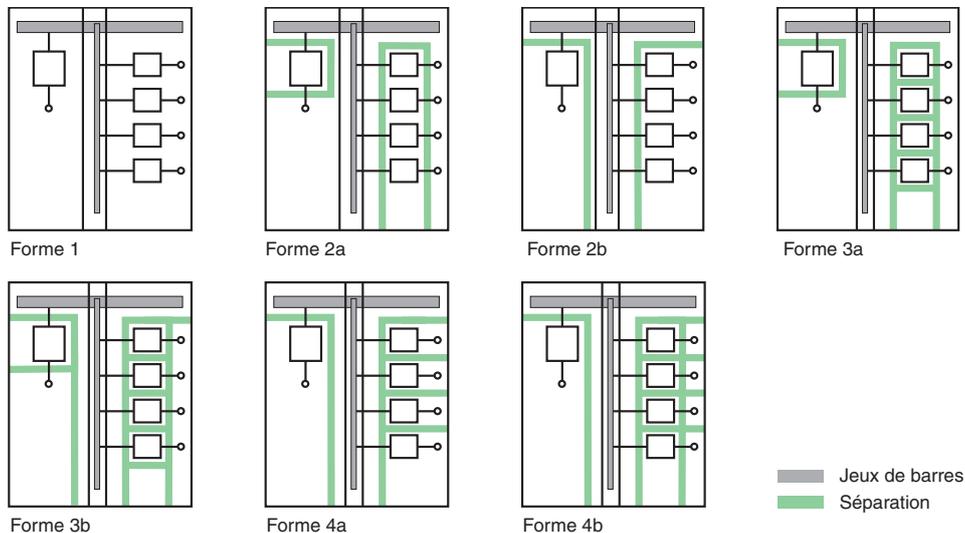


Fig. E34 : Représentation des différentes formes de tableaux

■ Essais de type et essais individuels

Ils assurent la conformité aux normes de chaque tableau de distribution.

La remise par le constructeur des certificats d'essais certifiés par des organismes indépendants est une garantie pour les utilisateurs.

Surveillance et contrôle à distance de l'installation électrique

La surveillance et le contrôle à distance ne sont plus désormais réservés aux grandes installations.

Ces fonctions se démocratisent et permettent à l'utilisateur de l'installation électrique de nombreuses économies. Les impacts potentiels principaux sont :

- réduction de la facture énergétique,
- réduction des coûts de structure pour le maintien opérationnel de l'installation,
- meilleure utilisation des investissements et notamment optimisation du cycle de vie de l'installation,
- meilleure satisfaction du consommateur de l'énergie (par exemple le bâtiment ou le processus industriel) par une amélioration de la disponibilité ou de la qualité de l'énergie.

Modbus s'impose progressivement comme standard ouvert de communication au sein du tableau électrique ainsi que du tableau vers les applications clientes de supervision et de contrôle. Modbus existe sous deux implémentations : la paire torsadée (RS 485) et Ethernet-TCP/IP (IEEE 802.3).

Le site www.modbus.org met à disposition l'ensemble des spécifications de ce bus et référence progressivement l'ensemble des produits et sociétés qui ont rejoint ce standard industriel ouvert.

L'usage des technologies Web participe largement à cette démocratisation en diminuant drastiquement le coût d'accès à ces fonctions, en offrant une interface désormais connue de tous (les pages Web) et en offrant une ouverture et une évolutivité encore inexistantes il y a quelques années.

Deux types de distribution sont possibles :

- par câbles et conducteurs isolés,
- par canalisations préfabriquées.

2.2 Les canalisations

Distribution par câbles et conducteurs isolés

Définitions

■ conducteur

Un conducteur comprend une simple âme métallique avec ou sans une enveloppe isolante.

■ câble

Un câble est constitué d'un certain nombre de conducteurs, électriquement séparés mais mécaniquement solidaires, généralement enrobés dans une gaine protectrice souple.

■ chemin de câbles

Le terme chemin de câbles désigne l'installation de conducteurs et/ou de câbles avec une connotation de support et de protection, par exemple : les termes câbles sur tablette, échelle à câbles, câbles dans des goulottes, câbles dans des caniveaux, etc.... sont tous dénommés « chemin de câbles ».

A noter que ces différents modes de pose, répertoriés dans la norme CEI 60364-5-52 et pour la France la norme NF C 15-100 partie 5-52, NF C 15-100, influent sur la valeur de l'intensité admissible qu'ils peuvent véhiculer (voir Chapitre G § 2 et 8).

Repérage des conducteurs

Les repérages respectent toujours les trois règles suivantes :

■ règle 1

La double coloration vert-et-jaune est exclusivement réservée au conducteur de protection PE et PEN.

■ règle 2

Lorsqu'un circuit comporte un conducteur neutre, celui-ci doit être repéré en bleu clair (ou par le chiffre 1 pour les câbles à plus de 5 conducteurs).

Lorsqu'un circuit ne comporte pas de neutre, le conducteur bleu clair peut être utilisé comme conducteur de phase s'il est intégré à un câble à plus d'un conducteur.

■ règle 3

Les conducteurs de phase peuvent être repérés par toute couleur sauf :

- vert-et-jaune,
- vert,
- jaune,
- bleu clair (voir règle 2).

Les conducteurs dans un câble sont identifiés, soit par leur couleur, soit par des chiffres (cf. Fig. E35).

E20

Nombre de conducteurs du circuit	Circuit	Canalisations fixes									
		Conducteurs isolés					Câbles multiconducteurs rigides et souples				
		Ph	Ph	Ph	N	PE	Ph	Ph	Ph	N	PE
1	de protection ou de terre					V/J					
2	monophasé entre phases	■	■				N	BC			
	monophasé entre phase et neutre	■			BC		N			BC	
	monophasé entre phase et neutre (PEN)	■			V/J		N			V/J	
3	triphasé sans neutre	■	■	■			N	B	BC		
	2 phases + neutre	■	■		BC		N	B		BC	
	2 phases + conducteur de protection	■	■			V/J	N	BC			V/J
	monophasé phase-neutre + conducteur de protection	■			BC	V/J	N			BC	V/J
4	triphasé avec neutre	■	■	■	BC		N	B	N	BC	
	triphasé sans neutre + conducteur de protection	■	■	■		V/J	N	B	BC		V/J
	2 phases + neutre + conducteur de protection	■	■		BC	V/J	N	B		BC	V/J
	triphasé avec conducteur PEN	■	■	■	V/J		N	B	BC	V/J	
5	triphasé + neutre + conducteur de protection	■	■	■	BC	V/J	N	B	N	BC	V/J
> 5		conducteur de protection : V/J ■ autres conducteurs : N avec numérotage en chiffre, le chiffre 1 étant réservé au conducteur neutre s'il existe									

V/J : vert et jaune N : noir ■ : conforme à la règle 3 BC : bleu clair B : brun

Fig. E35 : Repérage des conducteurs selon la constitution des circuits

Note : si le circuit comporte un conducteur de protection et si le câble disponible ne comporte pas de conducteur vert-et-jaune, le conducteur de protection peut être constitué :

- soit d'un conducteur vert-et-jaune séparé,
- soit du conducteur bleu si le circuit ne comporte pas de conducteur neutre,
- soit d'un conducteur noir si le circuit comporte un conducteur neutre.

Dans les deux derniers cas, le conducteur ainsi utilisé doit être repéré par des bagues ou des repères de couleur vert-et-jaune disposés à tout endroit où son enveloppe est apparente et, en tout cas, à proximité de chaque connexion.

Les cordons d'alimentation des appareils mobiles sont repérés comme des câbles multipolaires souples (cf. Fig. E36).

Méthode de distribution et d'installation (cf. Fig. E37)

La distribution électrique est réalisée via des chemins de câbles qui supportent des conducteurs isolés ou des câbles assurant leur fixation et leur protection mécanique.

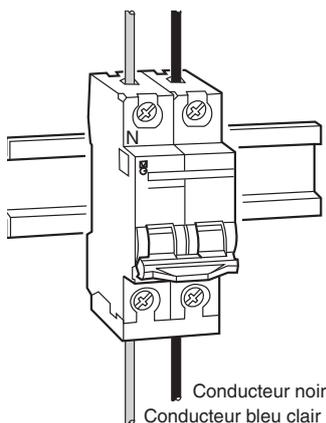


Fig. E36 : Repérage sur un disjoncteur phase + neutre

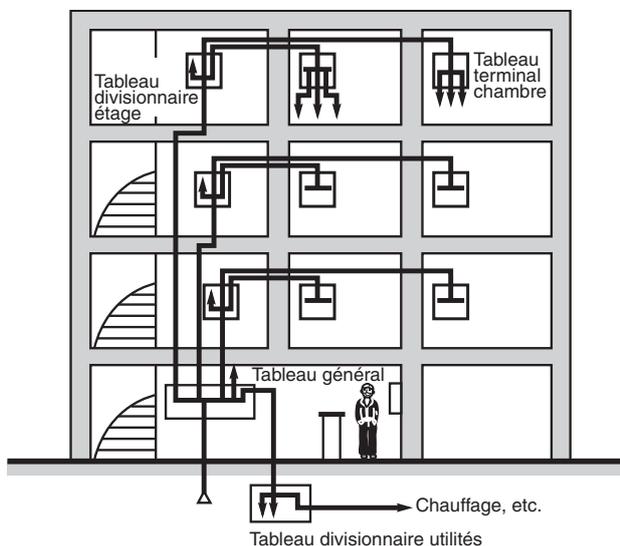


Fig. E37 : Distribution radiale par câbles (exemple d'un hôtel)

2 Le système d'installation

La distribution répartie, aussi appelée système de canalisations électriques préfabriquées, est caractérisée par sa facilité d'installation, sa flexibilité et le nombre de points de raccordement possibles.

Canalisations électriques préfabriquées (Distribution répartie)

Les canalisations électriques préfabriquées sont conçues pour distribuer l'énergie (de 20 A à 5000 A) et pour alimenter l'éclairage (dans cette application, les canalisations peuvent jouer un double rôle : celui de distribuer l'énergie électrique et de supporter physiquement les appareils d'éclairage).

Composants de la distribution répartie

Une canalisation électrique préfabriquée comprend un ensemble de conducteurs protégés par un coffret de protection (cf. **Fig. E38**). Utilisés pour le transport et la distribution de l'énergie électrique, les systèmes de canalisations électriques préfabriquées présentent en sortie usine tous les composants, dispositions constructives et caractéristiques nécessaires à leur installation sur site : des connecteurs, des éléments droits, des éléments d'angle, des dispositifs d'installation, etc. Les prises de dérivation placées à des intervalles réguliers rendent disponible l'énergie électrique en tous points de la distribution.

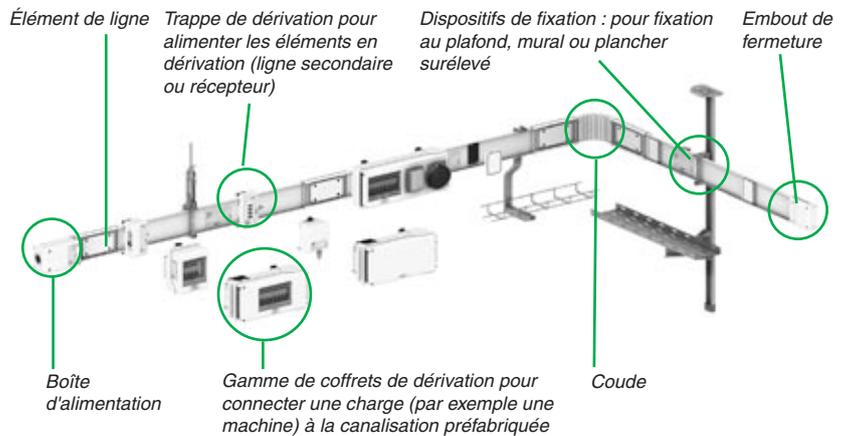


Fig. E38 : Conception d'un système de canalisations électriques préfabriquées de distribution pour des intensités de courants de 25 A à 4000 A

Les différents types de canalisations préfabriquées :

Les systèmes de canalisations préfabriquées sont présents à tous les niveaux de la distribution : de la liaison entre le transformateur et le tableau général BT à l'alimentation des prises de courant et de l'éclairage dans les bureaux et/ou à la distribution d'énergie dans les ateliers.

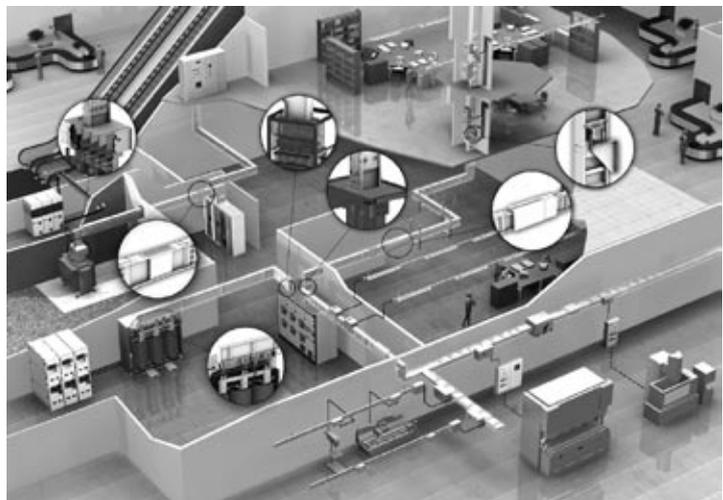


Fig. E39 : Distribution radiale avec des canalisations préfabriquées

E21

Il y a essentiellement trois catégories de canalisations préfabriquées.

■ **Canalisation préfabriquée (liaison) du transformateur au TGBT.**

L'installation de cette canalisation préfabriquée peut être considérée comme définitive et ne sera très vraisemblablement jamais modifiée. Il n'y a pas de prises de dérivation.

Fréquemment utilisée sur de courte distance, elle est presque toujours installée pour des valeurs d'intensités de 1600 A/2000 A c'est-à-dire quand, pour une distribution par câbles, le niveau d'intensité impose la mise en parallèle des câbles ce qui rend l'installation difficile ou impossible à réaliser. Ces canalisations préfabriquées sont aussi utilisées entre le TGBT et les tableaux de distribution en aval.

■ **Canalisation préfabriquée de distribution à faible ou forte densité de dérivation**

En aval d'une canalisation préfabriquée principale, deux types d'application peuvent être alimentées :

□ pour des bâtiments de taille moyenne (ateliers industriels avec des presses à injection, des machines à souder, etc. ou hypermarchés avec de gros consommateurs). Les niveaux de courants de court-circuit et de courants d'emploi peuvent être assez élevés (respectivement de 20 à 70 kA et de 100 A à 1000 A).

□ pour des sites de petite taille (atelier avec des machines-outils, usine textile avec des métiers à tisser, supermarchés avec des petits consommateurs). Les niveaux de courants de court-circuit et de courants d'emploi sont plus faibles (respectivement de 10 à 40 kA et de 40 A à 400 A).

Les canalisations préfabriquées de distribution répondent aux besoins des utilisateurs en terme de :

□ modifications et évolution sur site grâce à la haute densité des prises de dérivation,

□ sûreté et continuité de service du fait que les coffrets de dérivation peuvent être connectés sous tension en toute sécurité.

Le concept de la distribution répartie est aussi valable pour une distribution verticale par l'emploi de colonne montante de 100 A à 5000 A dans les grands bâtiments.

■ **Les canalisations préfabriquées pour l'alimentation des appareils d'éclairage**

Les circuits d'éclairage peuvent être alimentés en utilisant 2 types de canalisation préfabriquée selon que les appareils d'éclairage sont fixés ou non à la canalisation préfabriquée.

□ **Canalisation préfabriquée conçue pour la fixation des appareils d'éclairage.**

Ces canalisations préfabriquées alimentent et supportent les appareils d'éclairage (réflecteurs industriels, lampes à décharge, etc.). Elles sont utilisées dans des bâtiments industriels, des supermarchés, des grands magasins et des entrepôts. Les canalisations préfabriquées sont très rigides et conçues pour un ou deux circuits de 20 A ou 40 A. Elles ont des prises de dérivation espacées de 0,5 m à 1 m.

□ **Canalisation préfabriquée non conçue pour la fixation des appareils d'éclairage.**

Similaire à un système de câbles préfabriqués, ces canalisations préfabriquées sont utilisées pour alimenter tous les types d'appareils d'éclairage suspendus à la structure du bâtiment. Elles sont utilisées dans des bâtiments commerciaux (bureaux, magasins, restaurants, hôtels, etc.) et souvent installées, dans les faux plafonds. Les canalisations préfabriquées sont souples et conçues pour un circuit de 20 A. Elles ont des prises de dérivation espacées de 1,2 m à 3 m.

Les systèmes de canalisations préfabriquées répondent aux exigences d'un grand nombre de bâtiments.

■ **Bâtiments industriels :** garages, entrepôts, bâtiments de ferme, centres logistiques, etc.

■ **Surfaces commerciales :** magasins, centre commercial, supermarchés, hôtels, etc.

■ **Bâtiments tertiaires :** bureaux, écoles, hôpitaux, salles de sports, bateaux de croisières, etc.

Normes

Les systèmes de canalisations préfabriquées doivent être entièrement conformes à la norme CEI 60439-2.

Cette norme définit les dispositions constructives à remplir lors de la conception des systèmes de canalisations préfabriquées (par exemple : caractéristiques d'échauffement, tenue au court-circuit, tenue mécanique, etc.) ainsi que les méthodes d'essais pour les vérifier.

La norme CEI 60439-2 définit 13 essais de série obligatoires sur les configurations ou sur les composants du système.

Canalisations préfabriquées

Utilisation des canalisations préfabriquées dans une installation électrique

En France, les canalisations préfabriquées font l'objet de la norme NF EN 60439-2 classement C 63-422.

Le guide UTE C 15-107 indique les conditions de détermination des caractéristiques des canalisations préfabriquées et du choix des dispositifs de protection.

De par leur diversité, les canalisations peuvent assurer la distribution de l'énergie électrique de la sortie du transformateur HTA/BT au plus près de l'utilisation.

Elles se répartissent essentiellement en trois catégories :

- La liaison transformateur/TGBT.

Adaptée à la puissance du transformateur, son installation est quasi définitive et immuable.

Elle ne comporte pas de dérivations.

Très utilisée dans le cas de liaisons courtes, elle est d'un emploi généralisé au-delà des calibres 2000/2500 A.

- Les canalisations de distribution préfabriquées

Elles peuvent être de tailles très variables et servent à :

- réaliser la distribution en tant que ligne principale,
- alimenter d'autres canalisations divisionnaires ou terminales, qui requièrent une grande flexibilité,
- alimenter directement les points d'utilisation.

- Systèmes d'installations préfabriquées pour distribution terminale.

Ces canalisations comportent, de fabrication, les conducteurs qui permettent un raccordement rapide des socles de prises de courant 10/16 A en des points déterminés.

Elles assurent la distribution horizontale ou verticale à l'aide de plinthes ou de colonnes. Elles permettent ainsi de transporter l'énergie au plus près de l'installation dans un souci de fonctionnalité et d'esthétique.

Elles peuvent intégrer d'autres circuits avec les prises correspondantes (téléphoniques, informatiques, bus, etc.).

Une souplesse d'emploi, alliée à une grande adaptabilité face à l'évolution des besoins, justifie leur utilisation en distribution terminale.

Les avantages des systèmes de canalisation préfabriquée

La flexibilité

- Facilité de changer la configuration (modification sur site pour changer la configuration d'une ligne de production ou pour étendre la surface de production).
- Réutilisation des composants (les composants restent intacts) : quand une modification majeure est réalisée sur une installation, les canalisations préfabriquées sont faciles à démonter et à réutiliser.
- Disponibilité de l'énergie en tout point de l'installation (possibilité d'avoir des prises de dérivation tous les mètres).
- Vaste choix de coffrets de dérivation.

La simplicité

- Conception pouvant être réalisée indépendamment de la distribution et de l'emplacement des consommateurs de courant.
- Performances indépendantes de la mise en œuvre : la mise en œuvre d'une distribution par câbles impose un grand nombre de facteurs de correction.
- Plan de la distribution clair.
- Réduction du temps de montage : le système de canalisation préfabriquée permet de réduire les temps de montage de 50% par rapport à une installation traditionnelle par câbles.
- Garantie constructeur.
- Temps de mise en œuvre contrôlé : le concept du système de canalisation préfabriquée garantit qu'il n'y a pas de mauvaises surprises lors du montage. Le temps de montage est clairement connu à l'avance et éventuellement une solution rapide peut être proposée à tout problème rencontré sur site grâce à ce système adaptable et évolutif.
- Facile à mettre en œuvre grâce à des composants qui sont faciles à manipuler, simples et rapides à connecter.

La sûreté

- Fiabilité garantie par fabrication usine.
- Composants et éléments détrompés.
- Assemblage séquentiel des éléments droits et des dérivations rendant impossible le risque d'erreurs.

La continuité de service

- Grand nombre de prises de dérivation permettant d'alimenter facilement en énergie tout nouveau consommateur de courant. La connexion ou la déconnexion d'un consommateur est rapide et peut être réalisée en toute sécurité même sous tension. Ces deux actions (d'ajout ou de modification) se réalisent sans avoir à arrêter l'exploitation.
- Recherche de défaut rapide et facile du fait que les consommateurs sont proches de la ligne.
- Maintenance non nécessaire ou réduite au minimum.

Une contribution majeure au développement durable

- Le système de canalisation préfabriquée permet une combinaison des circuits. En comparaison à une distribution traditionnelle par câbles, le total des consommations de matières premières, cuivre et isolants, et d'énergie est divisé par 3 du fait du concept de distribution répartie réalisée par le système de canalisation préfabriquée (cf. Fig. E40).
- Réutilisation des éléments et tous ses composants sont complètement recyclables.
- Ne contient pas de PVC et ne génère pas de gaz ou de déchets toxiques.
- Réduction des risques dus à l'exposition aux champs électromagnétiques.

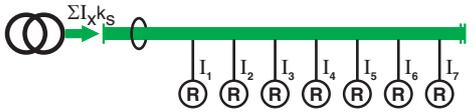
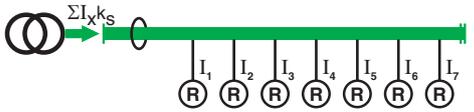
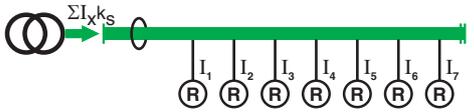
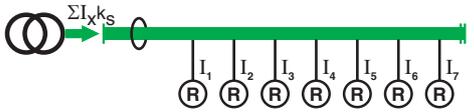
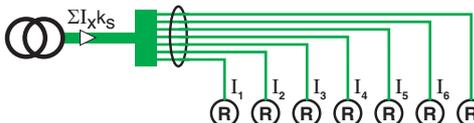
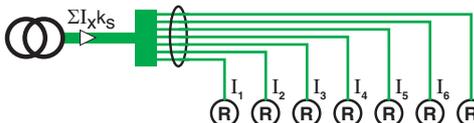
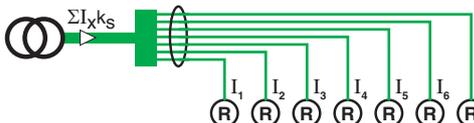
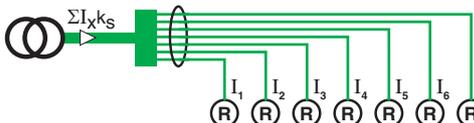
Type de distribution	Conducteurs	Isolant	Consommation
Répartie			
 <p>ks: facteur de simultanéité = 0.6</p>	 <p>Aluminium : 128 mm² Cuivre équivalent : 86 mm²</p>	 <p>4 kg</p>	 <p>1 000 Joules</p>
Centralisée			
 <p>ks: facteur de simultanéité = 0.6</p>	 <p>Cuivre : 250 mm²</p>	 <p>12 kg</p>	 <p>1 600 Joules</p>

Fig. E40 : Exemple : comparaison des consommations environnementales pour réaliser une alimentation de 7 consommateurs de 25 A sur 30 m en distribution répartie par Canalis KS 250A et en distribution centralisée par câbles.

Nouvelles caractéristiques fonctionnelles pour Canalis

Les systèmes de canalisations préfabriquées s'améliorent. Parmi les nouvelles caractéristiques sont à mentionner :

- performance accrue avec un nouvel indice de protection IP55 et de nouveaux calibres de 160 A à 1000 A (KS),
- nouvelles offres d'éclairage avec des connecteurs de lampes précâblés et de nouvelles gaines,
- nouveaux accessoires de fixation : système rapide de fixation, des gaines à câbles, support partagé avec circuit VDI (voix, donnés, image).

Les systèmes de canalisations préfabriquées sont parfaitement intégrés avec l'environnement :

- couleur blanche pour se fondre dans l'environnement de travail, naturellement intégrés dans une gamme de produits de la distribution électrique,
- conformité aux Directives Européennes pour la réduction des substances dangereuses (RoHS).

2 Le système d'installation

Exemples de systèmes de canalisations préfabriquées



Fig. E41 : Canalisation préfabriquée souple non conçue pour la fixation des luminaires



Fig. E42 : Canalisation préfabriquée rigide conçue pour supporter les luminaires : Canalis KBA et KBB (25 A et 40 A)



Fig. E43 : Gaine d'éclairage : Canalis KBX (25 A)

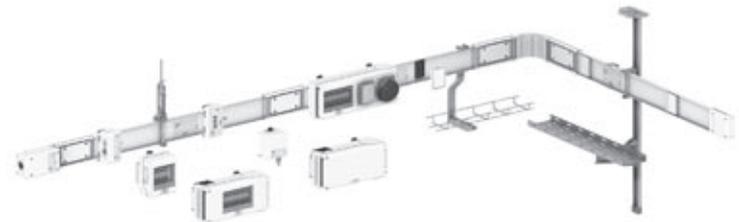


Fig. E44 : Canalisation préfabriquée pour la distribution de moyenne puissance : Canalis KN (40 à 160 A)

E25

2 Le système d'installation



Fig. E45 : Canalisation préfabriquée pour la distribution de moyenne puissance : Canalis KS (100 à 1000 A)

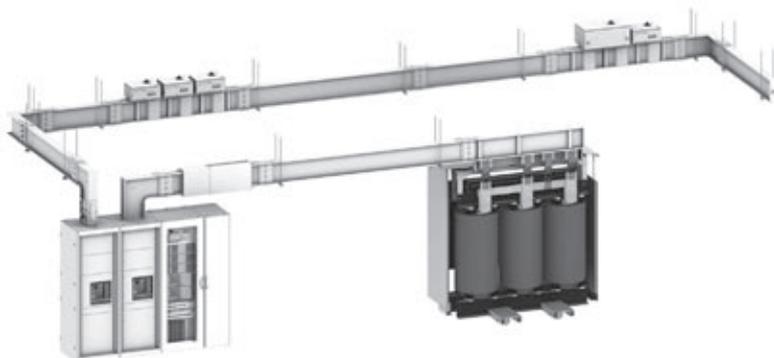


Fig. E46 : Canalisation préfabriquée pour la distribution de forte puissance : Canalis KT (800 à 5000 A)

E26

3 Influences externes (CEI 60364-5-51 et NF C 15-100, partie 5-51)

Les influences externes doivent être prises en compte pour le choix :

- des mesures appropriées pour assurer la sécurité des personnes,
- des caractéristiques des équipements électriques telles que degré de protection (IP), tenue mécanique (IK), etc.

3.1 Définition et normes

Toute installation électrique est placée dans un environnement qui présente des risques plus ou moins importants pour :

- les personnes,
 - les équipements constituant l'installation.
- En conséquence, les conditions d'environnement influencent :
- la définition et le choix des équipements appropriés d'une installation,
 - le choix des mesures de protection pour la sécurité des personnes (en particulier dans les emplacements spéciaux des installations électriques).

Les conditions d'environnement sont regroupées sous la dénomination « influences externes ». Les normes nationales relatives aux influences externes intègrent une classification qui est basée, ou qui en est très proche, sur celle des normes CEI 60364 (pour la France, la norme NF C 15-100 § 5-51).

E27

3.2 Classification

Chaque condition d'influence externe est désignée par un code comprenant toujours un groupe de deux lettres majuscules et d'un chiffre.

Première lettre

La première lettre concerne la catégorie générale des influences externes :

- A = environnement
- B = utilisation
- C = construction des bâtiments

Seconde lettre

La seconde lettre concerne la nature de l'influence externe.

Chiffre

Le chiffre concerne la classe de chaque influence externe.

Exemple

Par exemple, le code AC2 signifie :

- A = environnement
- AC = environnement-altitude
- AC2 = environnement-altitude > 2,000 m

Si plusieurs influences externes sont à considérer, elles peuvent avoir des effets indépendants ou mutuels et le degré de protection doit être choisi en conséquence.

3.3 Liste des influences externes

La **Figure E47** ci-après est tirée de la norme CEI 60364-5-51 auquel il faut se référer pour plus de détails.

La NF C 15-100 partie 5-51 reprend et complète la liste des influences externes dans le tableau 512.2 (les différences sont signalées dans le tableau de la Figure E47 sur fond grisé).

Code	Influences Externes			Caractéristiques des matériels et mise en œuvre
A - Environnement				
AA	Température ambiante (°C)			
AA1	- 60 °C	+ 5 °C	Frigorifique	Matériel étudié spécifiquement ou dispositions appropriées
AA2	- 40 °C	+ 5 °C	Très froide	
AA3	- 25 °C	+ 5 °C	Froide	
AA4	- 5 °C	+ 40 °C	Tempérée	Normal
AA5	+ 5 °C	+ 40 °C	Chaude	
AA6	+ 5 °C	+ 60 °C	Très chaude	Matériel étudié spécifiquement ou dispositions appropriées
AA7	- 25 °C	+ 55 °C	Extérieur abrité	
AA8	- 50 °C	+ 40 °C	Extérieur non protégé	

Fig. E47 : Liste des influences extérieures (tirée de l'annexe A de la norme CEI 60364-5-51)(suite sur la page suivante)

Code	Influences Externes						Caractéristiques des matériels et mise en œuvre
A - Environnement							
AB	Conditions climatiques (influences combinées de la température et de l'humidité)						
	Température de l'air (°C)		Humidité relative (%)		Humidité absolue g/m ³		
	Basse	Haute	Basse	Haute	Basse	Haute	
AB1	- 60 °C	+ 5 °C	3	100	0,003	7	Des dispositions particulières doivent être prises
AB2	- 40 °C	+ 5 °C	10	100	0,1	7	
AB3	- 25 °C	+ 5 °C	10	100	0,5	7	
AB4	- 5° C	+ 40 °C	5	95	1	29	Normal
AB5	+ 5 °C	+ 40 °C	5	85	1	25	
AB6	+ 5 °C	+ 60 °C	10	100	1	35	Des dispositions particulières doivent être prises
AB7	- 25 °C	+ 55 °C	10	100	0,5	29	
AB8	- 50 °C	+ 40 °C	15	100	0,04	36	
AC Altitude							
AC1	≤ 2000 m						Normal
AC2	> 2000 m						Peut nécessiter un facteur de déclassement
AD Présence d'eau							
AD1	Négligeable		Emplacements situés à l'intérieur			IPX0	
AD2	Chutes de goutte d'eau					IPX1 ou IPX2	
AD3	Aspersion d'eau					IPX3	
AD4	Projection d'eau					IPX4	
AD5	Jets d'eau		Emplacements couramment lavés aux jets			IPX5	
AD6	Paquets d'eau		Emplacements situés en bord de mer (jetées, plages, quais, ...)			IPX6	
AD7	Immersion		Emplacements susceptibles d'être inondés (eau < 150 mm au dessus du point le plus haut du matériel, la partie basse du matériel < 1m de la surface de l'eau)			IPX7	
AD8	Submersion		Emplacements totalement recouverts d'eau de façon permanente			IPX8	
AE Présence de corps solides étrangers							
			La plus petite dimension	Exemple			
AE1	Négligeable					IP0X	
AE2	Petits objets		2.5 mm	Outils		IP3X	
AE3	Très petits objets		1 mm	Fils		IP4X	
AE4	Poussières légères					IP5X si la pénétration de la poussière n'est pas préjudiciable au fonctionnement	
AE5	Poussières moyennes					IP6X si la poussière ne doit pas pénétrer dans les matériels	
AE6	Poussières importantes					IP6X	
AF Présence de substances corrosives ou polluantes							
AF1	Négligeable					Normal	
AF2	Atmosphérique					Selon la nature de la substance	
AF3	Intermittente ou accidentelle					Protection contre la corrosion	
AF4	Permanente					Matériel spécialement étudié	
AG Chocs mécaniques							
La norme NF C 15-100 fait référence au code IK défini dans la CEI 62262, ajoute une classe AG4.							
AG1	Faibles		IK02			Normal	
AG2	Moyens		IK07			Matériel à usage industriel si applicable ou protection renforcée	
AG3	Importants		IK08			Protection renforcée	
AG4	Très importants		IK10			Protection très renforcée	
AH Vibrations							
AH1	Faibles		Installations domestiques ou analogues			Normal	
AH2	Moyennes		Installations industrielles habituelles			Matériels spécialement étudiés ou dispositions spéciales	
AH3	Importantes		Installations industrielles soumises à des conditions sévères				
AJ Autres conditions mécaniques (à l'étude)							
AK Présence de flore ou moisissures							
AK1	Négligeable					Normal	
AK2	Risque						
AL Présence de faune							
AH1	Négligeable					Normal	
AH2	Risque						

Fig. E47 : Liste des influences extérieures (tirée de l'annexe A de la norme CEI 60364-5-51)(suite sur la page suivante)

3 Influences externes (CEI 60364-5-51 et NF C 15-100, partie 5-51)

Code	Influences Externes	Caractéristiques des matériels et mise en œuvre
A - Environnement		
AM	Influences électromagnétiques, électrostatiques ou ionisantes	
AM1	Harmoniques, interharmoniques	Mettre en œuvre les normes CEI appropriées
AM2	Signaux sur le secteur	
AM3	Variations d'amplitude de la tension	
AM4	Tension déséquilibrée	
AM5	Variations de la fréquence fondamentale	
AM6	Tensions basse fréquence induites	
AM7	Courant continu dans les réseaux alternatifs	
AM8	Champs magnétiques rayonnés	
AM9	Champs électriques	
AM21	Tensions ou courants induits oscillatoires	
AM22	Transitoires unidirectionnels conduits à l'échelle de la nanoseconde	
AM23	Transitoires unidirectionnels conduits à l'échelle de la milliseconde ou microseconde	
AM24	Transitoires oscillatoires conduits	
AM25	Phénomènes rayonnés à haute fréquence	
AM31	Décharges électrostatiques	
AM41	Ionisation	
AN	Rayonnement solaire	
AN1	Faible	Normal
AN2	Moyen	
AN3	Élevé	
AP	Effets sismiques	
AP1	Négligeables	Normal
AP2	Faibles	
AP3	Moyens	
AP4	Forts	
AQ	Coup de foudre	
AQ1	Négligeables	Normal
AQ2	Indirects (dépend du réseau d'alimentation)	
AQ3	Exposition directe du matériel	
AR	Mouvements de l'air	
AQ1	Faibles	Normal
AQ2	Moyens	
AQ3	Forts	
AS	Vents	
AQ1	Faibles	Normal
AQ2	Moyens	
AQ3	Forts	
B - Utilisation		
BA	Compétence des personnes	
BA1	Ordinaires	Normal
BA2	Enfants	
BA3	Handicapés	
BA4	Averties	
BA5	Qualifiées	
BB	Résistance électrique du corps humain Note : La norme CEI 60364-5-51 ne développe pas cette influence externe. La NF C 15100 l'explicite en 3 classes.	
BB1	Conditions sèches ou humides	Normal
BB2	Conditions mouillées	
BB3	Conditions immergées	
BC	Contact des personnes avec le potentiel de terre	
BC1	Nuls	Classes de matériels suivant la CEI 61140
BC2	Faibles	
BC3	Fréquents	
BC4	Continus	
BD	Conditions d'évacuation en cas d'urgence	
BD1	Densité d'occupation faible / Conditions d'évacuations faciles	Normal
BD2	Densité d'occupation faible / Conditions d'évacuations difficiles	
BD3	Densité d'occupation importante / Conditions d'évacuations faciles	
BD4	Densité d'occupation importante / Conditions d'évacuations difficiles	

Fig. E47 : Liste des influences extérieures (tirée de l'annexe A de la norme CEI 60364-5-51)(suite sur la page suivante)

Code	Influences Externes	Caractéristiques des matériels et mise en œuvre
A - Environnement		
BE	Nature des matières traitées ou entreposées	
BE1	Risques négligeables	Normal
BE2	Risques d'incendie	
BE3	Risques d'explosion	
BE4	Risques de contamination	
C - Construction des bâtiments		
CA	Matériaux de construction	
CA1	Non combustibles	Normal
CA2	Combustibles	
CB	Structure des bâtiments	
CB1	Risques négligeables	Normal
CB2	Propagation d'incendie	
CB3	Mouvements	
CB4	Flexibles ou instables	

Détermination des influences externes pour un emplacement

La réglementation des ERP et le décret sur la protection des travailleurs déterminent le risque d'incendie (BE2). C'est le chef d'établissement (arrêté du 31 mars 1980) qui doit définir les risques d'explosion (BE3). Le guide NF C15-103 indique le choix des matériels en fonction des influences externes.

Fig. E47 : Liste des influences extérieures (tirée de l'annexe A de la norme CEI 60364-5-51) (fin)

3.4 Degrés de protection procurés par les enveloppes des matériels : codes IP et IK

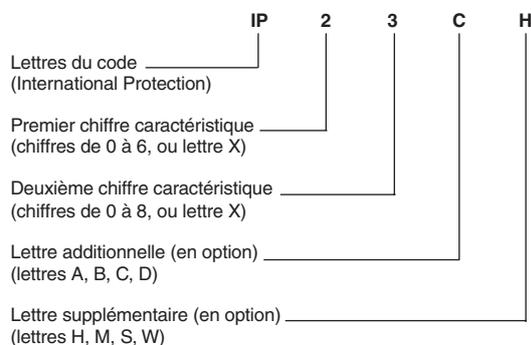
Définition du code IP (cf. Fig. E48)

Le degré de protection procuré par une enveloppe est indiqué dans le code IP, défini et recommandé dans la CEI 60529 et la NF C 15-100 § 5-51.

La protection est assurée contre les influences externes suivantes :

- pénétration des corps solides étrangers,
- protection des personnes contre l'accès aux parties dangereuses,
- protection contre la pénétration de poussières,
- protection contre la pénétration de liquides.

Note : le code IP s'applique aux équipements électriques pour des tensions $\leq 72,5$ kV



S'il n'est pas exigé de spécifier un chiffre caractéristique, celui-ci doit être remplacé par la lettre «X» (ou «XX» si les deux chiffres sont omis). Les lettres additionnelles et/ou les lettres supplémentaires peuvent être omises sans remplacement.

Fig. E48 : Disposition des informations dans le Code IP

3 Influences externes (CEI 60364-5-51 et NF C 15-100, partie 5-51)

Éléments du code IP et leur signification

Une description brève des éléments du code IP est donnée dans le tableau suivant (cf. Fig. E49).

Élément	Chiffres ou lettres	Signification pour la protection du matériel	Signification pour la protection des personnes
Lettres du code	IP		
Premier chiffre caractéristique	0 1 2 3 4 5 6	Contre la pénétration de corps solides étrangers (non protégé) De diamètre \geq 50 mm De diamètre \geq 12,5 mm De diamètre \geq 2,5 mm De diamètre \geq 1,0 mm Protégé contre la poussière Étanche à la poussière	Signification pour la protection des personnes (non protégé) Dos de la main Doigt Outil Fil Fil Fil
Deuxième chiffre caractéristique	0 1 2 3 4 5 6 7 8	Contre la pénétration de l'eau avec effets nuisibles (non protégé) Gouttes d'eau verticales Gouttes d'eau (15° d'inclinaison) Pluie Projection d'eau Projection à la lance Projection puissante à la lance Immersion temporaire Immersion prolongée	
Lettre additionnelle (en option)	A B C D		Contre l'accès aux parties dangereuses avec: Dos de la main Doigt Outil Fil
Lettre supplémentaire (en option)	H M S W	Information supplémentaire spécifique à : Matériel à haute tension Mouvement pendant l'essai à l'eau Stationnaire pendant l'essai à l'eau Intempéries	

Fig. E49 : Les éléments du code IP et leur signification

E31

3 Influences externes (CEI 60364-5-51 et NF C 15-100, partie 5-51)

Définition du code IK

La norme CEI 60262 définit un code IK qui caractérise le degré de protection procuré par une enveloppe contre les impacts mécaniques sur toutes ses faces (cf. Fig. E50).

Code IK	Énergie d'impact (en Joules)	Code AG (cf. Fig. E47)	
01	≤ 0,14	AG1	
02	≤ 0,20		
03	≤ 0,35		
04	≤ 0,50	AG2	
05	≤ 0,70		
06	≤ 1		
07	≤ 2		
08	≤ 5	AG3	
09	≤ 10		
10	≤ 20	AG3	AG4 ⁽¹⁾

(1) En France, la NF C 15-100 considère une quatrième classe (code AG4) d'influence externe «Chocs mécaniques»

Fig. E50 : Les éléments du Code IK et leurs significations

Spécifications des codes IP et IK pour des tableaux de distribution

Les degrés de protection IP et IK des enveloppes doivent être spécifiés en fonction des différentes influences externes, définies les normes CEI 60364 et NF C 15-100 § 5-51, en particulier :

- présence de corps solides (code AE),
- présence d'eau (code AD),
- contraintes mécaniques (pas de code),
- compétence des personnes (code BA).

Les tableaux Prisma Plus sont conçus pour être installés à l'intérieur des bâtiments. Selon différents lieux d'installation, Schneider Electric recommande des valeurs à retenir pour les codes IP et IK (cf. Fig. E51 et Fig. E52) sauf si des décrets, des textes réglementaires ou des normes en vigueur dans le pays imposent des dispositions particulières.

Recommandations IP

Codes IP selon les conditions d'environnement		
Normal sans risque de chute d'eau verticale	Salles techniques	30
Normal avec risque de chute d'eau verticale	Halls, Lieux de passage	31
Très sévère avec risque de projections d'eau dans toutes les directions	Ateliers	54/55

Fig. E51 : Recommandations pour le choix du code IP

Recommandations IK

Code IK selon les conditions d'environnement		
Aucun risque majeur	Salle technique	07
Risque significatif d'impacts importants qui pourrait causer des dommages aux appareils	Halls, Lieux de passage	08 (Armoire avec porte)
Risque très élevé d'impacts importants qui pourrait causer des dommages à l'armoire électrique	Ateliers	10

Fig. E52 : Recommandations pour le choix du code IK

Chapitre F

La protection contre les chocs électriques

Sommaire

1	Généralités	F2
	1.1 Chocs électriques	F2
	1.2 Protection contre les chocs électriques	F3
	1.3 Contact direct et contact indirect	F3
2	Protection contre les contacts directs	F4
	2.1 Mesures de protection contre les contacts directs	F4
3	Protection contre les contacts indirects	F6
	3.1 Mesure de protection par coupure automatique de l'alimentation	F6
	3.2 Coupure automatique en schéma TT	F7
	3.3 Coupure automatique en schéma TN	F8
	3.4 Coupure automatique lors du second défaut en schéma IT	F10
	3.5 Mesures de protection contre les contacts directs ou indirects sans coupure automatique de l'alimentation	F14
4	Protection incendie dans le cas d'un défaut d'isolement	F17
	4.1 Mesures de protection des biens contre le risque d'incendie	F17
5	Mise en œuvre du schéma TT	F19
	5.1 Protection contre les contacts indirects	F19
	5.2 Coordination des protections différentielles	F20
	5.3 Dispositif différentiel haute sensibilité (DDR- HS)	F23
	5.4 Prévention dans les locaux à risque d'incendie et d'explosion	F23
6	Mise en œuvre du schéma TN	F24
	6.1 Conditions préalables	F24
	6.2 Protection contre les contacts indirects	F24
	6.3 Dispositif différentiel à haute sensibilité	F28
	6.4 Prévention dans les locaux à risques d'incendie et d'explosion	F29
	6.5 Cas où l'impédance de boucle est particulièrement élevée	F29
7	Mise en œuvre du schéma IT	F30
	7.1 Conditions préalables	F30
	7.2 Protection contre les contacts indirects	F31
	7.3 Dispositif différentiel haute sensibilité (DDR- HS)	F35
	7.4 Prévention dans les locaux à risque d'incendie et d'explosion	F36
	7.5 Cas où l'impédance de boucle est particulièrement élevée	F36
8	Dispositifs Différentiels à courant Résiduel (DDR)	F37
	8.1 Type de DDR	F37
	8.2 Description	F38
	8.3 Sensibilité des DDR aux perturbations	F38

Nota :

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

Lorsqu'un courant supérieur à 30 mA traverse une partie du corps humain, la personne concernée est en danger si le courant n'est pas interrompu dans un temps assez court.

1.1 Chocs électriques

C'est l'effet physiopathologique résultant du passage d'un courant électrique à travers le corps humain.

Son passage affecte essentiellement les fonctions circulatoires et respiratoires et provoque parfois des brûlures. La gravité du danger qu'il présente est fonction de l'intensité du courant qui parcourt le corps, de son trajet et du temps de passage.

La norme CEI 60479-1 amendée en 2005 définit quatre zones "intensité du courant/durée de passage du courant". Cette norme décrit pour chacune des zones, les effets pathologiques (cf. Fig. F1) :

- la courbe C1 de cette norme indique que lorsqu'un courant supérieur à 30 mA traverse le corps humain longitudinalement, la personne concernée peut mourir si ce courant n'est pas interrompu dans un temps assez court.

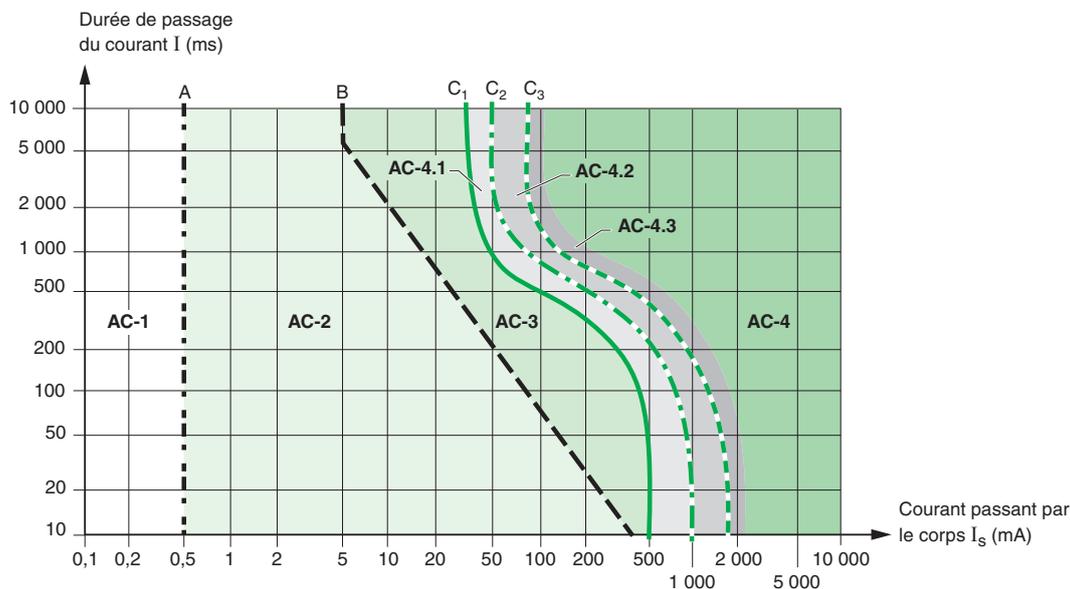
- le point 500 ms/100 mA, très proche de la courbe C1, correspond à une probabilité de fibrillation de l'ordre de 0,14 %.

La protection des personnes contre les chocs électriques dans une installation électrique BT doit être réalisée en conformité avec les normes nationales appropriées, les textes réglementaires, les décrets, les circulaires et guides techniques, etc. en vigueur dans chaque pays. Les normes de référence sont :

- les normes CEI 60364 (série) définissant les règles d'installation,
- les normes CEI 60479 (série) définissant les effets pathologiques du courant électrique sur le corps humain,
- les normes produits CEI 60755 (dispositif différentiel DDR), CEI 61008 (interrupteur différentiel domestique), CEI 61009 (disjoncteur différentiel domestique) et CEI 60947-2 (disjoncteur industriel⁽¹⁾).

- la norme NF C 15-100,
- le décret n° 88-1056 du 14.11.88 sur la protection des travailleurs complété de ses arrêtés, circulaires, recommandations et notes techniques.

F2



AC-1: non perception
 AC-2: perception
 AC-3: effet réversible : crispation musculaire
 AC-4: possibilité d'effets irréversibles
 Zone AC-4-1 : probabilité de 0 à 5% de fibrillation cardiaque
 Zone AC-4-2 : probabilité de 5 à 50% de fibrillation cardiaque,
 Zone AC-4-3 : probabilité supérieure à 50% de fibrillation cardiaque.

Courbe A : seuil de perception du courant,
 Courbe B : seuil de contraction musculaire,
 Courbe C1 : probabilité à 0% de fibrillation ventriculaire,
 Courbe C2 : probabilité à 5% de fibrillation ventriculaire,
 Courbe C3 : probabilité à 50% de fibrillation ventriculaire

Fig. F1 : Zones intensité du courant/durée de passage du courant et effets sur le corps humain d'un courant alternatif circulant de la main gauche vers les pieds

(1) Cette norme concerne les disjoncteurs, les disjoncteurs différentiels (annexe B) et les dispositifs différentiels modulaires (DDR) (annexe M) de type industriel.

1 Généralités

Correspondance :
CEI 61140 et NF EN 61140.

Les normes et règlements imposent une protection contre les contacts indirects à toute installation électrique.

Les mesures de protection sont :

- la coupure automatique de l'alimentation (au premier ou au second défaut selon le schéma des liaisons à la terre),
- des mesures particulières en fonction de situations précises.

Les normes et les règlements distinguent deux types de contacts dangereux :

- les contacts directs,
- les contacts indirects, et les mesures de protections correspondantes.

1.2 Protection contre les chocs électriques

La règle fondamentale de protection contre les chocs électriques est définie dans la partie 4 de la norme CEI 61140 qui couvre à la fois les règles des installations électriques et celles des équipements électriques.

"Les parties actives dangereuses ne doivent pas devenir accessibles et les parties conductrices accessibles ne doivent pas devenir dangereuses"

- ni dans les conditions normales,
- ni dans des conditions de simple défaut.

Différentes mesures sont adaptées à la protection contre ces dangers qui comprennent (voir la norme CEI 60364-4-41 § 410.3.3 et 410.3.5) :

- la coupure automatique de l'alimentation des équipements connectés,
- des dispositions particulières telles que :
 - utilisation de matériel isolant en classe II, ou de niveau équivalent d'isolation,
 - liaisons équipotentielles,
 - séparation électrique des circuits au moyen de transformateurs d'isolement,
 - mesure de protection par très basse tension TBTS et TBTP,
 - emplacements ou locaux non conducteurs, non accessibles au toucher ou interposition de barrière isolante, sous la surveillance d'une personne compétente.

F3

1.3 Contact direct et contact indirect

Contact direct

Ce terme désigne le contact de personnes ou d'animaux (domestiques ou d'élevage) avec des conducteurs actifs (phase ou neutre) ou des pièces conductrices habituellement sous tension (cf. Fig. F2).

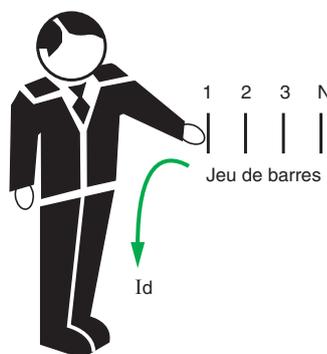
La norme CEI 61140 a renommé la "protection contre les contacts directs" en "protection principale". L'ancienne appellation est toutefois conservée.

Contact indirect

Ce terme désigne le contact de personnes ou d'animaux (domestiques ou d'élevage) avec des masses⁽¹⁾ mises accidentellement sous tension. Cette mise sous tension accidentelle résulte de la défaillance de l'isolation d'un appareil.

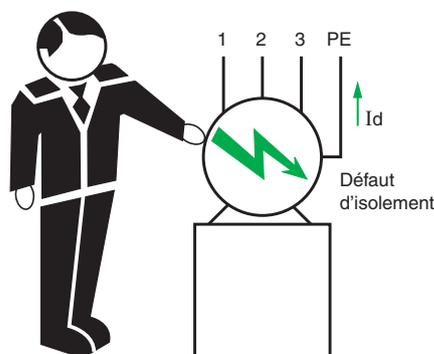
Le courant de défaut porte la masse accessible à une tension susceptible d'être dangereuse qui, à son tour, pourrait être à l'origine d'un courant dangereux au travers de la personne en contact avec cette masse (cf. Fig. F3).

La norme CEI 61140 a renommé la "protection contre les contacts indirects" en "protection en cas de défaut". L'ancienne appellation est toutefois conservée.



Id : Courant de défaut
(traverse le corps humain)

Fig. F2 : Contact direct



Id : Courant de défaut d'isolement
(ne traverse pas le corps humain)

Fig F3 : Contact indirect

(1) Masse : partie conductrice d'un matériel électrique susceptible d'être touchée par une personne, qui n'est normalement pas sous tension, mais peut le devenir en cas de défaut d'isolement.

2 Protection contre les contacts directs

La norme CEI 60364 (NF C 15-100) distingue deux protections :

- complète (isolation, coffrets),
- partielle ou particulière.

2.1 Mesures de protection contre les contacts directs

La protection contre les contacts directs est assurée :

- par "l'isolation principale" des parties actives, c'est-à-dire par des barrières ou des enveloppes,
- par la mise en œuvre d'une protection complémentaires réalisée par un dispositif différentiel à courant résiduel haute sensibilité ($I_{\Delta n} \leq 30 \text{ mA}$) et à temps de fonctionnement rapide. Ces dispositifs sont très efficaces dans la majorité des cas de contact direct.

Protection par isolation des parties actives

Elle consiste en une isolation conforme aux prescriptions concernant les matériels. Les peintures, laques, vernis n'assurent pas une protection suffisante (cf. Fig. F4).

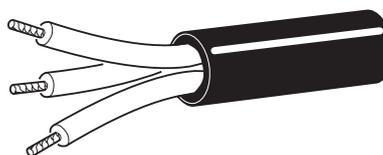


Fig. F4 : Protection par isolation d'un câble triphasé avec gaine

F4



Fig. F5 : Exemple d'isolation par enveloppe

Protection au moyen de barrières ou d'enveloppes

C'est une mesure très utilisée puisque bon nombre de matériels sont installés dans des coffrets, des armoires, des tableaux (cf. Fig. F5).

Pour être considérés comme assurant la protection contre les contacts directs, tous ces équipements doivent posséder au moins le degré de protection IP 2X ou IP XXB (cf. chapitre E paragraphe 3.4).

Par ailleurs, l'ouverture de l'enveloppe (porte, tiroirs, panneaux) ne doit pouvoir s'effectuer que :

- à l'aide d'une clé ou d'un outil, ou bien
- après mise hors tension des parties actives, ou bien
- avec interposition automatique d'un autre écran ne pouvant lui-même être escamoté qu'à l'aide d'une clef ou d'un outil. Les enveloppes métalliques doivent être raccordées au conducteur de protection.

Mesures de protection partielle

- Protection au moyen d'obstacles ou par mise hors de portée

Elle est réservée aux locaux dont l'accès est restreint aux personnes averties ou qualifiées, en pratique les locaux de services électriques. La mise en œuvre de ces mesures est détaillée dans la norme CEI 60364-4-41.

Mesures de protection particulière

- Protection par l'utilisation de la très basse tension TBTS ou la limitation de l'énergie de décharge

Ce sont des cas particuliers, car ils ne permettent pas de véhiculer des puissances importantes. On se reportera utilement à leur description au paragraphe 3.5.

Correspondance :

CEI 60364-4-41 et NF C 15-100 § 4-41

2 Protection contre les contacts directs

La mesure de protection complémentaire contre les contacts directs consiste à utiliser des dispositifs à courant différentiel résiduel de haute sensibilité ≤ 30 mA appelés en abrégé DDR-HS.



Fig. F6 : DDR-HS

La NF C 15-100 édition 2002 étend l'obligation de cette mesure complémentaire aux circuits alimentant les socles de prise de courant et à certains emplacements spéciaux.

2.2 Mesure de protection complémentaire contre les contacts directs

Toutes les mesures précédentes ont un caractère préventif. L'expérience montre que la plupart peuvent se révéler parfois défaillantes pour plusieurs raisons :

- manque d'entretien,
- imprudence, négligence, inattention,
- usure normale ou anormale d'un isolant (exemple : sollicitations mécaniques fréquentes des cordons souples),
- contact accidentel,
- présence d'eau imprévue, rendant l'isolation ou les enveloppes inefficaces.

Pour pallier ce risque, la mesure de protection complémentaire contre les contacts directs consiste à utiliser des dispositifs à courant différentiel résiduel de haute sensibilité ≤ 30 mA appelés en abrégé DDR-HS. Ils détectent tout courant qui ne se reboucle pas au travers des parties actives (phase ou neutre) et déconnectent automatiquement la partie de l'installation concernée (cf. Fig. F6).

La norme CEI 60364-4-41 § 415.1.1 reconnaît comme une mesure efficace la protection complémentaire des personnes contre les contacts par des DDR haute sensibilité (DDR-HS $I_{\Delta n} \leq 30$ mA). Certains pays dont la France l'imposent dans certaines situations.

Cette protection complémentaire est exigée dans certains pays pour des circuits alimentant des socles de prise de courant de courant assigné jusqu'à 32 A, et à des valeurs plus importantes, si les emplacements sont humides et/ou les installations temporaires (telles que les installations de chantier par exemple).

Il est aussi recommandé de limiter le nombre de prises protégées par un DDR-HS (10 prises de courant en aval d'un même DDR).

Le sous chapitre P3 indique les différents locaux dans lesquels l'utilisation de DDR-HS est obligatoire (pour quelques pays) mais dans tous les cas, elle est hautement recommandée comme protection efficace contre les dangers des contacts directs et indirects.

La NF C 15-100 § 411-3-3 impose cette protection complémentaire pour les circuits alimentant les socles de prise de courant jusqu'à 32 A compris, et au-delà si elles sont installées dans des locaux mouillés, et les installations temporaires (chantiers, etc.).

F5

3 Protection contre les contacts indirects

Correspondance :
CEI 60364-4-41 et NF C 15-100-4-41

Les masses sont séparées des parties actives par une isolation principale ; mais elles peuvent être mises accidentellement sous tension, à la suite d'une défaillance de cette isolation. Les normes imposent, en conséquence, la mise en œuvre d'une seconde mesure de protection contre les chocs électriques.

La mesure de protection contre les contacts indirects par coupure automatique de l'alimentation est réalisée si les masses sont mises à la terre.

3.1 Mesure de protection par coupure automatique de l'alimentation

Cette mesure de protection repose sur 2 principes fondamentaux :

- mise à la terre de toutes les masses des matériels électriques de l'installation et constitution de la liaison équipotentielle principale (cf. chapitre G paragraphe 6.4).
- mise hors tension automatique de la partie de l'installation où se produit un défaut d'isolement, de manière à ne pas soumettre une personne à une tension de contact $U_c^{(1)}$ (cf. Fig. F7) pendant une durée telle qu'elle soit dangereuse.

Afin de répondre à ces 2 exigences, la norme CEI 60364-4-41 définit une valeur de tension limite de contact, des schémas des liaisons à la terre et des temps de coupure maximaux.

Tension limite conventionnelle de contact U_L (VEI : (826-02-04)

C'est la valeur maximale de la tension de contact présumée qu'il est admis de pouvoir maintenir indéfiniment dans des conditions d'influences externes spécifiées. La valeur de U_L est égale à 50 VCA.

Note : dans certains textes réglementaires, cette tension est dénommée tension limite de sécurité.

Schémas des liaisons à la terre (SLT)

La norme CEI 60364-4-41 définit 3 schémas des liaisons à la terre : schéma TN, schéma TT et schéma IT. L'objectif de ces schémas est d'empêcher qu'à la suite d'un défaut d'isolement, une personne puisse se trouver soumise à une tension de contact supérieure à $U_L = 50$ V CA pendant un temps tel qu'il puisse en résulter des dommages organiques.

La mise en œuvre d'un SLT exige aussi le dimensionnement des conducteurs et le choix et les caractéristiques des dispositifs de protection.

Temps de coupure maximal

La norme CEI 60364-4-41 impose pour chaque SLT et en fonction de la tension du réseau des temps de coupure maximaux dans les conditions suivantes :

- pour les circuits terminaux, les temps de coupure sont fonction du schéma des liaisons à la terre de l'installation. Ils ne doivent pas dépasser ceux des **tableaux F8**,
- pour les circuits de distribution, dans tous les cas les temps de coupure doivent être inférieurs à 5 s.

F6

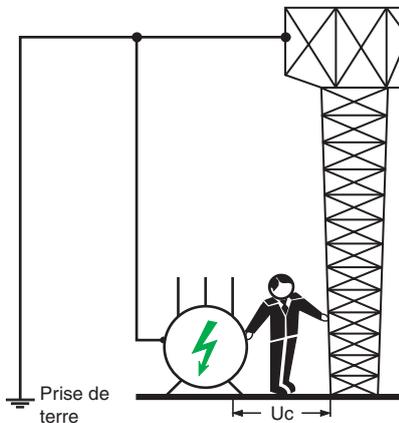


Fig. F7 : La tension de contact U_c à l'origine du danger est une tension main/main

U_o (V)	$50 < U_o \leq 120$	$120 < U_o \leq 230$	$230 < U_o \leq 400$	$U_o > 400$
Schéma TN ou IT	0,8	0,4	0,2	0,1
TT	0,3	0,2	0,07	0,04

Fig. F8 : Durée maximale de maintien de la tension alternative de contact présumée dans les conditions normales. La résistance du sol et la présence de chaussures est prise en compte dans ces valeurs

(1) La tension de contact U_c désigne la tension apparaissant entre deux masses (ou une masse et un élément conducteur qui peut être à la terre) simultanément accessibles lors d'un ou plusieurs défauts d'isolement.

3 Protection contre les contacts indirects

La coupure automatique en schéma TT s'obtient par un dispositif différentiel résiduel (DDR) de sensibilité $I_{\Delta n} \leq \frac{50}{R_A}$ avec R_A résistance de la prise de terre des masses d'utilisation.

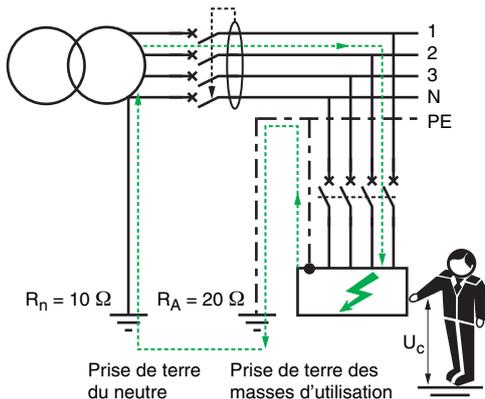


Fig. F9 : Coupure automatique en schéma TT

$U_0^{(2)}$ (V)	T (s)
$50 < U_0 \leq 120$	0,3
$120 < U_0 \leq 230$	0,2
$230 < U_0 \leq 400$	0,07
$U_0 > 400$	0,04

(2) U_0 est la tension nominale phase-neutre

Fig. F10 : Temps maximal de coupure pour des circuits terminaux BT ne dépassant pas 32 A

$x I_{\Delta n}$		1	2	5	> 5
		Domestique	Instantané	0,3	0,15
	Type S	0,5	0,2	0,15	0,15
Industriel	Instantané	0,3	0,15	0,04	0,04
	Temporisation : 0,06 s	0,5	0,2	0,15	0,15
	Autres temporisations	Voir le constructeur			

Fig. F11 : Temps de coupure maximal des DDR (en secondes)

Correspondance : CEI 60947-2 et NF EN 60947-2

3.2 Coupure automatique en schéma TT

Principe

Dans ce type de schéma toutes les masses destinées à être protégées par un même dispositif de coupure doivent être reliées au même système de mise à la terre. Le point neutre de chaque source est relié à une terre distincte de celle des masses.

L'impédance de la boucle de défaut comprend le plus souvent deux résistances de terre, et l'intensité du défaut est, la plupart du temps, bien trop faible pour solliciter les protections de surintensité (disjoncteur ou fusible) dans le temps imparti.

La coupure automatique en schéma TT s'obtient par un dispositif différentiel résiduel (DDR) de sensibilité :

$$I_{\Delta n} \leq \frac{50}{R_A}$$

avec :

R_A résistance de la prise de terre des masses d'utilisation

$I_{\Delta n}$ seuil maximal de déclenchement du DDR.

Note :

Ce principe de protection demeure valide si la prise de terre est unique, notamment dans le cas où toutes les conditions du schéma TN ne sont pas réunies.

La définition des protections correspondantes n'exige pas la pleine maîtrise des impédances de la boucle de défaut.

Exemple (cf. Fig. F9)

- La résistance de la prise de terre du neutre R_n est de 10 Ω .
- La résistance de la prise de terre des masses d'utilisation R_A est de 20 Ω .
- L'intensité de défaut d'isolement interne du moteur I_d est 230/30 = 7,7 A.
- La tension de contact $U_c = I_d \times R_A = 154$ V : tension de défaut dangereuse.

Le seuil maximal de déclenchement du DDR, $I_{\Delta n}$ doit donc être $\leq 50/20 = 2,5$ A.

La tension dangereuse sera éliminée par un DDR classique (ex. : $I_{\Delta n} = 300$ mA) en moins de 30 ms.

Temps de coupure maximal

La norme CEI 60364-4-41 § 411.3.2.2 et § 411.3.2.4 définit le temps maximal de coupure des dispositifs de protection utilisés en schéma TT pour la protection contre les contacts indirects :

- pour tous les circuits terminaux ayant un courant assigné ne dépassant pas 32 A, le temps maximal de coupure n'excédera pas les valeurs indiquées sur la Figure F10,
- pour les circuits de distribution et les autres circuits, le temps maximal de coupure est fixé à 1s. Cette valeur limite rend possible la sélectivité entre les DDR⁽¹⁾ des circuits de distribution.

Temps de coupure des DDR

Les temps de déclenchement des DDR sont inférieurs aux temps prescrits par la majorité des normes nationales ; cette caractéristique facilite leur mise en œuvre et autorise l'organisation de la sélectivité des protections.

La Figure F11 indique les caractéristiques temps/courants de déclenchement des DDR de type G (général) et de type S (sélectif) définies dans la norme CEI 61008. Ces caractéristiques permettent un certain niveau de déclenchement sélectif entre plusieurs combinaisons de DDR de sensibilité et de type différent comme indiqué plus loin dans le paragraphe 5.2.

Les DDR de type industriel suivant la CEI 60947-2 permettent des possibilités de sélectivité beaucoup plus importantes du fait de leur grande souplesse de réglage en temporisation.

Les DDR instantanés ou de type S ont un temps de déclenchement conforme au tableau de la Figure F8.

Pour la protection des circuits de distribution, la NF C 15-100 alloue un temps maximal de 5 s aux DDR temporisés.

(1) DDR est le terme générique pour tous les dispositifs de protection fonctionnant suivant le principe du courant résiduel comme les interrupteurs et disjoncteurs différentiel, ou les dispositifs différentiels (voir Chapitre F Paragraphe 8). Dans ce dernier cas, les règles de sélectivité font aussi intervenir les caractéristiques de l'organe de coupure associé (par exemple DDR Vigirex associé à un disjoncteur Compact NSX).

La coupure automatique de l'alimentation en schéma TN est réalisée par les dispositifs de protection contre les surintensités ou par les DDR

3.3 Coupure automatique en schéma TN

Principe

Dans le schéma TN,

- un point de l'alimentation, généralement le neutre, est mis à la terre à la borne principale,
- les masses sont mises à la terre à la borne principale au moyen des conducteurs de protection (PE).

Comme indiqué dans le Chapitre E paragraphe 1.2, la manière dont le conducteur neutre est mis à la terre, dépend du type de SLT à mettre en œuvre : schéma TN-S, schéma TN-C ou schéma TN-C-S. La **Figure F12** montre un schéma TN-C : le conducteur neutre est à la fois un conducteur de protection et un conducteur neutre (PEN).

Dans tous les types de schéma TN, un défaut d'isolement⁽¹⁾ est équivalent à un court-circuit phase neutre. Le niveau élevé des courants de défaut permet d'utiliser les dispositifs de protection contre les surintensités pour assurer la protection des personnes contre les contacts indirects. Cependant pendant le temps, très court, avant coupure, la tension de contact peut atteindre des valeurs excédant 50 % de la tension phase neutre.

En pratique, pour des réseaux de distribution publique, des mises à la terre du conducteur de protection (PE ou PEN) du réseau sont normalement réalisées à intervalle régulier tandis que l'utilisateur est souvent tenu de réaliser une mise à la terre au point d'entrée du bâtiment.

Pour des installations de grande dimension, des mises à la terre additionnelles réparties sur l'ensemble des locaux, sont souvent réalisées afin de réduire autant que possible les tensions de contact. Dans les immeubles de grande hauteur (IGH), tous les éléments conducteurs sont reliés au conducteur de protection à chaque étage.

Afin d'assurer une protection efficace, le courant de défaut à la terre

$$I_d = \frac{U_0}{Z_s} \text{ ou } 0,8 \frac{U_0}{Z_c} \text{ doit être } \geq I_a \text{ avec :}$$

- U_c = tension nominale phase neutre.
- I_d = intensité de défaut (égale à U_0/Z_s).
- I_a = courant assurant le fonctionnement du dispositif de protection dans le temps spécifié.
- Z_s = impédance de la boucle de défaut, égale à la somme de toutes les impédances parcourues par le courant de défaut (source, conducteurs actifs et conducteurs de protection jusqu'au point de défaut).
- Z_c = impédance de boucle du circuit en défaut (voir "méthode conventionnelle" paragraphe 6.2).

Note : l'impédance du circuit de retour à la source au travers de la mise à la terre est (généralement) beaucoup plus élevée que celles mentionnées ci-dessus du fait de la résistance de terre et peut donc être négligée pour le calcul du courant de défaut.

Exemple (cf. Fig. F12)

La tension de défaut $U_c = \frac{230}{2} = 115 \text{ V}$ est dangereuse ;

L'impédance de la boucle de défaut $Z_s = Z_{AB} + Z_{BC} + Z_{DE} + Z_{EN} + Z_{NA}$.

Si les impédances Z_{AB} et Z_{FE} sont négligeables alors :

$$Z_s = 2\rho \frac{L}{S} = 64,3 \text{ m}\Omega \text{ , d'où}$$

$$I_d = \frac{230}{64,3 \times 10^{-3}} = 3,576 \text{ A } (\approx 22 \text{ In en considérant un disjoncteur Compact NSX160}).$$

Les seuils de déclenchement des protections Instantané et Court retard du disjoncteur Compact NSX160 sont bien inférieurs à la valeur du courant de court-circuit de ce fait un déclenchement certain avec un temps de coupure très court est assuré inférieur au temps de coupure requis (0,4s).

Le seuil de déclenchement instantané I_a du Compact NSX160 est bien inférieur à cette valeur ; il s'ouvrira dans le temps requis (0,4 s).

Note : la méthode conventionnelle décrite dans le guide NF C 15-105 fait l'hypothèse que les impédances amont réduisent la tension de 20 %. Elle indique donc un courant de valeur :

$$\frac{230 \times 0,8}{64,3} = 2,816 \text{ A } (\approx 18 \text{ In}).$$

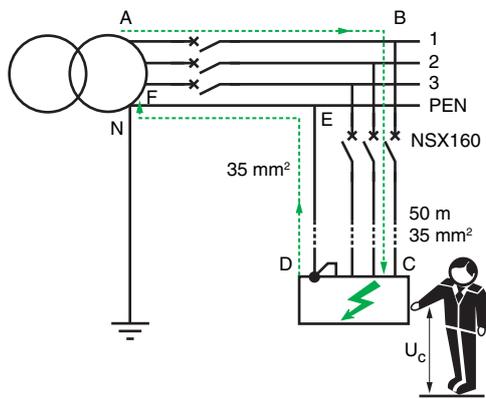


Fig. F12 : Coupure automatique en schéma TN

(1) En fait s'il s'agit d'un défaut d'isolement dangereux c'est à dire phase-terre. Un défaut du conducteur neutre à la terre n'est pas dangereux (le conducteur neutre étant globalement au potentiel de la terre) donc les dispositifs de protections n'ont pas lieu de déclencher. Cependant, d'un point de vue fonctionnel, un schéma TN-S se transforme en schéma TN-C ce qui peut être préjudiciable pour des équipements sensibles, par exemple du fait de la circulation possible de courants harmoniques de neutre dans les conducteurs de terre (voir Chapitre G paragraphe 4.2).

3 Protection contre les contacts indirects

Correspondance :
CEI 60364-4-41 et NF C 15-100 Partie 4-41

$U_0^{(1)}$ (V)	T (s)
$50 < U_0 \leq 120$	0,8
$120 < U_0 \leq 230$	0,4
$230 < U_0 \leq 400$	0,2
$U_0 > 400$	0,1

(1) U_0 est la tension nominale phase-neutre

Fig. F13 : Temps maximal de coupure pour des circuits terminaux en tension CA de courant nominal inférieur à 32 A

Une protection assurée par un disjoncteur, se vérifie aisément sur les courbes de déclenchement : le courant de défaut doit dépasser le seuil instantané ou de Court retard (I_m).

Une protection prévue par fusibles peut ne pas être assurée si l'impédance de boucle de défaut Z_s ou Z_c est supérieure à une certaine valeur.

Temps maximal de coupure

La norme CEI 60364-4-41 § 411.3.2.3, spécifie le temps maximal de coupure des dispositifs de protection utilisés pour la protection des personnes contre les contacts indirects en schéma TN. Ce temps est fonction de la tension phase-terre égale presque toujours à la tension simple phase-neutre U_0 soit :

■ pour tous les circuits terminaux dont le courant nominal ne dépasse pas 32 A, le temps maximal de coupure devra être inférieur à la valeur indiquée dans le tableau de la **Figure F13**,

■ pour les circuits de distribution et les autres circuits, le temps maximal de coupure est fixé à 5 s. Cette valeur limite rend possible la sélectivité entre les dispositifs de protection.

Note : L'utilisation de DDR peut être nécessaire en schéma TN-S, comme le prévoit la norme CEI 60364. Il est toujours possible d'y recourir en cas de difficulté (extension par exemple), à condition que le conducteur de protection et le neutre soient séparés en amont du DDR.

Protection par disjoncteur (cf. Fig. F14)

Le déclencheur Instantané d'un disjoncteur assure l'élimination d'un courant de défaut en moins de 0,1 s.

En conséquence, la condition sur le temps de coupure maximal est automatiquement satisfaite car tous les déclencheurs magnétiques ou électroniques, Instantanés ou Court-retard, conviennent : $I_a = I_m$. La tolérance maximale autorisée par sa norme pour son seuil de déclenchement doit cependant être prise en considération. Il suffit donc que le courant de défaut $\frac{U_0}{Z_s}$ ou $0,8 \frac{U_0}{Z_c}$ déterminé

par le calcul (ou constaté sur site) soit supérieur au courant de déclenchement Instantané ou au seuil Court-retard, pour que la coupure soit assurée dans le temps spécifié.

Protection par fusible (cf. Fig. F15)

Le courant I_a qui assure la fusion dans le temps maximal spécifié se détermine à partir de la caractéristique temps/courant.

Il faut alors s'assurer que le courant de défaut $\frac{U_0}{Z_s}$ ou $0,8 \frac{U_0}{Z_c}$ déterminé comme ci-dessus, lui est bien supérieur.

La condition est donc $I_a < \frac{U_0}{Z_s}$ ou $0,8 \frac{U_0}{Z_c}$ comme indiqué sur la Figure F15.

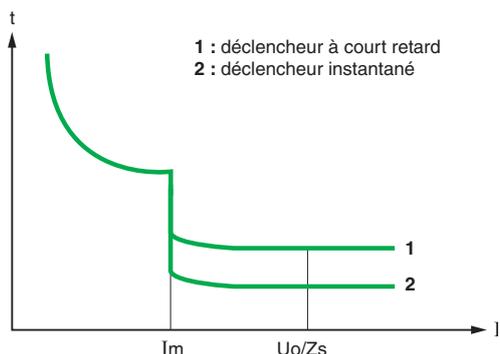


Fig. F14 : Mise en œuvre de la coupure en schéma TN par disjoncteur

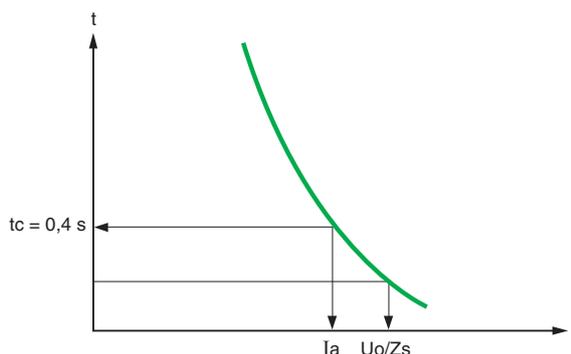


Fig. F15 : Mise en œuvre de la coupure en schéma TN par fusible

Exemple : La tension phase neutre du réseau est 230 V et le temps maximal de coupure indiqué dans le tableau de la Figure F13 est 0,4 s. La valeur correspondante de I_a à ce temps de 0,4 s peut-être lue sur la caractéristique temps/courant du fusible (cf. Fig. F15). L'impédance maximale de la boucle de défaut Z_s ou de la boucle du circuit en défaut Z_c est calculée en prenant les valeurs de la tension (230 V) et du courant I_a soit $Z_s = \frac{230}{I_a}$ ou $Z_c = 0,8 \frac{230}{I_a}$. Ces valeurs d'impédance ne doivent pas être dépassées et même devraient être nettement inférieures afin de garantir une protection contre les contacts indirects correcte par le fusible du fait des tolérances sur les courants de fusion⁽¹⁾.

Protection au moyen de DDR sur des circuits en schéma TN-S (ou sur la partie TN-S d'un schéma TN-C-S)

L'utilisation de DDR n'est possible qu'en schéma TN-S ou TN-C-S et est interdite en schéma TN-C (norme CEI 60364-4-41 §411.4.5). En schéma TN-C-S, l'utilisation d'un DDR signifie, bien évidemment, que le conducteur de protection (PE) et le conducteur neutre (N) sont séparés en amont du dispositif. Cette séparation est généralement réalisée au point d'entrée du bâtiment.

Les DDR peuvent être utilisés lorsque :

- l'impédance de boucle ne peut être précisément déterminée (difficulté pour estimer les longueurs de câble, éloignement du conducteur (PE) et/ou interposition d'éléments ferromagnétiques dans la boucle),
- le courant de défaut est trop faible pour que le temps de coupure des dispositifs de protection contre les surintensités respecte le temps maximal de coupure spécifié en schéma TN (cf. Fig. F13). Les sensibilités des DDR, de l'ordre de quelques milliampères à quelques ampères, sont très largement inférieures à l'intensité du courant de défaut. De ce fait, les DDR⁽²⁾ sont toujours parfaitement adaptés à la protection des personnes en schéma TN.

En pratique, les DDR sont souvent installés sur des circuits de distribution et, dans beaucoup de pays, les DDR assurent la protection des personnes des circuits terminaux.

3.4 Coupure automatique lors du second défaut en schéma IT

Dans le schéma IT,

- l'installation est isolée de la terre ou un point de l'alimentation, généralement le neutre, est mis à la terre à travers une impédance (schéma IT impédant) ;
- les masses sont mises à la terre :
 - soit ensemble (interconnectées par un conducteur de protection PE et collectivement mises à la terre à la borne principale),
 - soit individuellement ou par groupes (mises à la terre à des prises de terre différentes).

Le premier défaut

En présence d'un seul défaut d'isolement à la masse ou à la terre, appelé "premier défaut", le courant de fuite I_d est assez faible pour que la condition $I_d \times R_A \leq 50 \text{ V}$ (cf. paragraphe 3.2) soit respectée et qu'aucune élévation dangereuse de potentiel des masses ne se produise. Dans ce type de schéma :

- un contrôleur permanent d'isolement est exigé. Il doit déclencher un signal sonore ou visuel à l'apparition du premier défaut (cf. Fig. F16),
- la recherche et l'élimination rapide du premier défaut est impérative pour bénéficier pleinement de la continuité de service qui est l'avantage prépondérant de ce schéma des liaisons à la terre.

En schéma IT, on souhaite que la coupure automatique n'intervienne pas lors du premier défaut

La NF C 15-100, partie 537-3, recommande fortement la recherche de défaut.



Fig. F16 : Contrôleur permanent d'isolement (CPI) obligatoire

(1) La norme CEI 60269 fusible BT définit des balises temps/courant au § 5.6.3. Par exemple, pour un fusible de calibre 16 A, un temps de fusion de 0.1 s correspond à un courant de fusion minimum de 85 A et maximum de 150 A. De plus ces caractéristiques sont définies à 20°.

(2) si certains DDR sont à déclenchement retardé, le réglage du temps de fonctionnement retardé de ces DDR doit respecter le temps maximal de coupure spécifié par la norme CEI 60364-4-41 (cf. Fig. F13).

3 Protection contre les contacts indirects

Exemple de calcul du courant et de la tension de défaut en IT (au premier défaut)

Pour un réseau de 1 km, l'impédance de fuite à la terre du réseau Z_f est de l'ordre de 3 500 Ω . L'ordre de grandeur du courant de fuite est de :

$$\frac{U_0}{Z_f} = \frac{230}{3\,500} = 66 \text{ mA par phase.}$$

En absence de défaut, les courants de fuite des phases à la terre sont pratiquement égaux et déphasés de 120° : de ce fait, leur somme vectorielle est nulle.

Si le schéma IT est à neutre distribué, l'impédance de fuite Z_{fn} du conducteur neutre est quasi identique à celle des phases mais le courant de fuite du conducteur neutre à la terre est naturellement nul car il n'y a pas de tension entre le neutre et la terre.

Note : l'hypothèse de tensions de phase équilibrées par rapport à la terre nécessite d'avoir des charges dont les fuites naturelles sont équilibrées par rapport à la terre, ce qui est rarement le cas.

L'exemple indiqué en **Figure F17** représente une installation en schéma IT impédant
 ■ dont les masses sont collectivement mises à la terre,
 ■ à neutre distribué (de même section),
 ■ en situation de premier défaut d'isolement (phase à la terre).

Le courant de défaut I_d est la somme vectorielle :

■ du courant I_{d1} dû à l'impédance Z_c entre le neutre et la terre.
 Du fait du défaut à la terre d'une phase, la tension terre neutre est une tension phase neutre soit U_0 . Le courant $I_{d1} = U_0/Z_c$ soit $230/1500 = 153 \text{ mA}$.
 ■ et du courant de fuite I_{d2} revenant à la source au travers de la résistance de terre R_{nA} .

Le courant de fuite I_{d2} est la somme vectorielle :

■ des courants capacitifs de fuite des 2 phases saines. La tension des phases saines par rapport à la terre est une tension phase phase (du fait du défaut sur la 3^{ème} phase), de ce fait le courant de fuite de chacune des 2 phases saines est multiplié par $\sqrt{3}$ par rapport au courant de fuite en absence de défaut. Ces 2 courants sont de plus déphasés de 60°.

Dans le présent exemple, la somme vectorielle des courants de défaut est égale à $2 \times \sqrt{3}/2 \times \sqrt{3} \times 66 \text{ mA}$ soit 198 mA.

■ du courant capacitif de fuite du conducteur neutre. La tension du neutre par rapport à la terre est une tension phase neutre. Le courant de fuite est de ce fait U_0/Z_{fn} soit 66 mA dans notre exemple.

Par suite, le courant de défaut I_{d2} est la somme vectorielle de ces 2 courants. La composition vectorielle montre que le courant I_{d2} est égal à 198 mA + 66 mA soit 264 mA dans le présent exemple.

La tension de défaut U_f est toujours inférieure à la somme arithmétique :

■ de la tension aux bornes de la résistance de terre ($R_{nA} \times I_{d2}$),
 ■ et de la chute de tension dans le conducteur neutre (quelques mV $\times I_{d1}$ soit une tension totalement négligeable).

La tension de défaut U_f est de ce fait égale à $R_{nA} \times I_{d2}$ soit $5 \times 264 \times 10^{-3} = 1,32 \text{ V}$ tension sans danger pour les personnes.

En schéma IT, la valeur de la tension de défaut U_f au premier défaut est :

■ dépendante de l'étendue du réseau (capacité de fuite des câbles) mais reste pratiquement toujours très inférieure à 50 V,
 ■ quasi indépendante du type de schéma IT, schéma IT impédant, avec masses connectées à la terre individuellement ou par groupes, avec masses connectées à la terre ensemble.

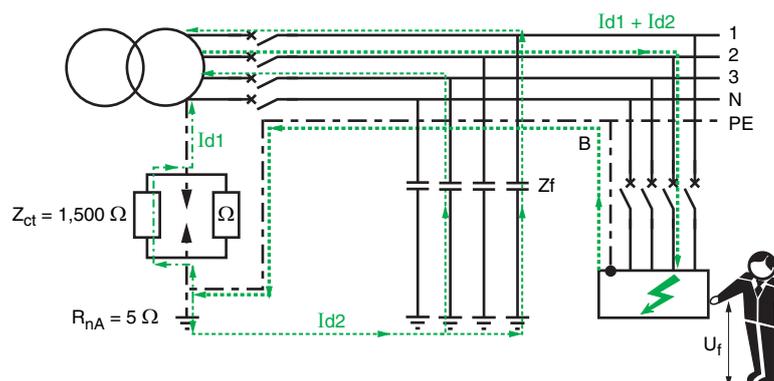


Fig. F17 : Chemin du courant de défaut $I_{d1}+I_{d2}$ en schéma IT impédant au premier défaut

La présence simultanée de deux défauts est dangereuse et la coupure automatique de l'alimentation doit être organisée en fonction de l'interconnexion des masses et de leur mise à la terre.

F12

Le deuxième défaut

A l'apparition d'un deuxième défaut à la terre, soit sur une autre phase ou soit sur le conducteur neutre, une coupure rapide de l'alimentation est obligatoire. Deux cas sont à considérer pour gérer la coupure de l'alimentation.

Premier cas

Ce cas concerne un schéma IT dans lequel les masses sont interconnectées par un conducteur de protection PE et collectivement mises à la terre, comme indiqué sur la Figure F18.

Dans ce cas, aucune résistance de terre ne se situe sur le chemin du courant de défaut. De ce fait, l'intensité du courant de deuxième défaut est obligatoirement très élevée donc les dispositifs de protection contre les surintensités, disjoncteur ou appareillage à fusible, peuvent être utilisés.

Dans un cas possible, les 2 défauts peuvent apparaître successivement à l'extrémité des 2 circuits de l'installation les plus éloignés entre eux et de la source.

Il est démontré que dans le cas le plus défavorable l'impédance de boucle de défaut est le double de l'impédance de boucle du circuit à protéger. De ce fait, il est nécessaire de doubler l'impédance de boucle du circuit pour calculer le niveau du courant de deuxième défaut présumé et le réglage de son dispositif de protection contre les surintensités.

De plus si le schéma IT est à neutre distribué, les courants de deuxième défaut les plus bas auront lieu quand un des défauts sera un défaut sur le conducteur neutre (en schéma IT les 4 conducteurs, phases et neutre, sont isolés de la terre). De ce fait, dans un schéma IT avec neutre distribué, la tension phase neutre U_0 doit être utilisée pour le calcul de la valeur de réglage de la protection contre les courts-circuits

$$I_a \text{ soit } 0,8 \frac{U_0}{2 Z_c} \geq I_a^{(1)} \text{ avec}$$

U_0 = tension phase neutre

Z_c = impédance de la boucle du circuit en défaut (voir le paragraphe 3.2)

I_a = courant assurant le fonctionnement du dispositif de protection contre les courts-circuit

Si le conducteur neutre n'est pas distribué alors la tension phase phase $U_0 \sqrt{3}$ doit être utilisée pour le calcul de la valeur de réglage de la protection contre les courts-circuits I_a soit $0,8 \frac{\sqrt{3} U_0}{2 Z_c} \geq I_a^{(1)}$.

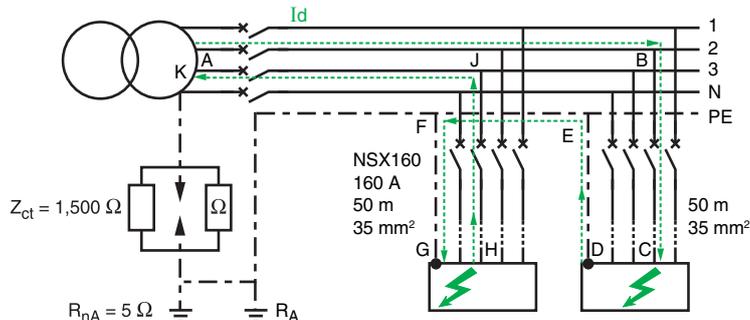


Fig. F18 : Coupure automatique par disjoncteur au deuxième défaut en schéma IT dans le cas où les masses sont interconnectées par un conducteur de protection PE et collectivement mises à la terre

■ Temps maximal de coupure

Rappel : dans ce 1er cas, les masses sont interconnectées par un conducteur de protection PE et collectivement mises à la terre.

Les conditions de déclenchement sont identiques à celles du schéma TN soit :

□ pour tous les circuits terminaux dont le courant nominal ne dépasse pas 32 A, le temps maximal de coupure ne devra pas dépasser la valeur indiquée dans le tableau de la Figure F8,

□ pour les circuits de distribution et les autres circuits, le temps maximal de coupure est fixé à 5 s. Cette valeur limite rend possible la sélectivité entre les dispositifs de protection.

■ Protection par disjoncteur

Dans le cas présenté en Figure 18, la protection des personnes peut être assurée par des disjoncteurs. Le réglage de la protection magnétique du disjoncteur est à effectuer en fonction de la valeur du courant deuxième défaut pour assurer son déclenchement. L'exigence du temps maximal de coupure (voir le tableau en Fig. 8) est naturellement satisfaite.

(1) fondé sur la méthode conventionnelle indiquée dans le 1er exemple du paragraphe 3.3

3 Protection contre les contacts indirects

La largeur de la plage de réglage des protections Instantané et court retard des déclencheurs Micrologic équipant les disjoncteurs Compact NSX160 permet d'assurer cette protection même dans le cas d'un départ de grande longueur.

Exemple de calcul de protection

Rappel : dans ce 1^{er} cas, les masses sont interconnectées par un conducteur de protection PE et collectivement mises à la terre.
Comme il a été précisé l'impédance de boucle du circuit pour calculer sa protection au deuxième défaut, en utilisant la «méthode conventionnelle» (voir paragraphe 6.2) est égale à 2 fois celle calculée en schéma TN (voir le paragraphe 3.3).

La résistance de boucle du circuit $FGHJ = 2R_{JH} = 2\rho \frac{L}{a}$ en $m\Omega$ avec :

ρ = résistivité d'un conducteur de 1 mètre de long et de section 1 mm^2 , en $m\Omega$
L = longueur des circuits en mètres
a = section du conducteur en mm^2

Soit la résistance de la boucle $FGHJ = 2 \times 22,5 \times 50/35 = 64,3 m\Omega$.

D'où la résistance de la boucle $BCDEFGHJ$ est égale à $2 \times 64,3 = 129 m\Omega$.

Le courant de défaut est par suite égal à $0,8 \times \sqrt{3} \times 230 \times 10^3/129 = 2 470 A$.

■ Protection par fusible

Le courant I_a qui assure la fusion du fusible dans le temps maximal spécifié se détermine à partir de la caractéristique temps/courant (cf. Fig. 15). Le courant la doit être nettement inférieur au courant de deuxième défaut du circuit protégé (voir paragraphe 3.3 «protection par fusible»).

■ Protection par DDR ou par disjoncteurs différentiels

Lorsque les courants de deuxième défaut sont de très faible valeur, en particulier sur les circuits de distribution de très grande longueur et/ou sur les circuits terminaux, la protection des personnes contre les contacts indirects est réalisée au niveau de chaque circuit par des DDR ou par des disjoncteurs différentiels comme pour le deuxième cas développé ci-après.

Deuxième cas

Ce cas concerne un schéma IT dans lequel :

- les masses sont soit individuellement mises à la terre (chaque appareil a sa propre prise de terre), soit par groupes (pour chaque groupe, les masses des appareils sont interconnectées à la prise de terre propre au groupe) ;
- le deuxième défaut apparaît sur un circuit appartenant à un groupe différent de celui du circuit en premier défaut, ou sur un appareil individuellement mis à la terre. Dans le deuxième cas, les résistances de terre des 2 circuits en défaut se situent sur le chemin du courant de défaut et de ce fait, limitent fortement l'intensité du courant de deuxième défaut. Les dispositifs de protection contre les surintensités, disjoncteurs ou appareillages à fusibles, ne peuvent plus être utilisés pour la protection des personnes.

Protection par DDR ou par disjoncteur différentiel

La protection des personnes contre les contacts indirects est réalisée par des DDR sur le circuit alimentant

- un groupe d'appareil (mise à la terre par groupe),
- ou un appareil (mise à la terre individuelle) (cf. Fig. F20).

Le réglage des DDR est similaire à la protection des personnes en schéma TT, en particulier le temps maximal de coupure.

Néanmoins, il est nécessaire lors de la conception du projet de tenir compte des courants de fuite au premier défaut sur les circuits ou le groupe de circuits protégé par un DDR (voir le tableau de la Figure F19).

Note : Si le deuxième défaut apparaît sur un circuit appartenant au même groupe que celui du circuit en premier défaut, les dispositifs de protection contre les surintensités assureront aussi comme dans le 1^{er} cas la protection des personnes contre les contacts indirects.

Capacité de fuite du réseau (μF)	Courant de 1 ^{er} défaut (A)
1	0,07
5	0,36
30	2,17

Nota : 1 μF est la capacité de fuite typique de 1 km de câble tétrapolaire.

Fig. F19 : Courant de fuite en fonction de la capacité du réseau.

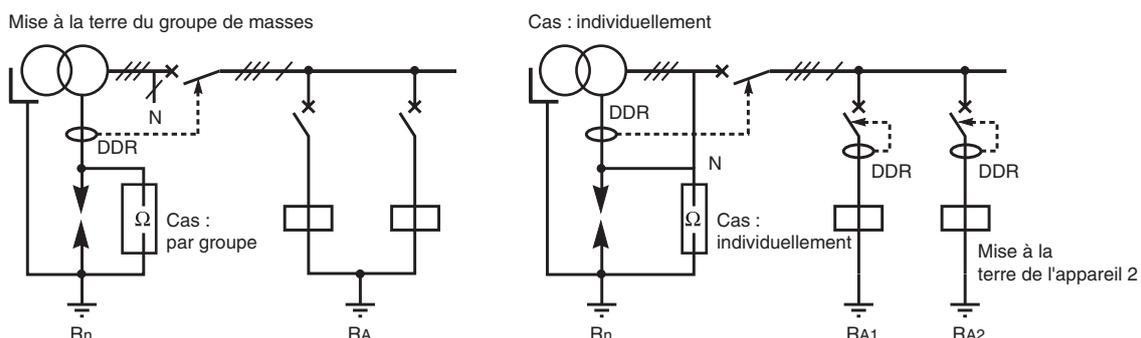


Fig. F20 : Mise en œuvre de DDR en fonction de la mise à la terre des masses en IT : par groupe ou individuellement

La très basse tension s'utilise lorsque le risque est très élevé : piscines, des lampes baladeuses et autres appareils électriques portatifs pour usage extérieur, etc.

F14

3.5 Mesures de protection contre les contacts directs ou indirects sans coupure automatique de l'alimentation

La protection par l'utilisation de la très basse tension TBTS ou la limitation de l'énergie de décharge sont des mesures de protection contre les contacts directs et indirects tout à la fois.

Emploi de la très basse tension TBTS

Cette mesure consiste à alimenter des circuits en très basse tension fournie par un transformateur de sécurité, conforme à la NF C 52-742 ou présentant une sécurité équivalente (écran métallique, entre primaire et secondaire, relié à la terre) de tension secondaire < 50 V (par exemple transformateur de sécurité : norme NF C 52-742, symbole )

La TBTS s'utilise lorsque le risque est très élevé (piscines, parcs de loisirs, etc.). Cette mesure consiste à alimenter les circuits par le secondaire à très basse tension d'un transformateur d'isolement spécial de sécurité fabriqué selon la norme CEI 60558-2-6 ou les normes nationales appropriées. Ce type de transformateur a un niveau de tenue aux chocs électriques de l'isolation primaire/secondaire très élevé, et/ou comporte un écran métallique mis à la terre implanté entre ses enroulements primaire et secondaire. La tension au secondaire ne dépasse pas 50 V efficace.

Trois autres conditions essentielles doivent être respectées pour considérer cette mesure comme satisfaisant à la protection contre les contacts indirects :

- aucune partie active du réseau TBTS ne doit être reliée à la terre,
- les masses des matériels électriques alimentés en TBTS ne doivent être reliées ni à la terre, ni à des masses d'autres circuits, ni à des éléments conducteurs,
- les parties actives de circuits TBTS et d'autres circuits alimentés en tension plus élevée doivent présenter entre eux une séparation au moins équivalente à celle existant entre enroulements primaire et secondaire d'un transformateur de sécurité (double isolation).

Il résulte des mesures précédentes que :

- les circuits TBTS doivent emprunter des canalisations distinctes, à moins d'utiliser des câbles multipolaires (ou conducteurs isolés sous conduits isolants) prévus pour une tension au moins égale à la plus élevée des autres circuits,
- les socles de prises de courant ne doivent pas comporter de contact de terre. Ces socles et les fiches correspondantes doivent être d'un type spécial pour éviter toute connexion avec celles de circuit de tension plus élevée.

Note : dans les conditions normales, si la tension nominale du circuit TBTS est inférieure à 25 V, des dispositifs de protection contre les contacts directs ne sont pas nécessaires (des recommandations particulières sont indiquées dans le Chapitre P paragraphe 3).

Emploi de la très basse tension TBTP

La très basse tension de protection -TBTP- est utilisée pour un usage général quand une très basse tension est requise, ou préférée pour des raisons de sécurité dans des emplacements autres que ceux à haut risque mentionnés ci-dessus. La conception est similaire à celle des circuits TBTS, mais le circuit secondaire a un point relié à la terre.

La protection des personnes contre les contacts directs est généralement nécessaire, sauf si :

- l'équipement est dans une zone équipotentielle,
- la tension nominale n'excède pas 25 V efficace,
- l'équipement est seulement utilisé dans un local sec,
- aucun contact sur une grande surface avec le corps humain ne peut se produire.

Dans tous les autres cas, 12 V efficace est la tension maximale permise pour ne pas mettre en place une protection des personnes contre les contacts directs.

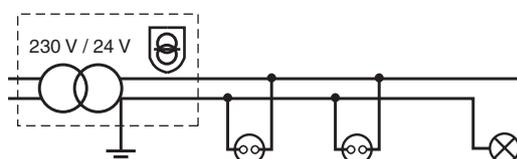


Fig. F21 : Alimentation par transformateur de sécurité 230 V/24 V

3 Protection contre les contacts indirects

La séparation électrique des circuits convient à des circuits de longueur limitée et d'un bon niveau d'isolement. De préférence, son emploi se limite à l'alimentation d'un seul appareil.

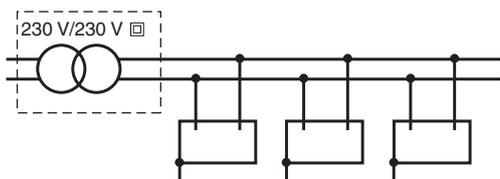


Fig. F22 : Alimentation de sécurité par transformateur de séparation en classe II

Symbole du transformateur de séparation selon NF C 52-742 :

Symbole caractéristique d'un matériel de classe II :

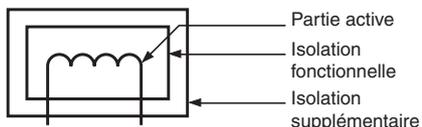


Fig. F23 : Principe du matériel de classe II

Séparation électrique des circuits (cf. Fig. F22)

La séparation électrique des circuits convient à des circuits de longueur limitée et d'un bon niveau d'isolement.

Cette mesure consiste à alimenter un circuit au moyen d'un transformateur de séparation (par exemple 230/230 V) ou d'un transformateur présentant entre enroulements primaire et secondaire une séparation de sécurité équivalente (présence d'un écran en particulier). Le transformateur doit être de classe II. L'objectif est de n'offrir, en cas de défaut d'isolement, aucun chemin de retour possible au courant.

Pour cela, les 3 conditions suivantes sont nécessaires :

- le circuit séparé ne doit avoir aucun point relié à la terre (conducteurs actifs et masses isolées de la terre),
- le circuit séparé est de faible étendue afin d'éviter le retour du courant par les capacités réparties des câbles,
- bon isolement des circuits et des récepteurs, pouvant se vérifier par un simple examen visuel.

Ces conditions font que cette mesure est en général limitée à un seul récepteur. Dans le cas où plusieurs récepteurs sont alimentés par une seule source de séparation, il faut respecter en plus les prescriptions suivantes :

- les masses de ces récepteurs doivent être reliées entre elles par un conducteur de protection non relié à la terre,
- les socles de prises de courant doivent être munis d'un contact de terre (servant à l'interconnexion des masses).

En cas de 2 défauts d'isolement simultanés, un dispositif de protection doit assurer la coupure dans les mêmes conditions que celles définies pour un régime IT.

Emploi de matériel de classe II

Ces matériels sont aussi connus sous l'appellation "double isolation" ou "double isolement" (cf. Fig. F23). Leur particularité est que leur masse ne doit pas être connectée à un conducteur de protection (PE).

■ La plupart des récepteurs portatifs ou semi-fixes, certains luminaires, des transformateurs, sont conçus avec une double isolation. Il est important de prendre un soin tout particulier à l'exploitation et à la vérification fréquente de ces matériels si on veut conserver leur classe II (cf. NF C 15-100 § 412). Les appareils électroniques de radio et de télévision présentent un niveau de sécurité équivalent mais ils ne sont pas formellement de classe II.

■ La NF C 15-100 reconnaît certains câbles comme présentant le niveau de sécurité de classe II.

■ Isolation supplémentaire dans une installation électrique.

La norme CEI 60364-4-41 § 413-2 et certaines normes nationales comme la NF C 15-100 (France) décrivent en détail la manière et les mesures à prendre pour réaliser une isolation supplémentaires lors des travaux d'installation.

■ Isolation totale.

La norme CEI 60439, concernant les "ensembles d'appareillage Basse Tension" définit les conditions de réalisation d'équipements présentant une sécurité équivalente à la classe II (ils sont appelés "matériels à isolation totale"). Si le coffret est commercialisé nu, il peut, au plus, être conçu pour permettre à l'installateur de réaliser sous sa responsabilité un ensemble équivalent à la classe II, en respectant les conditions de mise en œuvre de la mesure suivante dite "isolation supplémentaire à l'installation".

Isolation supplémentaire à l'installation

Cette mesure consiste à réaliser lors de l'installation une isolation des parties actives procurant une sécurité équivalente à celle des matériels de classe II.

Parmi toutes les conditions à respecter et définies dans la NF C15-100 § 558-3-1-2-2, on peut citer celles-ci :

- le matériel, une fois installé et raccordé, doit pouvoir supporter une tension de 4 000 V entre parties actives et parties métalliques extérieures (pendant une minute),
- l'enveloppe ne doit pas comporter de vis en matière isolante qui pourrait être remplacée par une vis métallique,
- aucune partie conductrice intermédiaire ou extérieure ne doit être reliée à un conducteur de protection,
- le symbole ou doit être apposé à l'intérieur comme à l'extérieur de l'équipement.

Par principe, l'éloignement, ou l'interposition d'obstacles, nécessite un sol isolant et n'est donc guère employé.

Eloignement ou interposition d'obstacles

Le principe de ces mesures, est de rendre extrêmement faible la probabilité de toucher simultanément une masse présentant un défaut d'isolement et un élément conducteur relié à la terre (cf. Fig. F24).

En pratique, cette mesure est limitée à un local ou un emplacement sec. Elle est mise en œuvre en respectant les conditions suivantes :

- le sol et les parois du local doivent être isolants, c'est-à-dire de résistance :
 - > 50 kΩ en BTA (tension ≤ 500 V),
 - > 100 kΩ en BTB (500 V < tension ≤ 1 000 V) ;
- la disposition doit être telle qu'une personne ne puisse pas toucher simultanément 2 masses, ou une masse et n'importe quel élément conducteur,
- aucun conducteur de protection ne doit être prévu, aucun élément conducteur relié à la terre ne doit être introduit dans le local,
- l'accès au local doit être conçu de façon à éviter que les personnes ne puissent être soumises à une différence de potentiel dangereuse.

F16

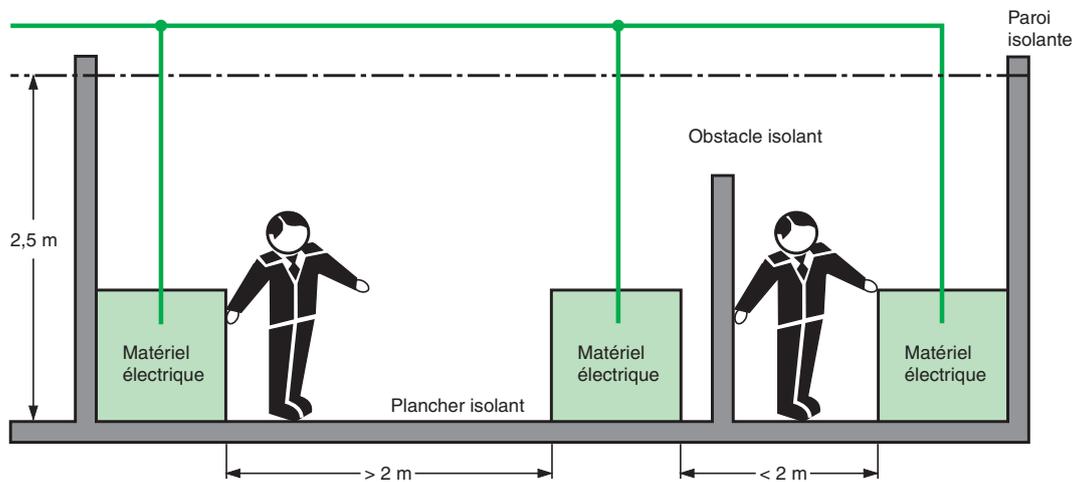


Fig. F24 : Protection par éloignement ou interposition d'obstacle

La liaison équipotentielle locale est limitée à des cas particuliers difficiles à traiter et est réservée à des environnements restreints.

Liaisons équipotentielles locales non reliées à la terre

Par cette mesure, on réalise l'équipotentialité entre les masses et tous les éléments conducteurs simultanément accessibles. On empêche ainsi l'apparition d'une tension de contact dangereuse. En pratique, cette mesure est limitée à un emplacement peu étendu (exemple "un poste de travail") où d'autres mesures sont difficilement applicables. Des dispositions doivent être prises pour assurer l'accès à l'emplacement sans soumettre les personnes à une différence de potentiel dangereuse.

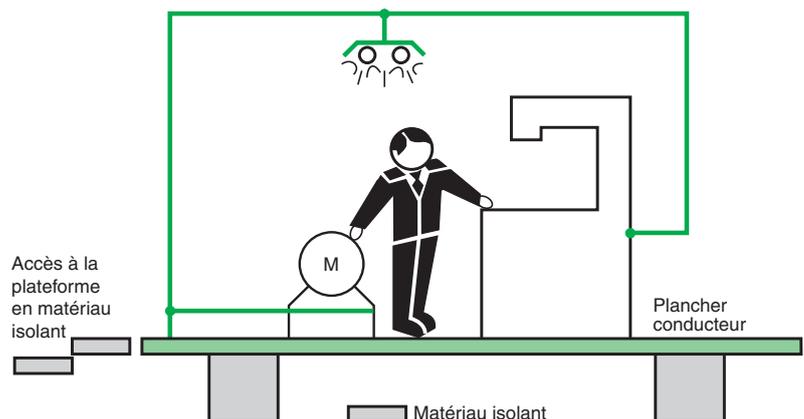


Fig. F25 : Liaison équipotentielle de toutes les masses et éléments conducteurs simultanément accessibles

4 Protection incendie dans le cas d'un défaut d'isolement

Des études ont montré que le coût des dégâts causés par des défauts d'isolement étaient particulièrement élevés (principalement liés aux incendies générés). De ce fait pour les locaux présentant un risque d'incendie élevé, des DDR de sensibilité 300 mA doivent être utilisés. Pour les autres locaux ou emplacements, certaines normes, comme le NEC (National Electrical Code - USA), recommandent ou imposent l'utilisation de dispositifs appelés Ground Fault Protection (GFP) dénommés aussi «protection Terre».

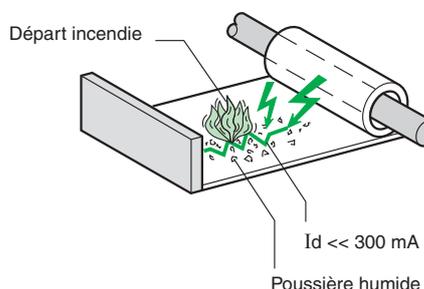
Les DDR sont des dispositifs très efficaces pour assurer la protection contre les risques d'incendie car ils peuvent détecter et éliminer des faibles courants de défaut (par exemple 300 mA) qui ne sont pas détectables par les autres dispositifs de protection, mais suffisamment importants pour amorcer un incendie.

4.1 Mesures de protection des biens contre le risque d'incendie

Les DDR sont des dispositifs efficaces pour assurer ce type de protection, car seul le niveau de courant permet de gérer le risque. Pour les schémas TT, IT, TN-S, le risque d'incendie d'origine électrique est pallié par l'utilisation de DDR de 300 mA.

Une étude sur des incendies en milieu industriel et tertiaire a révélé que leur coût est très élevé. L'analyse des phénomènes montre que le risque d'incendie d'origine électrique fait apparaître deux causes principales.

- Les échauffements non maîtrisés créés par des protections de canalisations mal réglées ou des impédances de boucle de défaut mal évaluées (principalement dues à la vétusté, au manque de maintenance de l'installation). Les protections thermiques n'ayant pas joué leur rôle, des échauffements excessifs dus aux surintensités ou aux courts-circuits se sont produits dans l'installation, entraînant un incendie.
- Des créations et des cheminements d'arcs électriques en présence d'humidité. Ces arcs se développent avec des boucles de défaut impédantes ($Z > 0,6 \Omega$) et n'apparaissant que lors de défaut d'isolement ou lors de circulation de courants vagabonds. Un courant de 300 mA présente un réel risque d'incendie (cf. Fig. F26).



Des essais ont montré qu'un courant de défaut d'isolement de très faible valeur (quelques mA) peut se développer et, à partir d'un courant de 300 mA, générer, dans un environnement de poussières humides, un départ d'incendie.

Fig. F26 : Origine des incendies dans les bâtiments

Prévention dans les locaux à risque d'incendie et d'explosion

La norme CEI 60364-4-42 § 422.3.10 impose l'installation d'un DDR moyenne sensibilité (DDR-MS $I_{\Delta n} \leq 500$ mA) sur les circuits présentant un risque d'incendie. Cette protection peut être obligatoire dans certains pays.

Note : une sensibilité de 300 mA est préférable (voir ci-avant paragraphe 4.1)

La norme d'installation NF C 15-100 § 42 définit les différentes catégories de bâtiments présentant des risques :

- d'incendie (BE2 ; § 422) pour laquelle elle précise les exigences particulières à mettre en œuvre, soit pour cette catégorie de bâtiment, soit :
 - aux § 422.1.7 et 424.10, l'utilisation de DDR à seuil réglé à 300 mA,
 - aux § 422.1.9 et 424.11, l'interdiction de la mise en œuvre du schéma TN-C.
- d'explosion (BE3 ; § 424).

Ces textes sont harmonisés avec les textes européens (CENELEC). D'une manière générale, elle recommande l'utilisation des DDR pour tous les types d'installation BT comme dispositifs préventifs du risque d'incendie. Cette protection peut être installée en tête de l'installation du local à risque.

4 Protection incendie dans le cas d'un défaut d'isolement

4.2 Protection Terre ou Ground Fault Protection (GFP)

Ces dispositifs ne sont opérationnels qu'en schéma TN-S
(cf. Fig. F27)

Les différents types de dispositifs de protection Terre :

■ **Residual Sensing (RS)**

Le courant de défaut d'isolement est mesuré en faisant la somme arithmétique des courants au secondaire de transformateurs de courants placés sur chacune des phases et sur le neutre. Ce type de protection peut être intégré dans les déclencheurs des disjoncteurs (par exemple déclencheur Micrologic 6 E équipant les disjoncteurs Compact NSX).

■ **Source Ground Return (SGR)**

Le courant de défaut d'isolement est mesuré par un transformateur de courant sur la mise à la terre de l'installation (liaison neutre terre).

■ **Zero Sequence (ZS)**

Le courant de défaut d'isolement est mesuré par un transformateur de courant entourant les phases et le neutre du circuit contrôlé. Ce type de GFP n'est utilisé que pour de faibles valeurs de courants de défaut. Un DDR de très basse sensibilité, par exemple Vigirex de sensibilité 30 A, peut être utilisé pour cette fonction.

F18

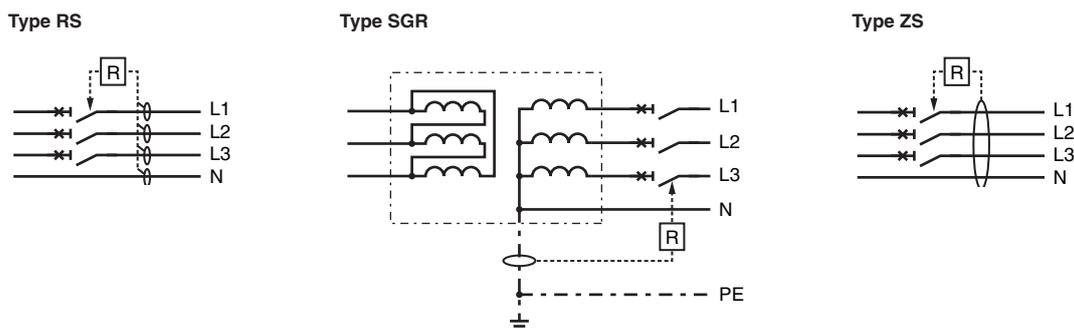


Fig. F27 : Les différents types de dispositif de protection Terre (GFP)

Utilisation des dispositifs GFP suivant leur position dans l'installation

Type/position dans l'installation	TGBT	Distribution de puissance	Commentaires
Source Ground Return	<input type="checkbox"/>		Utilisé
Residual Sensing (RS)	<input type="checkbox"/>	■	Souvent utilisé
Zero Sequence	<input type="checkbox"/>	■	Rarement utilisé

Possible

■ Recommandé ou imposé

5.1 Protection contre les contacts indirects

Cas général

La protection contre les contacts indirects est assurée par des DDR dont la

sensibilité $I\Delta n$ respecte la condition : $I\Delta n \leq \frac{50 \text{ V}}{R_A}$

Le choix de la sensibilité du dispositif différentiel, fonction de la résistance de la prise de terre, est donné par le tableau F28.

Type DDR	$I\Delta n$	Résistance maximale de la prise de terre (Ω)
Basse sensibilité (BS)	30 A	1,6
	3 A	16
Moyenne sensibilité (MS)	1 A	50
	500 mA	100
	300 mA	167
Haute sensibilité (HS)	100 mA	500
	30 mA	≥ 1667

Fig. F28 : Limite supérieure de la résistance de la prise de terre des masses à ne pas dépasser en fonction de la sensibilité des DDR et de la tension limite $U_L = 50 \text{ V CA}$ (d'après tableau 53B de la norme NF C 15-100-5-53)

F19

Cas des circuits de distribution (cf. Fig. F29)

La NF C 15-100 autorise un temps maximal de déclenchement de 5 s.

La norme CEI 60364-4-41 § 411.3.2.4 et certaines normes nationales autorisent un temps maximal de coupure de 1s pour les circuits de distribution. Cela permet de mettre en œuvre la sélectivité des protections par DDR :

- au niveau A : DDR retardé par exemple de type S,
- au niveau B : DDR instantané.

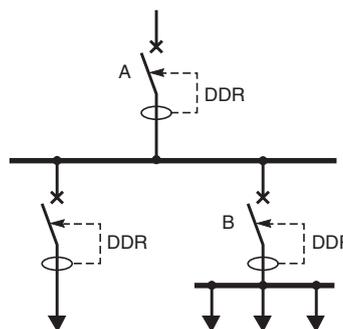


Fig. F29 : Circuits de distribution

Cas où une masse ou un groupe de masses est relié à une prise de terre séparée (cf. Fig. F30)

Protection contre les contacts indirects par DDR en tête de chaque groupe de masses relié à une prise de terre distincte. La sensibilité doit être adaptée à la résistance R_{A2} de la prise de terre.

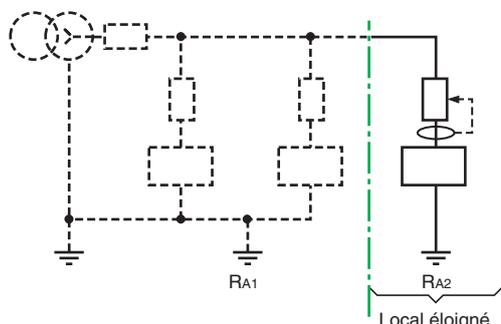


Fig. F30 : Prise de terre séparée

5.2 Coordination des protections différentielles

Elle est assurée, soit par la sélectivité, soit par la sélection des circuits, ou par l'une et l'autre.

La sélection consiste à subdiviser les circuits et à les protéger individuellement ou par groupes.

La sélectivité évite le déclenchement du dispositif amont lorsque le défaut est éliminé par le dispositif aval sollicité.

- La sélectivité peut être à trois niveaux, ou même quatre, lorsque l'installation comporte un tableau général Basse Tension, des tableaux secondaires et des tableaux terminaux.
- C'est en général, au niveau du tableau terminal, que sont placés les dispositifs de coupure automatique pour assurer la protection contre les contacts indirects et la protection complémentaire contre les contacts directs.

Sélectivité des DDR entre-eux

Les règles de sélectivité pour réaliser une sélectivité totale entre 2 DDR imposent les 2 conditions suivantes :

- condition de déclenchement : la sensibilité du DDR situé en amont doit être au moins 2 fois celle du DDR situé en aval. D'un point de vue pratique, cette condition s'obtient par l'étagement des valeurs normalisées (normes produits CEI 60755, CEI 60009, CEI 60747-2 annexe B et annexe M) : 30 mA, 100 mA, 1A, ..., 30A,
- condition de temporisation : la temporisation de déclenchement du DDR situé en amont doit être supérieure au temps total de coupure du DDR aval.

D'un point de vue pratique, cette condition est obtenue lorsque le DDR et l'organe de coupure associé vérifient les courbes de non déclenchement et de déclenchement de la Figure F31.

Note : il est impératif de vérifier que le temps de coupure du DDR situé en amont est inférieur au temps maximal de coupure spécifié.

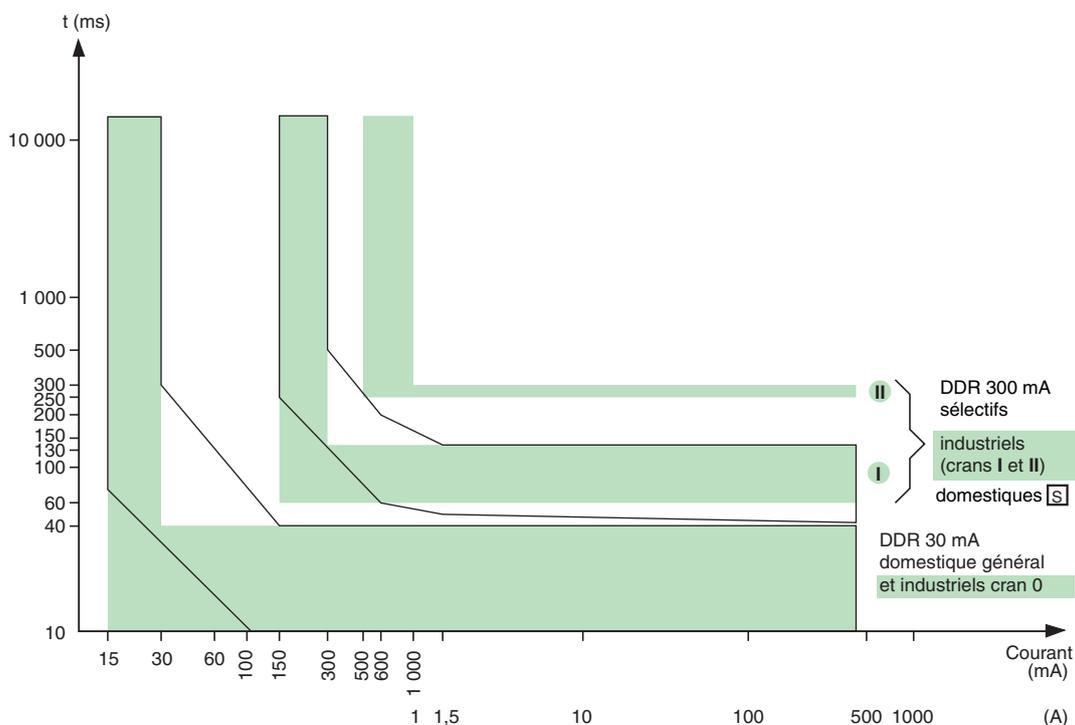


Fig. F31 : DDR sélectifs entre-eux

Sélectivité totale à 2 niveaux (cf. Fig. F32)

Protection

- En **A** : DDR-MS retardé (cran I) ou de type S pour la protection contre les contacts indirects.
- En **B** : DDR-HS sur les circuits pour socles de prises de courants ou les circuits pour les récepteurs à risque.

Solutions Schneider Electric

- En **A** : disjoncteur différentiel adaptable Vigicompact ou Multi 9, cran I ou type S.
- En **B** : disjoncteur différentiel intégré Multi 9 ou adaptable (ex : Vigi C60 ou Vigi C120) ou Vigicompact.

Nota : le réglage du DDR amont doit intégrer les règles de sélectivité et tenir compte de tous les courants de fuite en aval.

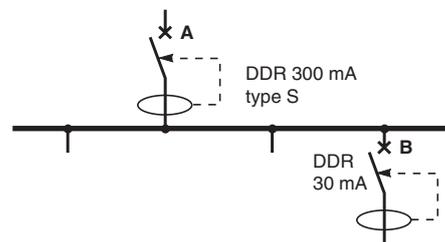


Fig. F32 : Sélectivité totale à 2 niveaux

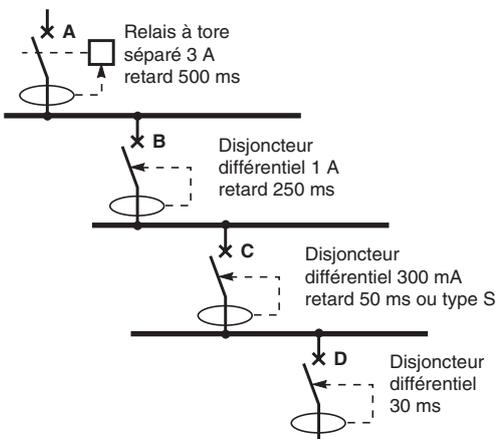


Fig. F33 : Sélectivité totale à 4 niveaux

Sélectivité totale à 3 ou 4 niveaux (cf. Fig. F33)

Protection

- En **A** : DDR-MS retardé (cran III).
- En **B** : DDR-MS retardé (cran II).
- En **C** : DDR-MS retardé (cran I) ou de type S.
- En **D** : DDR-HS instantané.

Solutions Schneider Electric

- En **A** : DDR à tore séparé (Vigirex RH328AP).
- En **B** : Vigicompact ou Vigirex.
- En **C** : Vigirex, Vigicompact ou Vigi C60.
- En **D** :
 - Vigicompact ou,
 - Vigirex ou,
 - Multi : Vigi C60.

Nota : le réglage de chaque DDR amont doit intégrer les règles de sélectivité et tenir compte de tous les courants de fuite en aval.

Sélectivité différentielle verticale (cf. Fig. F34)

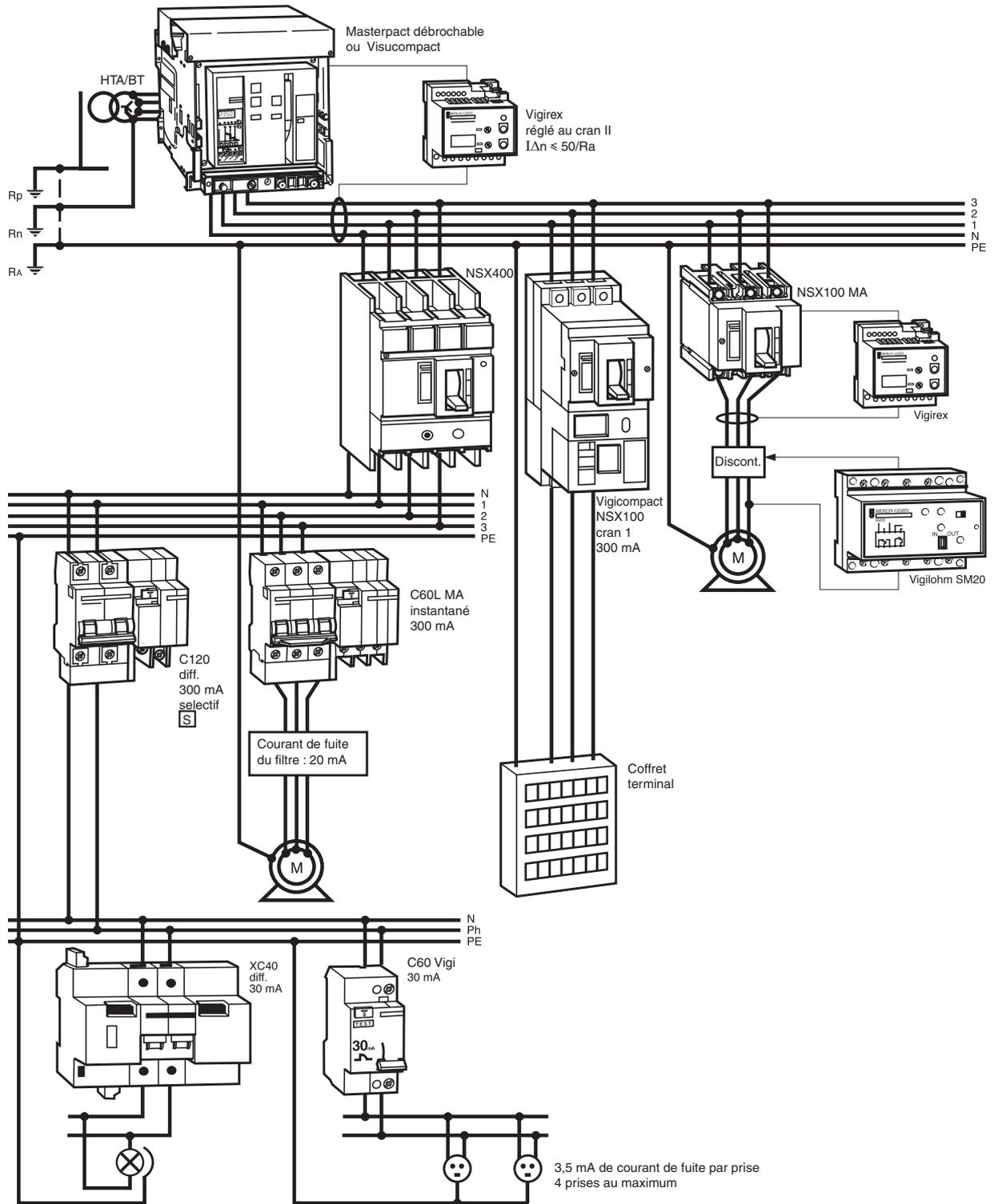


Fig. F34 : Exemple classique de réalisation d'une installation à 3 niveaux de sélectivité illustrant la protection des circuits de distribution, des circuits terminaux en schéma TT. Le moteur est pourvu de ses protections spécifiques.

F22

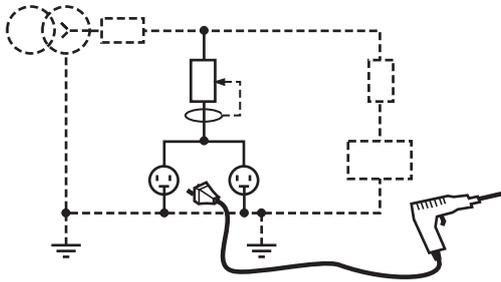


Fig. F35 : Circuit de prise de courant

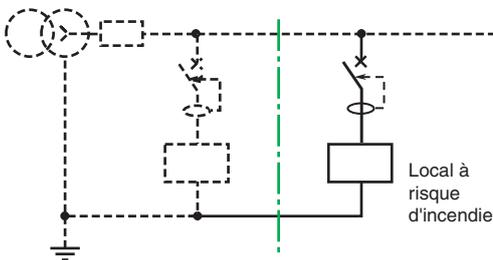


Fig. F36 : Local à risque d'incendie

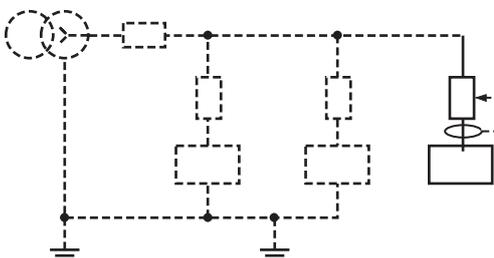


Fig. F37 : Masse non reliée à la terre

5.3 Dispositif différentiel haute sensibilité (DDR- HS) (cf. Fig. F35)

La norme CEI 60364-4-41 § 415.1.1 reconnaît comme une mesure efficace la protection complémentaire des personnes contre les contacts directs par des DDR haute sensibilité (DDR-HS $I_{\Delta n} \leq 30$ mA).

La norme CEI 60364-4-41 § 411.3.3 impose cette protection complémentaire (quelque soit le schéma des liaisons à la terre) sur les circuits alimentant :

- des socles de prise de courant de courant assigné ≤ 20 A pour tous les types d'emplacements.
- les appareils portatifs de courant assigné ≤ 32 A destinés à être utilisés à l'extérieur.

Note : dans certains pays comme la France (norme NF C 15-100 § 411.3.3), pour des circuits alimentant des socles de prise de courant de courant assigné jusqu'à 32 A, et à des valeurs plus importantes, si les emplacements sont humides et/ou les installations temporaires (telles que les installations de chantier par exemple).

D'autres situations où des DDR-HS sont imposés ou recommandés (en particulier sur les circuits alimentant des socles de prise de courant), sont décrites dans la série 7 de la norme CEI 60364 : par exemple 701 (salle de bain), 702 (piscine), 704 (installation de chantier), 705 (établissement agricole), 708 (parcs de caravanes), 709 (marinas) etc. Voir le chapitre P paragraphe 3.

F23

5.4 Prévention dans les locaux à risque d'incendie et d'explosion (cf. Fig. F36)

Le schéma TT en limitant naturellement l'intensité des courants de défaut est bien adapté pour l'alimentation des locaux à risque d'incendie et d'explosion. La gestion de ces risques est traitée au paragraphe 4.

Rappel :

La norme CEI 60364-4-42 § 422.3.10 impose l'installation d'un DDR moyenne sensibilité (DDR-MS $I_{\Delta n} \leq 500$ mA) sur les circuits présentant un risque d'incendie.

La norme d'installation NF C 15-100 § 42 impose l'installation d'un DDR moyenne sensibilité (DDR-MS $I_{\Delta n} \leq 300$ mA) sur les circuits présentant un risque d'incendie. Cette valeur est retenue par les textes européens (CENELEC).

5.5 Protection lorsqu'une masse n'est pas reliée à la terre (cf. Fig. F37)

La non mise à la terre d'une masse est tolérée seulement dans une installation existante pour des locaux ou emplacements secs lorsque la réalisation d'une prise de terre n'est pas possible.

La protection doit être alors assurée par un DDR "haute sensibilité" (≤ 30 mA) sur le départ correspondant. Ce cas est analogue à celui où la résistance de terre est > 1667 Ohm (cf. tableau de la Figure F28).

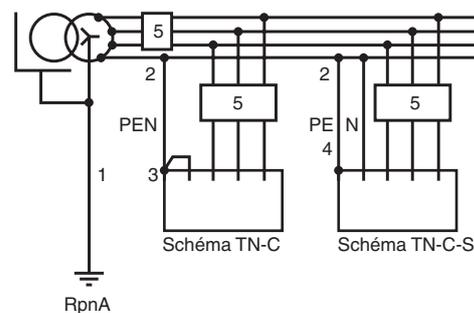
6.1 Conditions préalables

Cette mise en œuvre se fait à la conception par le calcul des longueurs maximales de câble à ne pas dépasser en aval d'un disjoncteur ou d'un fusible, et à l'installation par le respect de certaines règles de l'art.

Certaines conditions devant être observées sont énumérées ci-dessous et représentées sur la **Figure F38** :

- répartir uniformément des prises de terre sur le parcours du conducteur PE,
- faire cheminer le conducteur de protection PE (ou PEN) à côté des phases sans interposer d'élément ferromagnétique,
- raccorder le conducteur PEN sur la borne "masse" du récepteur,
- lorsque la section est $\leq 6 \text{ mm}^2$ cuivre ou 10 mm^2 aluminium ou en présence de canalisations mobiles, séparer le neutre et le conducteur de protection (schéma TN-S),
- déclenchement au premier défaut d'isolement par dispositif de protection classique, à titre d'exemple par disjoncteur Compact NSX.

La figure ci-dessous résume les conditions à respecter pour la mise en œuvre de la protection contre les contacts indirects en schéma TN.



Nota :

- (1) En schéma TN, les masses du poste, le neutre BT et les masses d'utilisation doivent être reliées à une même prise de terre.
- (1) (2) Pour un poste à comptage BT, il faut un appareil à coupure visible en tête de l'installation.
- (3) Le conducteur PEN ne doit être ni coupé, ni comporter d'appareillage. Les appareils de protection seront donc :
- tripolaires lorsque le circuit comporte un conducteur PEN,
 - tétrapolaire (3P+N) lorsque le circuit comporte un conducteur neutre et un conducteur PE.

Fig. F38 : Mise en œuvre du schéma TN

Trois méthodes de calcul sont habituellement utilisées :

- la méthode des impédances, fondée sur le calcul exact de l'impédance totale comme étant la somme des impédances complexes de chacun des circuits,
- la méthode de composition,
- la méthode conventionnelle, à partir d'une valeur de chute de tension présumée et l'utilisation de tables.

6.2 Protection contre les contacts indirects

Méthodes de détermination de la protection

Dans un schéma TN, un courant de défaut à la terre est équivalent à un courant de court-circuit qui aura, en principe, toujours une valeur suffisante pour faire déclencher les dispositifs de protection contre les surintensités.

Les impédances de la source et de la distribution amont sont nettement plus faibles que celles des circuits de la distribution BT, de ce fait la limitation de l'intensité du courant de défaut ne sera due qu'à l'impédance des circuits de la distribution BT (en particulier pour les circuits terminaux, les longs câbles souples d'alimentation des appareils augmentent de façon sensible l'impédance de la boucle de défaut).

Les plus récentes recommandations de la CEI pour la protection des personnes contre les contacts indirects ne spécifient uniquement que le temps maximal de coupure imposé en fonction de la tension nominale du réseau BT (cf. Figure F13 paragraphe 3.3).

Le raisonnement soutenant ces recommandations est que pour les schémas TN, l'intensité du courant de défaut qui doit circuler pour élever le potentiel des masses à des tensions de 50 V et plus, est si importante que :

- soit le chemin de défaut se vaporise quasi instantanément et élimine de ce fait le défaut,

■ soit le conducteur fond en se soudant aux masses en contact, crée un chemin de défaut solide permettant la circulation d'un courant de court-circuit qui fait déclencher les dispositifs de protection contre les surintensités.

Pour assurer un fonctionnement correct des dispositifs de protection contre les surintensités dans ce dernier cas, une évaluation relativement précise du niveau d'intensité du courant de défaut à la terre, courant équivalent à un court-circuit phase terre, pour chaque circuit doit être réalisée à la conception du projet.

Une analyse rigoureuse requiert l'utilisation de la méthode des composantes symétriques appliquées à chacun des circuits. Le principe est parfaitement exact mais le nombre considérable de calculs à effectuer n'est pas jugé efficient du fait que la valeur des composantes symétriques (directe, inverse, homopolaire) des impédances est extrêmement difficile à déterminer avec un degré raisonnable de précision dans une installation BT moyenne.

D'autres méthodes permettant un calcul avec une bonne précision, sont préférées. Les 3 méthodes pratiques suivantes sont utilisées :

■ **la méthode des impédances**, fondée sur la sommation des impédances complexes (c'est à dire faire séparément la sommation de toutes les résistances et de toutes les réactances puis calculer l'impédance correspondante) de la boucle de défaut depuis (et y compris) la source jusqu'au point de l'installation considéré pour chaque départ.

■ **la méthode de composition**, qui permet une estimation du courant de court circuit maximal à l'extrémité d'une canalisation en connaissant :

- le courant de court-circuit à l'origine de la canalisation,
- l'impédance de la canalisation.

■ **la méthode conventionnelle**, qui permet une estimation du courant de court circuit minimal directement à partir de tableaux indiquant immédiatement le résultat.

Ces méthodes sont fiables uniquement si tous les conducteurs (en particulier dans le cas de câbles) participant à la boucle de défaut cheminent à côté les uns des autres et ne sont pas séparés par des matériaux ferromagnétiques.

Méthode des impédances

Elle consiste à déterminer toutes les valeurs des résistances et des réactances de la boucle de défaut et à calculer le courant de court-circuit en utilisant la formule :

$$I = \frac{U_0}{\sqrt{(\sum R)^2 + (\sum X)^2}}$$

$(\sum R)^2$ = carré de la somme de toutes les résistances du circuit.

$(\sum X)^2$ = carré de la somme de toutes les réactances du circuit.

L'application n'en est pas toujours facile car elle suppose connues toutes les caractéristiques des différents éléments de la boucle de défaut. Mais le guide C15-105 donne les éléments nécessaires.

Méthode de composition

Elle permet de déterminer le courant de court-circuit à l'extrémité d'un circuit en connaissant celui à l'origine de ce même circuit par application de la formule approchée :

$$I = I_{cc} \frac{U_0}{U + Z_s \cdot I_{cc}}$$

avec

I_{cc} = courant de court-circuit en amont de la canalisation

I = courant de court circuit à l'extrémité de la canalisation

U_0 = tension nominale phase neutre du réseau

Z_s = impédance de la canalisation

Nota : à la différence de la méthode des impédances, cette méthode consiste à ajouter arithmétiquement⁽¹⁾ les impédances.

Méthode conventionnelle

Elle sera la plupart du temps suffisante et conduit à limiter la longueur des différents circuits électriques (voir chapitre G paragraphe 5.1 « Détermination pratique de la longueur L_{max} »).

Principe

Elle consiste à appliquer la loi d'Ohm au seul départ concerné par le défaut en faisant l'hypothèse que la tension entre la phase en défaut et le PE (ou PEN) reste supérieure à 80 % de la tension simple nominale.

Pour réaliser le calcul des installations électriques, les concepteurs n'utilisent actuellement pratiquement que des logiciels. Ceux-ci doivent être agréés par les autorités nationales compétentes. Ces logiciels, tels que Ecodial, utilisent des algorithmes de calcul conformes à la méthode des impédances. Les autorités nationales compétentes éditent aussi des guides pratiques qui proposent des valeurs typiques, par exemple pour la longueur des câbles.

(1) Ce calcul donne une valeur de l'intensité du courant de court-circuit par défaut. Si le réglage des dispositifs de protection contre les surintensités est fondé sur cette valeur calculée, le dispositif est sûr de déclencher (disjoncteur) ou de fondre (fusible).

La longueur maximale d'un circuit en schéma

TN est : $L_{max} = \frac{0.8 U_0 S_{ph}}{\rho(1+m)I_a}$

F26

Le guide UTE C15-105 comporte des tableaux qui indiquent directement la longueur du circuit à ne pas dépasser pour que la protection des personnes contre les contacts directs soit assurée en fonction des appareils de protection utilisés contre les surintensités.

Ce coefficient prend en compte forfaitairement l'ensemble des impédances amont. En BT, lorsque le conducteur de protection chemine à côté des conducteurs de phase correspondants, il est possible de négliger les réactances des conducteurs devant leur résistance.

Cette approximation est considérée comme admissible jusqu'à des sections de 120 mm². Au-delà on majore la résistance de la manière suivante :

Section (mm ²)	Valeur de la résistance
S = 150 mm ²	R+15 %
S = 185 mm ²	R+20 %
S = 240 mm ²	R+25 %

La longueur maximale d'un circuit en schéma TN est donnée par la formule :

$$L_{max} = \frac{0,8 U_0 S_{ph}}{\rho(1+m)I_a}$$

avec :

L_{max} = longueur maximale en mètres du circuit concerné

U₀ = tension simple = 230 V pour réseau 230/400 V

ρ = résistivité à la température de fonctionnement normal (= 22,5 10⁻³ Ω x mm²/m pour le cuivre ; = 36 10⁻³ Ω x mm²/m pour l'aluminium)

I_a = courant (A) de fonctionnement du déclencheur magnétique du disjoncteur, ou

I_a = courant (A) assurant la fusion du fusible dans le temps spécifié.

$$m = \frac{S_{ph}}{S_{PE}}$$

S_{ph} = section des phases en mm².

S_{PE} = section du conducteur de protection en mm².

(cf. Fig. F39)

Tableaux des longueurs L_{max}

Les tableaux suivants (selon norme CEI 60364-4-41 et guide UTE C15-105 (France)) applicables en cas de défaut en schéma TN, sont établis selon la méthode conventionnelle décrite ci-dessus.

Ces tableaux indiquent les longueurs maximales des circuits au delà desquelles la résistance ohmique des conducteurs limitera l'intensité du courant de court-circuit à une valeur trop faible, inférieure à celle requise pour provoquer le déclenchement du disjoncteur (ou la fusion du fusible) de protection du circuit dans un temps de coupure (ou de fusion) compatible avec la protection des personnes contre les contacts indirects.

Facteur de correction en fonction de m

Le tableau F40 indique le facteur de correction à appliquer aux valeurs données dans les tableaux F41 et F44 compte tenu du rapport S_{ph}/S_{pe}, du type de circuit et du type de conducteur.

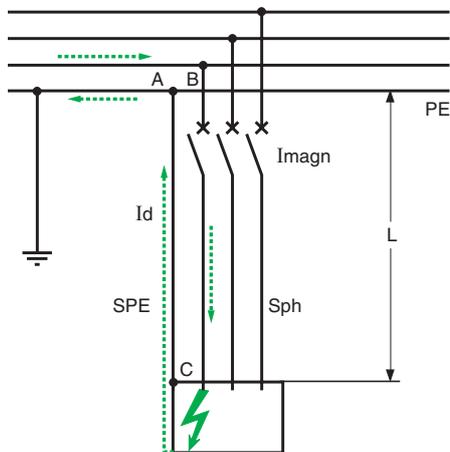


Fig. F39 : Calcul de L_{max} en schéma TN par la méthode conventionnelle

Circuit	Nature du conducteur	m = S _{phase} /S _{PE} (ou PEN)			
		m = 1	m = 2	m = 3	m = 4
3P + N ou P + N	Cuivre	1	0,67	0,50	0,40
	Aluminium	0,62	0,42	0,31	0,25

Fig. F40 : Facteur de correction à appliquer aux longueurs données dans les Figures F41 et F44 en schéma TN

(1) Pour la définition des disjoncteurs de type B et C, se référer au Chapitre H Paragraphe 4.2

6 Mise en œuvre du schéma TN

Canalisations protégées par des disjoncteurs à usage général (Fig. F41)

Section nominale des conducteurs	Courant de réglage du fonctionnement instantané de disjoncteur Im (A)																																		
	mm ²	50	63	80	100	125	160	200	250	320	400	500	560	630	700	800	875	1000	1120	1250	1600	2000	2500	3200	4000	5000	6300	8000	10000	12500					
1,5	100	79	63	50	40	31	25	20	16	13	10	9	8	7	6	6	5	4	4																
2,5	167	133	104	83	67	52	42	33	26	21	17	15	13	12	10	10	8	7	7	5	4														
4	267	212	167	133	107	83	67	53	42	33	27	24	21	19	17	15	13	12	11	8	7	5	4												
6	400	317	250	200	160	125	100	80	63	50	40	36	32	29	25	23	20	18	16	13	10	8	6	5	4										
10			417	333	267	208	167	133	104	83	67	60	53	48	42	38	33	30	27	21	17	13	10	8	7	5	4								
16				427	333	267	213	167	133	107	95	85	76	67	61	53	48	43	33	27	21	17	13	10	8	7	5	4							
25					417	333	260	208	167	149	132	119	104	95	83	74	67	52	42	33	26	21	17	13	10	8	7	5	4						
35						467	365	292	233	208	185	167	146	133	117	104	93	73	58	47	36	29	23	19	15	12	9								
50							495	396	317	283	251	226	198	181	158	141	127	99	79	63	49	40	32	25	20	16	13								
70								417	370	333	292	267	233	208	187	146	117	93	73	58	47	37	29	23	19										
95									452	396	362	317	283	263	198	158	127	99	79	63	50	40	32	25											
120										457	400	357	320	250	200	160	125	100	80	63	50	40	32												
150											435	388	348	272	217	174	136	109	87	69	54	43	35												
185												459	411	321	257	206	161	128	103	82	64	51	41												
240															400	320	256	200	160	128	102	80	64	51											

Fig. F41 : Longueurs maximales (en mètre) de canalisations triphasées 230/400 V ou monophasées protégées contre les contacts indirects (schémas TN) par des disjoncteurs industriels

Canalisations protégées par des disjoncteurs Compact ou Multi 9 à usage industriel ou domestique (Fig. F42 à Fig. F44)

Sph	Courant assigné des disjoncteurs type B (A)																
	mm ²	1	2	3	4	6	10	16	20	25	32	40	50	63	80	100	125
1,5	1200	600	400	300	200	120	75	60	48	37	30	24	19	15	12	10	
2,5		1000	666	500	333	200	125	100	80	62	50	40	32	25	20	16	
4			1066	800	533	320	200	160	128	100	80	64	51	40	32	26	
6				1200	800	480	300	240	192	150	120	96	76	60	48	38	
10					800	500	400	320	250	200	160	127	100	80	64		
16						800	640	512	400	320	256	203	160	128	102		
25							800	625	500	400	317	250	200	160			
35								875	700	560	444	350	280	224			
50									760	603	475	380	304				

Fig. F42 : Longueurs maximales (en mètres) de canalisations triphasées 230/400 V ou monophasées en schéma TN (m = 1) protégées contre les contacts indirects par des disjoncteurs domestiques de type B

Sph	Courant assigné des disjoncteurs type C (A)																
	mm ²	1	2	3	4	6	10	16	20	25	32	40	50	63	80	100	125
1,5	600	300	200	150	100	60	37	30	24	18	15	12	9	7	6	5	
2,5		500	333	250	167	100	62	50	40	31	25	20	16	12	10	8	
4			533	400	267	160	100	80	64	50	40	32	25	20	16	13	
6				600	400	240	150	120	96	75	60	48	38	30	24	19	
10					667	400	250	200	160	125	100	80	63	50	40	32	
16						640	400	320	256	200	160	128	101	80	64	51	
25							625	500	400	312	250	200	159	125	100	80	
35								875	700	560	437	350	280	222	175	140	112
50									760	594	475	380	301	237	190	152	

Fig. F43 : Longueurs maximales (en mètres) de canalisations triphasées 230/400 V ou monophasées en schéma TN (m = 1) protégées contre les contacts indirects par des disjoncteurs domestiques de type C

(1) Pour la définition des disjoncteurs de type B et C, se référer au Chapitre H Paragraphe 4.2

Sph mm ²	Courant assigné (A)															
	1	2	3	4	6	10	16	20	25	32	40	50	63	80	100	125
1,5	429	214	143	107	71	43	27	21	17	13	11	9	7	5	4	3
2,5	714	357	238	179	119	71	45	36	29	22	18	14	11	9	7	6
4		571	381	286	190	114	71	80	46	36	29	23	18	14	11	9
6		857	571	429	286	171	107	120	69	54	43	34	27	21	17	14
10			952	714	476	286	179	200	114	89	71	57	45	36	29	23
16					762	457	286	320	183	143	114	91	73	57	46	37
25						714	446	500	286	223	179	143	113	89	71	57
35							625	700	400	313	250	200	159	125	80	100
50								848	543	424	339	271	215	170	136	109

Fig. F44 : Longueurs maximales (en mètres) de canalisations triphasées 230/400 V ou monophasées en schéma TN (m = 1) protégées contre les contacts indirects par des disjoncteurs domestiques de type D

F28

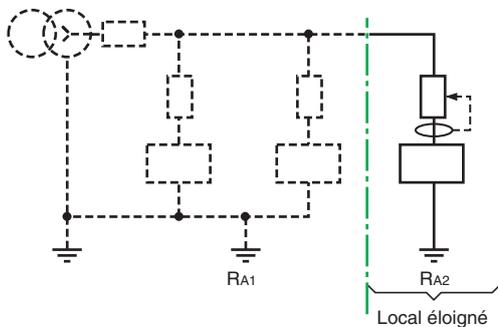


Fig. F45 : Prise de terre séparée

Exemple

Soit une installation triphasée (230/400 V) en schéma TN-C. Un circuit protégé par un disjoncteur de type B de 63 A est constitué de câbles en aluminium de 50 mm² de section par phase et d'un conducteur neutre (PEN) de 25 mm².

Quelle est la longueur maximale du circuit, en dessous de laquelle la protection des personnes contre les contacts indirects est assurée par la protection magnétique instantanée du disjoncteur ?

Pour un disjoncteur de type B, le tableau de la Figure F42 est à utiliser. Il indique que, pour une section 50 mm² et un courant de 63A, la longueur maximale autorisée est 603 mètres.

Il est nécessaire de tenir compte de $m = \frac{S_{ph}}{S_{PE}} = 2$: le tableau de la Figure F40 indique un coefficient de 0,42 pour des conducteurs aluminium. La longueur maximal du circuit est de ce fait : 603 m x 0,42 = 253 mètres

Cas particulier où une masse ou un groupe de masses est relié à une prise de terre séparée

Protection contre les contacts indirects par DDR en tête de chaque groupe de masses relié à une prise de terre distincte. La sensibilité doit être adaptée à la résistance RA2 de la prise de terre.

En aval du DDR, le schéma de liaison à la terre ne peut être le TN-C (à remplacer par le TN-S) (RA2 en Figure F45).

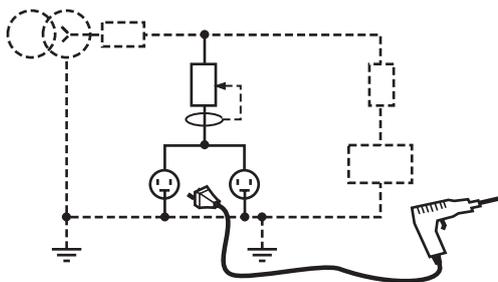


Fig. F46 : Circuit de prises de courant

6.3 Dispositif différentiel haute sensibilité (DDR- HS) (cf. Fig. F46)

La norme CEI 60364-4-41 § 415.1.1 reconnaît comme une mesure efficace la protection complémentaire des personnes contre les contacts directs par des DDR haute sensibilité (DDR-HS $I_{\Delta n} \leq 30$ mA).

La norme CEI 60364-4-41 § 411.3.3 impose cette protection complémentaire (quel que soit le schéma des liaisons à la terre) sur les circuits alimentant :

- des socles de prise de courant de courant assigné ≤ 20 A pour tous les types d'emplacements,
- les appareils portatifs de courant assigné ≤ 32 A destinés à être utilisés à l'extérieur

Note : dans certains pays comme la France (norme NF C 15-100 § 411.3.3), pour des circuits alimentant des socles de prise de courant de courant assigné jusqu'à 32 A, et à des valeurs plus importantes, si les emplacements sont humides et/ou les installations temporaires (telles que les installations de chantier par exemple).

D'autres situations où des DDR-HS sont imposés ou recommandés (en particulier sur les circuits alimentant des socles de prise de courant), sont décrites dans la série 7 de la norme CEI 60364 : par exemple 704 (installation de chantier), 705 (établissement agricole), 708 (parcs de caravanes), 709 (marinas) etc. Voir le chapitre P paragraphe 3.

(1) Pour la définition des disjoncteurs de type D, se référer au chapitre H.

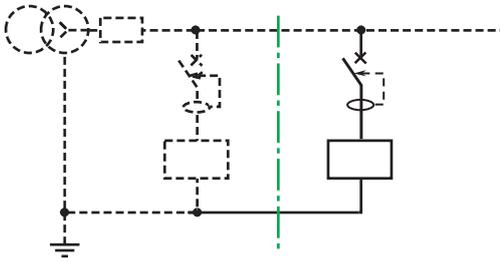


Fig. F47 : Local à risque d'incendie

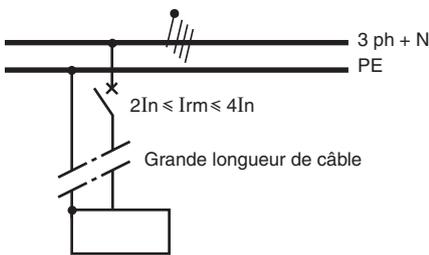


Fig. F48 : Appareil à réglage magnétique bas

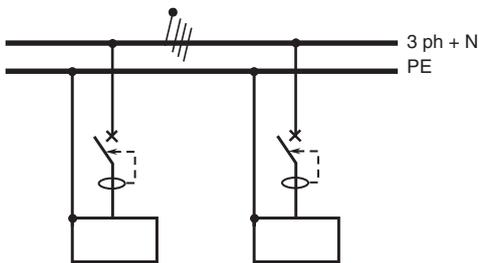


Fig. F49 : Protection différentielle à courant résiduel

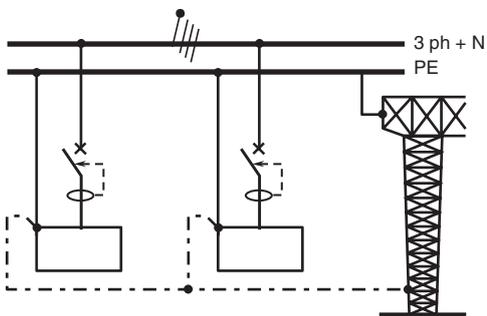


Fig. F50 : Liaisons équipotentielles supplémentaires

6.4 Prévention dans les locaux à risques d'incendie et d'explosion

La norme CEI 60364-4-42 § 422.3.13 interdit le schéma TN-C dans les locaux à risques d'incendie et d'explosion. La gestion de ces risques est traitée au paragraphe 4.

Rappel : (cf. Fig. F47)

La norme CEI 60364-4-42 § 422.3.10 impose l'installation d'un DDR moyenne sensibilité (DDR-MS $I_{\Delta n} \leq 500$ mA) sur les circuits présentant un risque d'incendie.

La norme d'installation NF C 15-100 § 42 impose l'installation d'un DDR moyenne sensibilité (DDR-MS $I_{\Delta n} \leq 300$ mA) sur les circuits présentant un risque d'incendie. La norme NF C 15100 § 422.1.9 et 424.11 interdit le schéma TN-C dans les locaux à risques d'incendie et d'explosion.

Ces textes sont harmonisés avec les textes européens (CENELEC).

F29

6.5 Cas où l'impédance de boucle est particulièrement élevée

Lorsque les conditions pour assurer le déclenchement des dispositifs de protection contre les surintensités ne peuvent pas être satisfaites à la conception ou ne peuvent pas être vérifiées à la réalisation, les possibilités ci-après peuvent être envisagées.

Suggestion 1 (cf. Fig. F48)

■ Installer un appareil à seuil de déclenchement magnétique bas :

$$2I_n \leq I_{rm} \leq 4I_n$$

Cette solution permet d'assurer la protection des personnes pour un circuit plus long. Mais, il faut s'assurer que l'appareil ne sera pas sollicité par des courants élevés au démarrage.

- Solutions Schneider Electric
- Compact type G ($2I_m \leq I_{rm} \leq 4I_m$)
- Disjoncteur Multi 9 courbe B

Pour les installations en schéma TN-C, il est impossible d'installer une protection différentielle à courant résiduel (DDR).

Suggestion 2 (cf. Fig. F49)

■ Installer une protection différentielle à courant résiduel sur un circuit terminal. La valeur élevée des courants de défaut autorise l'utilisation de basses sensibilités (quelques ampères à quelques dizaines d'ampères).

Cette solution permet de s'affranchir de toute vérification. En présence de prises de courant, l'ensemble du coffret et les prises elles-mêmes doivent être protégées par un DDR-HS-30 mA

- Solutions Schneider Electric
- Différentiel Multi 9 NG125 : $I_{\Delta n} = 1$ ou 3 A
- Vigicompact REH or REM : $I_{\Delta n} = 3$ à 30 A

Suggestion 3

Augmenter la section des conducteurs de protection (PE ou PEN) ou de phase ou les 2 simultanément jusqu'à ce que les impératifs de protection des personnes soient atteints.

Suggestion 4 (cf. Fig. F50)

Ajouter des liaisons équipotentielles supplémentaires. Cela aura un effet similaire à la suggestion 3 soit une réduction de la résistance de la boucle de défaut mais de plus permettra une amélioration des mesures de protection (par diminution de la tension de contact). L'efficacité de cette mesure doit être vérifiée par une mesure de résistance entre les masses simultanément accessibles et le conducteur de protection local, dont la valeur à ne pas dépasser est indiquée dans le guide UTE C 15-105.

Note : pour les installations en schéma TN-C, seules les suggestions 1 et 3 sont possibles.

F30

La caractéristique de base d'un schéma IT est que même après l'apparition d'un défaut d'isolement (à la terre) l'installation électrique peut continuer de fonctionner normalement sans interruption. Ce défaut est dénommé «premier défaut».

Dans un schéma IT,

- l'installation est isolée de la terre ou un point de l'alimentation, généralement le neutre, est mis à la terre à travers une impédance (schéma IT impédant),
- les masses sont mises à la terre,
 - soit ensemble (interconnectées par un conducteur de protection PE et collectivement mises à la terre à la borne principale),
 - soit individuellement ou par groupes (mises à la terre à des prises de terre différentes).

Cela signifie que dans un schéma IT, un défaut à la terre

- ne crée qu'un courant de défaut de quelques milliampères,
- ne causera de ce fait :
 - aucune dégradation à l'installation en particulier à l'emplacement du défaut,
 - aucun risque d'incendie,
 - aucune tension de contact (en fait de quelques volts \ll 50 V).

Une installation en schéma IT en situation de premier défaut peut donc continuer de fonctionner normalement mais il est impératif de savoir qu'un premier défaut a eu lieu, de trouver l'emplacement de ce défaut et de l'éliminer.

Un autre intérêt du schéma IT est que la réparation de l'installation peut être planifiée à une période où le besoin de fonctionnement de l'installation électrique n'est pas critique.

En pratique, l'exploitation satisfaisante d'une installation électrique en schéma IT nécessite certaines mesures spécifiques :

- un contrôle permanent de l'isolement de l'installation par rapport à la terre et la signalisation de toute défaillance d'isolement,

■ Le contrôle permanent de l'isolement par CPI qui doit signaler le «premier défaut» (signal sonore ou visuel), ainsi que la limitation des surtensions à fréquence industrielle, sont obligatoires selon le § 413-1-5-4 de la NF C 15-100.

- un dispositif de limitation de tension qui pourrait apparaître entre la terre et l'installation (généralement placé entre le point neutre de la source et la terre),
- une équipe de maintenance efficace pour effectuer avec succès la recherche du premier défaut. Cette recherche est facilitée par l'utilisation de plus en plus courante de matériels de localisation automatique,

L'apparition d'un second défaut avant que le premier défaut ne soit éliminé, entraîne obligatoirement la coupure automatique de l'alimentation. Le second défaut (par définition) est un défaut qui apparaît sur un conducteur actif, phase ou neutre, différent de celui où est apparu le premier défaut. Le second défaut entraînera

- une tension de contact dangereuse,
- un courant de défaut important, équivalent à un courant de court-circuit, ou relativement faible suivant la manière dont les masses sont mises à la terre.

7.1 Conditions préalables (cf. Fig. F51 et Fig. F52)

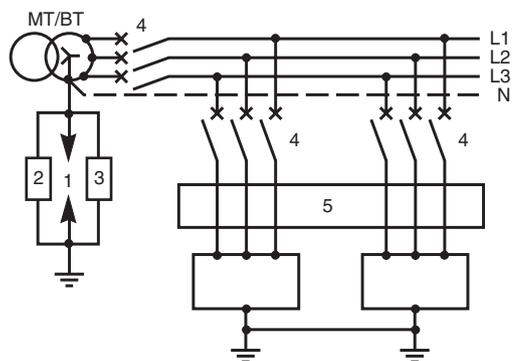


Fig. F52 : Emplacements des fonctions essentielles à la surveillance de l'isolement sur un réseau triphasé en schéma IT

Ce tableau indique les dispositions à prendre pour qu'une installation IT (à neutre isolé ou impédant) soit conforme à la norme NF C15-100 et au décret de protection des travailleurs lorsque toutes les masses sont interconnectées et mises à la terre.

Fonctions minimales à assurer	Appareillage	Exemples
Protection contre les surtensions à fréquence industrielle	(1) Limiteur de surtension	Cardew C
Impédance de limitation (pour neutre impédant seulement)	(2) Impédance	Impédance Zx
Contrôle global de l'isolement et signalisation du défaut simple	(3) Contrôleur permanent d'isolement	Vigilohm TR22A ou XM 200
Coupure automatique au 2 ^e défaut protection du neutre contre les surintensités	(4) Protection omnipolaire	Disjoncteur Compact ou DDR-MS
Localisation du défaut simple	(5) Avec dispositif de recherche sous tension (ou par ouverture successive des départs)	Vigilohm system

Fig. F51 : Fonctions essentielles en schéma IT et exemples de produits Schneider Electric

L'automatisation et la télésurveillance facilitent la maîtrise du niveau d'isolement d'une installation en schéma IT.

7.2 Protection contre les contacts indirects

Cas du premier défaut

L'intensité du courant qui circule dans la boucle de défaut en situation de premier défaut est de l'ordre de quelques milliampères.

La tension de contact (analogue à tension de défaut) est la chute de tension créée dans la mise à la terre (soit le produit du courant de défaut par la résistance de terre),

■ et dans le PE entre la mise à la terre jusqu'à l'emplacement du défaut (soit le produit du courant de défaut par la résistance du PE).

La valeur de cette tension est clairement sans danger et pourrait atteindre quelques volts seulement dans le pire des cas : (par exemple, sur une installation en schéma IT de très grande dimension (capacité de fuite équivalent à 1000 Ω), le courant de premier défaut sera de 230 mA⁽¹⁾ et si la résistance de terre est très mauvaise 50 Ω , la tension de contact ne sera que de 11,5 V ; voir le paragraphe 3.4 «Le premier défaut»).

Une alarme sonore et visuelle est délivrée par le Contrôleur Permanent d'Isolement.

Principe physique

Un générateur applique une tension de faible niveau BF ou continue entre le réseau à surveiller et la terre. Ce signal se traduit par un courant de fuite que l'on peut mesurer et qui reflète l'état de l'isolement du réseau.

Les systèmes à basse fréquence sont utilisables sur les installations à courants continus et certaines versions peuvent faire la distinction entre la part résistive et la part capacitive du courant à la terre.

Les réalisations modernes permettent de mesurer l'évolution du courant de fuite : la prévention du premier défaut devient ainsi possible. Les mesures sont transmises par bus en vue de leur exploitation automatique.

Exemples de matériel

■ Recherche mobile manuelle (cf. Fig. F53)

Le générateur peut être fixe (exemple : XM200) ou mobile (exemple : GR10X portable permettant le contrôle hors tension) et le récepteur ainsi que la pince ampèremétrique sont mobiles.

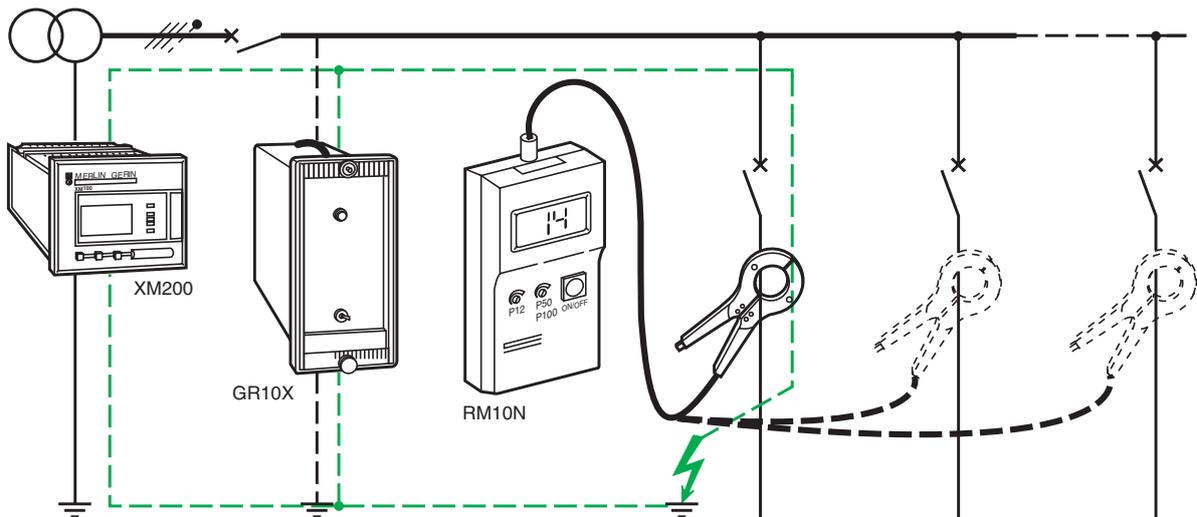


Fig. F53 : Recherche mobile manuelle

■ Recherche fixe automatique (cf. Fig. F54 page suivante)

Le contrôleur permanent d'isolement XM200 et les détecteurs XD1 ou XD12 associés à des tores installés sur chaque départ permettent de disposer d'un système de recherche automatique sous tension.

De plus, l'appareil affiche le niveau d'isolement et possède deux seuils : un seuil de prévention et un seuil d'alarme.

(1) Réseau triphasé 400/230 V en schéma IT.

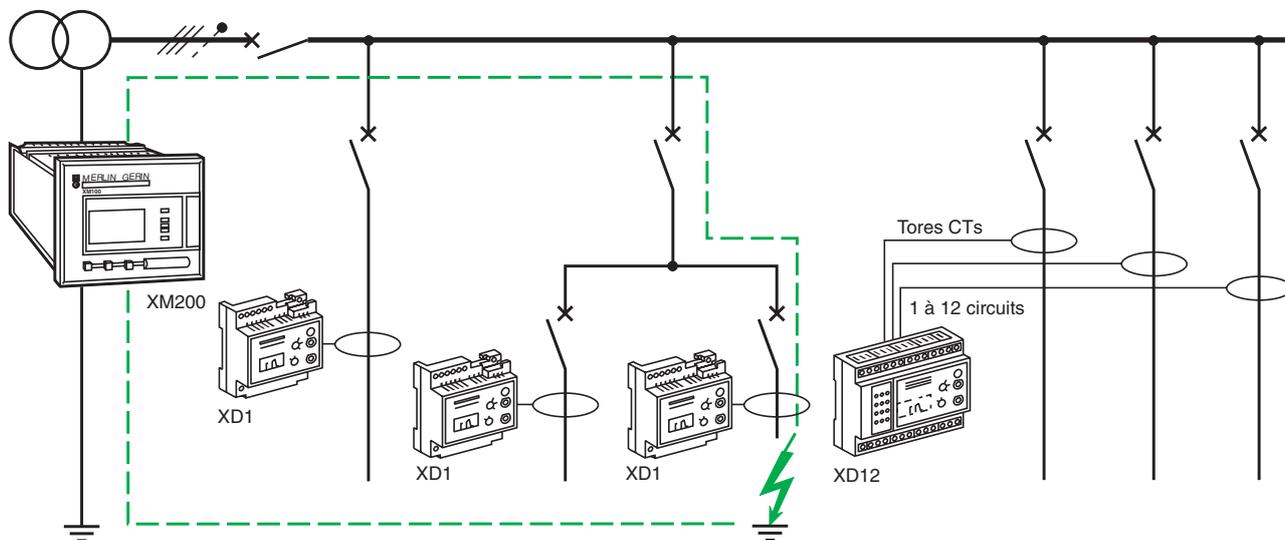


Fig. F54 : Recherche fixe automatique

■ Recherche et exploitation automatique (cf. Fig. F55)

Le VigiloHM System permet également de communiquer avec une imprimante et/ou un PC qui permet de disposer de la vue d'ensemble du réseau, de son niveau d'isolement et de l'historique (chronologie) de l'évolution de l'isolement pour chaque départ.

Le contrôleur permanent d'isolement XM200 et les détecteurs XD08 ou XD16, associés à des tores installés sur chaque départ, comme illustré sur la Figure F55 ci-dessous, permettent cette recherche et exploitation automatique.

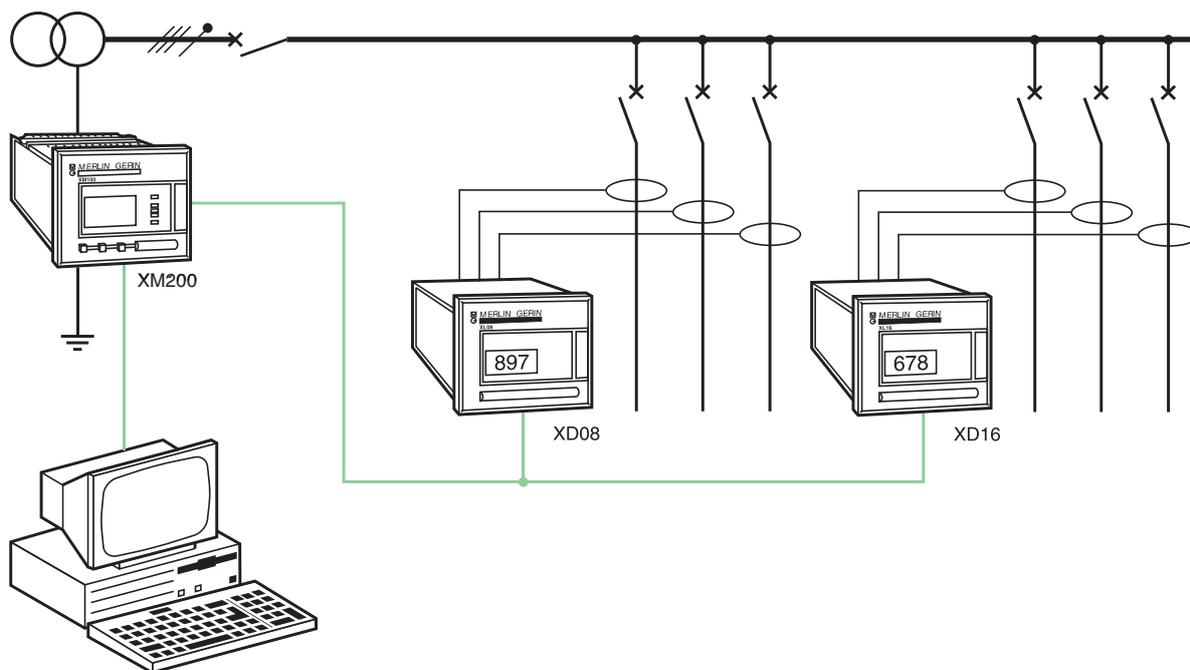


Fig. F55 : Recherche et exploitation automatique

La norme NF C 15-100, partie 537-1-3, préconise :

- un seuil d'alarme réglé à 500 Ω ,
- un seuil de prévention du niveau d'isolement ajusté à chaque installation.

Le guide UTE C15-105 propose trois méthodes :

- méthode des impédances,
- méthode de composition,
- méthode conventionnelle.

Mise en œuvre des Contrôleurs Permanents d'Isolément CPI

■ Branchement

Le CPI est normalement connecté entre le point neutre (ou le neutre artificiel) du transformateur d'alimentation et la mise à la terre.

■ Alimentation

L'alimentation du CPI devrait être réalisée à partir d'une source parfaitement fiable. En pratique, c'est généralement directement à partir de l'installation à contrôler et en aval d'une protection contre les surintensités d'un calibre adéquat.

■ Réglages

Certaines normes nationales recommandent un premier réglage à 20% au dessus du niveau de l'installation neuve. Cette valeur permet de détecter une diminution de la qualité de l'isolement nécessitant des mesures de maintenance préventive pour pallier une situation de défaillance naissante.

Le deuxième seuil de réglage du CPI (seuil de détection du défaut d'isolement) doit être réglé à un niveau beaucoup plus bas.

A titre d'exemple, les 2 seuils de réglages peuvent être :

- niveau d'isolement de l'installation neuve 100 k Ω ,
- Courant de fuite tolérée (non dangereux) : 500 mA (risque incendie si > 500 mA),
- Réglages des 2 seuils du CPI par l'utilisateur :
 - Seuil de prévention (pour maintenance préventive) : 80% x 100 k Ω = 80 k Ω ,
 - Seuil de détection (alarme pour recherche de défaut) : 500 Ω .

Notes :

- Après une longue période de coupure, pendant laquelle toute ou une partie de l'installation est restée hors tension, de l'humidité peut réduire la valeur de la résistance répartie d'isolement. Cette situation qui est principalement due à des courants de fuite à la surface humide d'isolants sains ne constitue pas une situation de défaut et s'améliorera rapidement à la remise sous tension dès que l'élévation de température normale des conducteurs sous l'effet des courants parcourus réduira ou éliminera cette humidité de surface.
- Les contrôleurs d'isolement (CPI) de type XM peuvent mesurer séparément les composantes résistives et capacitives du courant de fuite à la terre, fournissant de ce fait la valeur vraie de la résistance d'isolement.

Cas du deuxième défaut

En schéma IT dans le cas où les masses sont interconnectées par un conducteur de protection PE et collectivement mises à la terre (voir le paragraphe 3.4), un second défaut (à moins qu'il n'apparaisse sur la même phase que le premier défaut) crée un court-circuit phase phase ou phase neutre. De plus, qu'il apparaisse sur le même circuit ou sur un circuit différent du premier défaut, les dispositifs de protection contre les surintensités, disjoncteur ou appareillage à fusible, assurent la coupure automatique de l'alimentation.

Les réglages des magnétiques (ou des protections Court retard et Instantané) des disjoncteurs et les calibres des fusibles sont les paramètres de base qui déterminent la longueur maximale des conducteurs pour laquelle la protection des personnes est assurée comme indiqué dans le chapitre 6.2.

Note : dans ce cas où les masses sont interconnectées par un conducteur de protection PE, aucune résistance de terre ne se situe sur le chemin du courant dans la boucle de défaut. De ce fait, l'intensité du courant de deuxième défaut n'est limitée que par l'impédance des conducteurs et est obligatoirement suffisamment élevée pour déclencher les protections de surintensités.

Si les longueurs des circuits sont extrêmement importantes, et en particulier si les circuits sont mis à des terres différentes (de ce fait, les 2 résistances de terre sont dans la boucle défaut) la coupure automatique par les protections contre les surintensités n'est plus possible.

Dans ces cas, il est recommandé d'assurer la protection des personnes contre les contacts indirects par un DDR sur chaque circuit. Les réglages des DDR sont similaires à la protection des personnes en schéma TT, en particulier le temps maximal de coupure.

Néanmoins, il est nécessaire lors de la conception du projet de tenir compte des courants de fuite au premier défaut sur les circuits ou le groupe de circuits protégés par un DDR (voir le tableau de la Figure F19).

Méthodes de détermination de l'intensité de court-circuit

Les mêmes principes que ceux utilisés pour le schéma TN (voir paragraphe 6.2) sont applicables. Les méthodes sont de ce fait :

- la méthode des impédances,
- la méthode de composition,
- la méthode conventionnelle.

La méthode conventionnelle sera la plupart du temps suffisante et conduit à limiter la longueur des différents circuits électriques.

Pour les calculs, il est pratique d'utiliser un logiciel approuvé par les autorités nationales, et basé sur la méthode des impédances, tel que Ecodial 3. De nombreux pays publient aussi des guides qui donnent des valeurs typiques de longueurs de conducteurs.

Méthode conventionnelle (cf. Fig. F56)

Le principe est le même pour un schéma IT que celui décrit au paragraphe 6.2 pour un schéma TN : le calcul des longueurs des circuits à ne pas dépasser pour que la protection des personnes contre les contacts indirects soit assurée par les dispositifs de protection utilisés contre les surintensités (disjoncteur ou fusible).

Mais devant l'impossibilité pratique d'effectuer la vérification pour chacune des configuration de double défaut, le calcul pour chaque circuit est conduit dans le cas le plus défavorable: un autre défaut sur circuit identique

■ Lorsque le neutre n'est pas distribué, le défaut ne peut être qu'un défaut entre phases et la tension à appliquer à la boucle de défaut est $\sqrt{3} U_0$.

C'est le cas recommandé par la norme NF C 15-100.

La longueur maximale du circuit est donnée par la formule suivante :

$$L_{max} = \frac{0,8 U_0 \sqrt{3} S_{ph}}{2 \rho I_a (1+m)} \text{ mètres}$$

■ Lorsque le neutre est distribué, la tension à retenir est la tension phase neutre U_0 (car c'est le cas le plus défavorable).

$$L_{max} = \frac{0,8 U_0 S_1}{2 \rho I_a (1+m)} \text{ mètres}$$

La longueur du circuit est 2 fois plus faible qu'en schéma TN⁽¹⁾.

F34

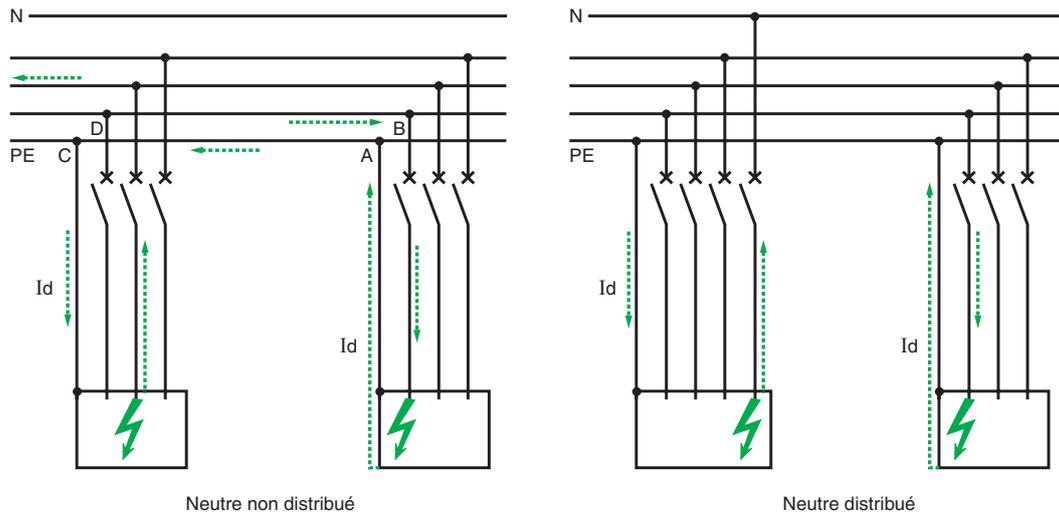


Fig. F56 : Calcul de Lmax en schéma IT, trajet du courant en cas de défaut double en IT

Dans les formules précédentes :

Lmax = longueur maximale en mètres,

U0 = tension simple (230 V pour un réseau 230/400 V),

ρ = résistivité à la température de fonctionnement normale (22,5 x 10⁻³ Ω x mm²/m pour le cuivre, 36 x 10⁻³ Ω x mm²/m pour l'aluminium),

Ia = courant (A) de fonctionnement (disjoncteur) ou courant (A) de fusion (fusible) dans un temps spécifié,

$$m = \frac{S_{ph}}{S_{PE}}$$

SPE = section du conducteur de protection en mm²,

S1 = S neutre si le circuit comporte un conducteur neutre,

S1 = Sph si le circuit ne comporte pas de neutre.

(1) Rappel : il n'y a pas de longueur limite pour la protection des personnes en schéma TT, dès qu'une protection par DDR-HS est installée.

Le guide UTE C15-105 comporte des tableaux qui indiquent directement la longueur du circuit à ne pas dépasser pour que la protection des personnes contre les contacts indirects soit assurée en fonction des appareils de protection utilisés contre les surintensités.

Tableaux des longueurs L_{max}

Les tableaux du guide UTE C15-105 sont établis selon la méthode conventionnelle.

Les tableaux donnant les longueurs L_{max} des circuits à ne pas dépasser pour que la protection des personnes contre les contacts indirects soit assurée par les dispositifs de protection utilisés contre les surintensités (disjoncteur ou fusible) sont identiques à ceux donnés pour le schéma TN (cf. tableaux des Figures F41 à F44).

Ces tableaux prennent en compte :

- le type de protection : disjoncteurs ou fusibles,
 - le calibre de la protection,
 - les sections des phases et du conducteur de protection.
- Le tableau de la **Figure F57** indique le facteur de correction à apporter aux longueurs indiquées dans les tableaux F41 à F44 dans le cas du schéma IT.

Circuit	Nature du conducteur	m = Sphase/SPE (ou PEN)			
		m = 1	m = 2	m = 3	m = 4
3 phases	Cuivre	0,86	0,57	0,43	0,34
	Aluminium	0,54	0,36	0,27	0,21
3P + N ou 1P + N	Cuivre	0,50	0,33	0,25	0,20
	Aluminium	0,31	0,21	0,16	0,12

Fig. F57 : Facteur de correction à appliquer aux longueurs données dans les tableaux F41 à F44 en schéma IT

Exemple

Soit une installation triphasée (230/400 V) en schéma IT.

Un circuit protégé par un disjoncteur de type B de 63 A est constitué de câbles en aluminium de 50 mm² de section par phase et de 25 mm² de section pour le conducteur de protection (PE).

Quelle est la longueur maximale du circuit, en dessous de laquelle la protection des personnes contre les contacts indirects est assurée par la protection magnétique instantanée du disjoncteur ?

Le tableau de la Figure F42 indique une longueur maximale autorisée de 603 mètres à laquelle il faut appliquer un coefficient de 0,36 (m = 2 et conducteur en aluminium dans le tableau de la Figure F57). La longueur maximale du circuit est de ce fait 217 mètres.

7.3 Dispositif différentiel haute sensibilité (DDR-HS)

La norme CEI 60364-4-41 § 415.1.1 reconnaît comme une mesure efficace la protection complémentaire des personnes contre les contacts directs par des DDR haute sensibilité (DDR-HS $I_{\Delta n} \leq 30$ mA).

La norme CEI 60364-4-41 § 411.3.3 impose cette protection complémentaire (quel que soit le schéma des liaisons à la terre) sur les circuits alimentant :

- des socles de prise de courant de courant assigné ≤ 20 A pour tous les types d'emplacements,
- les appareils portatifs de courant assigné ≤ 32 A destinés à être utilisés à l'extérieur.

Note : dans certains pays comme la France (norme NF C 15-100 § 411.3.3), pour des circuits alimentant des socles de prise de courant de courant assigné jusqu'à 32 A, et à des valeurs plus importantes, si les emplacements sont humides et/ou les installations temporaires (telles que les installations de chantier par exemple).

Il est nécessaire lors de la conception du projet de tenir compte des courants de fuite au premier défaut sur les circuits ou le groupe de circuits protégé par un DDR (voir le tableau de la Figure F19).

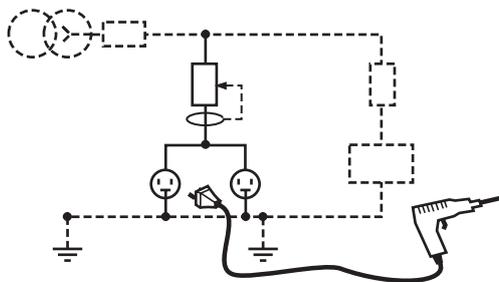


Fig. F62 : Circuit alimentant des socles de prise de courant

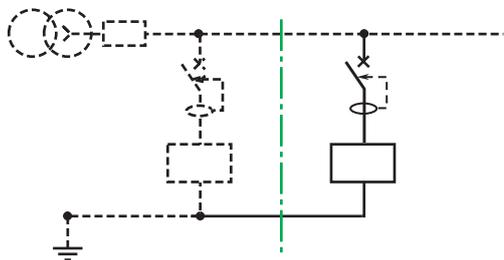


Fig. F59 : Protection par DDR spécifique d'un local à risque d'incendie

7.4 Prévention dans les locaux à risque d'incendie et d'explosion

La gestion de ces risques est traitée au paragraphe 4.

Rappel :

La norme CEI 60364-4-42 § 422.3.10 impose l'installation d'un DDR moyenne sensibilité (DDR-MS $I_{\Delta n} \leq 500$ mA) sur les circuits présentant un risque d'incendie.

La norme d'installation NF C 15-100 § 42 impose l'installation d'un DDR moyenne sensibilité (DDR-MS $I_{\Delta n} \leq 300$ mA) sur les circuits présentant un risque d'incendie. Cette valeur est retenue par les textes européens (CENELEC).

Il est nécessaire lors de la conception du projet de tenir compte des courants de fuite au premier défaut sur les circuits ou le groupe de circuits protégés par un DDR (voir le tableau de la Figure F19).

F36

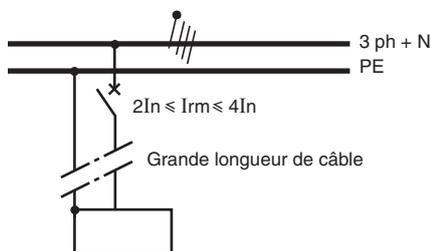


Fig. F60 : Protection par disjoncteur à seuil de déclenchement magnétique bas

7.5 Cas où l'impédance de boucle est particulièrement élevée

Lorsque les conditions pour assurer le déclenchement des dispositifs de protection contre les surintensités ne peuvent pas être satisfaites à la conception ou ne peuvent pas être vérifiées à la réalisation, les possibilités ci-après peuvent être envisagées.

Suggestion 1 (cf. Fig. F60)

Installer un appareil à seuil de déclenchement magnétique bas.

Cette solution permet d'assurer la protection des personnes pour un circuit plus long. Mais il faut s'assurer que l'appareil ne sera pas sollicité par des courants élevés au démarrage.

■ Solutions Schneider Electric

- Compact type G ($2 I_n \leq I_{rm} \leq 4 I_n$).
- Disjoncteur Multi 9 courbe B.

Suggestion 2 (cf. Fig. F61)

Installer une protection différentielle à courant résiduel sur un circuit terminal. La valeur élevée des courants de défaut autorise l'utilisation de basses sensibilités (quelques ampères à quelques dizaines d'ampères).

Cette solution permet de s'affranchir de toute vérification. En présence de prises de courant, l'ensemble du coffret et les prises elles-mêmes doivent être protégées par un DDR-HS-30 mA.

■ Solutions Schneider Electric

- Différentiel Multi 9 NG125 : $I_{\Delta n} = 1$ ou 3 A.
- Vigicompact REH ou REM : $I_{\Delta n} = 3$ à 30 A.
- Vigirex RH 99 associé à un dispositif de coupure.

Suggestion 3

Augmenter la section des conducteurs de protection ou de phase ou les 2 simultanément jusqu'à ce que les impératifs de protection des personnes soient atteints.

Suggestion 4 (cf. Fig. F62)

Ajouter des liaisons équipotentielles supplémentaires. Cela aura un effet similaire à la suggestion 3 soit une réduction de la résistance de la boucle de défaut mais de plus permettra une amélioration des mesures de protection (par diminution de la tension de contact). L'efficacité de cette mesure doit être vérifiée par une mesure de résistance entre les masses simultanément accessibles et le conducteur de protection local, dont la valeur à ne pas dépasser est indiquée dans le guide UTE C 15-105.

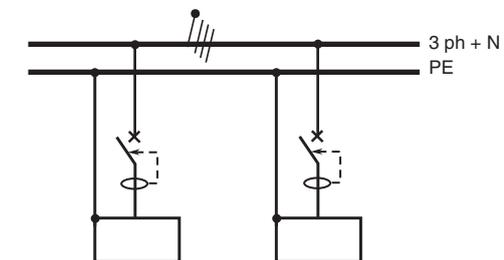


Fig. F61 : Protection par DDR

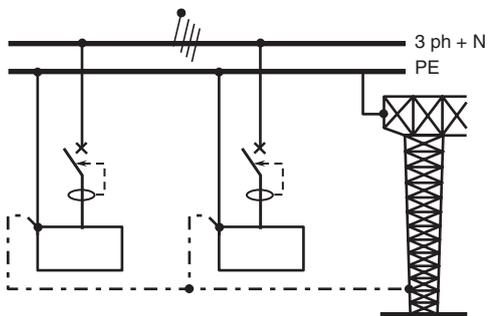


Fig. F62 : Liaisons équipotentielles supplémentaires

8 Dispositifs Différentiels à courant Résiduel (DDR)

Correspondance :
CEI 60947-2 et NF EN 60947-2

Les disjoncteurs de type industriel intégrant la fonction différentielle sont conformes à la norme CEI 60947-2 et à son annexe B.

8.1 Type de DDR

Les dispositifs différentiels à courant résiduel (DDR) sont couramment intégrés ou associés avec les appareils suivants :

- disjoncteurs de type industriel boîtier moulé et forte intensité conformes à la CEI 60947-2,

Note : les disjoncteurs de type industriel intégrant la fonction DDR (par exemple le disjoncteur Vigicompact) sont conformes aussi à l'annexe B de cette norme,

- disjoncteurs miniatures de type industriel conformes à la CEI 60947-2.

Un DDR est obligatoirement utilisé à l'origine d'une installation en schéma TT.

Mais afin d'assurer un niveau de continuité de service adéquat, il est aussi nécessaire d'utiliser d'autres DDR en aval sur l'installation et de mettre en œuvre leur capacité à être sélectifs entre eux.

Disjoncteurs de type industriel avec un module DDR intégré ou adaptable (cf. Fig. F63)



Disjoncteur de type industriel Vigicompact



Disjoncteur de type industriel Multi 9 sur rail DIN avec un module DDR Vigicompact

Fig. F63 : Disjoncteurs de type industriel avec module DDR

Les disjoncteurs différentiels de type industriel sont disponibles sous plusieurs versions (sur socle, débrochable, sur rail DIN). La protection différentielle est réalisée par des modules complémentaires adaptables sur rail DIN (par exemple Multi 9) ou montés aux bornes des disjoncteurs (par exemple bloc Vigicompact pour disjoncteur Compact NSX). Ces disjoncteurs différentiels peuvent donc ainsi assurer une protection complète : protection contre les surintensités, protection contre les contacts indirects et/ou directs et sectionnement.

Les disjoncteurs différentiels de type domestique sont l'objet des normes CEI 60898, CEI 61008 et CEI 61009

Disjoncteurs modulaires de type domestique avec protection différentielle (cf. Fig. F64)



Disjoncteur d'arrivée avec ou sans déclenchement temporisé et fonction DDR intégrée (type S)



Disjoncteur différentiel «Monobloc» Déclat Vigicompact conçu pour la protection des circuits prises de courant pour les applications domestiques et tertiaires

Fig. F64 : Disjoncteurs différentiels de type domestique pour la protection contre les défauts à la terre

F37

Les interrupteurs différentiels sont couverts par des normes nationales particulières. Les DDR à tore séparé sont normalisés à l'annexe M de la CEI 60947-2.

Disjoncteurs différentiels et DDR à tore séparé (cf. Fig. F65)

Les DDR à tore séparé peuvent être utilisés avec des disjoncteurs ou des contacteurs.



Fig. F65 : DDR à tore séparé (Vigirex)

F38

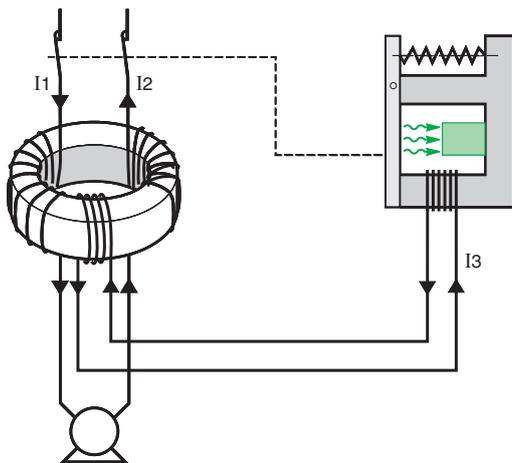


Fig. F66 : Le principe de fonctionnement d'un DDR

8.2 Description

Principe

Les caractéristiques essentielles du fonctionnement d'un DDR sont montrées en Fig. F66 ci-contre.

Un circuit magnétique entoure tous les conducteurs actifs, y compris le conducteur neutre si présent, alimentant un circuit électrique. Le flux magnétique généré dans le circuit magnétique dépend à chaque instant de la somme arithmétique des courants dans les conducteurs actifs.

En cas de circuit monophasé (Fig. F66), le courant entrant I_1 (de la source vers l'utilisation) est considéré comme positif, à l'inverse le courant I_2 sortant est considéré comme négatif.

Pour un circuit électrique sain, $I_1 + I_2 = 0$ et il n'y a pas de flux magnétique, donc aucune f.é.m. créée dans l'enroulement secondaire.

Un courant de défaut I_d passe dans le circuit magnétique de la source vers l'utilisation mais revient par les conducteurs de protection (schéma TN) ou par la terre (schéma TT).

De ce fait, la somme des courants entrant et sortant n'est plus nulle, soit $I_1 + I_d + I_2 = I_d$, et cette différence de courant crée un flux magnétique.

Cette différence de courant est appelée «courant résiduel» et le principe est dénommé principe du «courant résiduel».

Le flux alternatif résultant dans le circuit magnétique induit en conséquence une f.é.m. dans le bobinage du secondaire de sorte qu'un courant I_3 circule dans l'enroulement de commande de déclenchement du dispositif. Si le courant résiduel dépasse la valeur requise (le seuil) pour activer le déclenchement du dispositif soit directement soit via un relais électronique ceci va provoquer l'ouverture de l'organe de coupure associé (interrupteur ou disjoncteur).

8.3 Sensibilité des DDR aux perturbations

Dans certains cas, des perturbations (dues au réseau ou à son environnement) peuvent créer des dysfonctionnements des DDR.

■ **Déclenchement intempestif** : coupure de l'alimentation électrique en cas d'absence de situations dangereuses. Ce type de déclenchement est souvent répétitif, ce qui est très préjudiciable à la qualité de la fourniture de l'énergie, et entraîne pour l'utilisateur des perturbations d'exploitation.

■ **Non déclenchement en cas de situations dangereuses** : baisse de la sensibilité dans la détection des courants de défaut dangereux. Cette situation doit être analysée avec précautions car elle affecte la sécurité. De ce fait, les normes CEI ont défini 3 catégories de DDR selon leur aptitude à gérer ces types de situation (voir ci-après).

8 Dispositifs Différentiels à courant Résiduel (DDR)

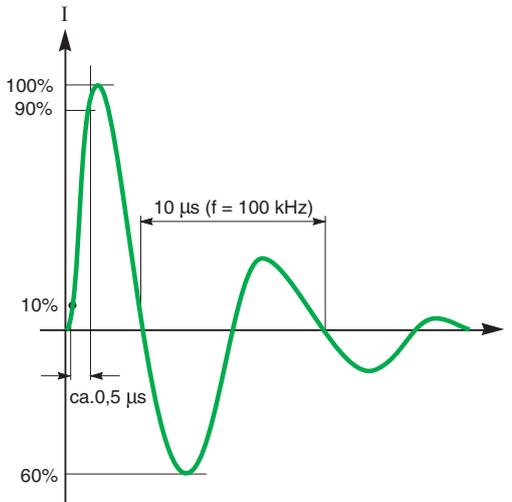


Fig. F67 : Onde de courant normalisée 0,5 µs/100 kHz

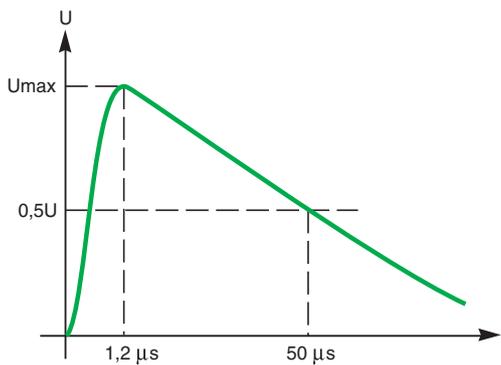


Fig. F68 : Onde de tension normalisée 1,2/50 µs

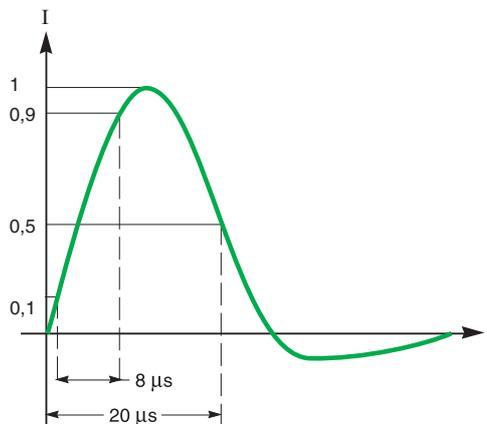


Fig. F69 : Onde de courant normalisée 8/20 µs

Principaux types de perturbations

Bien que ces perturbations ne soient pas dangereuses pour les personnes, elles peuvent entraîner des déclenchements intempestifs des dispositifs de protection DDR qu'il est nécessaire de pallier.

Courants de fuite permanents

Toute installation électrique BT a un courant de fuite permanent à la terre qui est dû :

- soit aux déséquilibres des capacités de fuite naturelles des conducteurs actifs à la terre (principalement pour des circuits triphasés),
- soit à des capacités entre une phase et la terre pour des circuits monophasés.

Le courant de fuite est d'autant plus important que l'installation électrique est étendue.

Ce courant de fuite capacitif est parfois majoré de manière significative par les condensateurs de filtrage reliés à la masse de certains récepteurs électroniques (dans des équipements pour des automatismes, pour des systèmes de communication, pour des réseaux informatiques, etc.). En l'absence de données plus précises, le courant de fuite peut être évalué sur la base suivante, pour un réseau 230 V/ 50 Hz :

- canalisations mono ou triphasées : 1,5 mA/100m,
- plancher chauffant : 1 mA/kW,
- Fax, imprimantes : 1 mA,
- PC , poste de travail : 2 mA,
- Photocopieuses : 1,5 mA.

Pour que les DDR puissent fonctionner correctement avec les sensibilités $I_{\Delta n}$ requises par les normes CEI et/ou les normes nationales pour assurer la sécurité des personnes et des biens, il est nécessaire de limiter les courants de fuite permanents traversant un DDR. Une limitation à 25% de son seuil $I_{\Delta n}$ par une division des circuits, élimine pratiquement tout risque de déclenchement intempestif.

Composantes à haute fréquence HF (harmoniques, transitoires, etc.) générés

- par des alimentations d'équipements informatiques, des convertisseurs de fréquence, des commandes de moteur par variateur de vitesse, des systèmes d'éclairage à lampes fluorescentes,
- par la proximité d'appareils de coupure MT et de batterie de condensateurs d'énergie réactive.

Une partie de ces courants HF peut s'écouler à la terre par les capacités de fuite des équipements.

Mise sous tension

La mise sous tension de condensateurs tels que mentionnés ci-dessus crée un courant d'appel transitoire HF similaire à celui de la **Figure F67**.

L'apparition du premier défaut en schéma IT crée un courant de fuite transitoire dû à la brusque élévation de tension des 2 phases saines par rapport à la terre.

Surtensions de mode commun

Les réseaux électriques sont soumis à des surtensions transitoires dues

- à des perturbations extérieures d'origine atmosphériques (foudre),
- à des changements brusques des conditions de fonctionnement du réseau (défauts, fusion de fusibles, commutation de charges inductives, manœuvres d'appareillage MT, etc.).

Ces surtensions transitoires créent dans les capacités de fuite à la terre des courants transitoires de forte amplitude.

Leur observation a établi que sur un réseau BT, les surtensions demeurent en général inférieures à 6 kV, et elles sont représentées correctement par une onde de tension normalisée 1,2/50 µs (cf. **Fig. F68**).

Les courants induits par ces surtensions peuvent aussi être représentés par une onde de courant normalisée 8/20 µs de valeur crête de plusieurs dizaines d'ampères (cf. **Fig. F69**).

Immunité

Courants de fuite transitoires : CEM

Selon la NF C 15-100 § 531.2.1.4, tout DDR installé doit avoir un niveau d'immunité minimal aux déclenchements indésirables.

■ Les DDR de "type S" (ou cran I et plus) admettent tous les courants transitoires de fuite à la terre, y compris ceux des parafoudres (cf. schémas d'installation au chapitre L § 1.3), de durée inférieure à 40 ms.

Les surtensions et courants transitoires mentionnés ci-contre, les commutations (bobines de contacteurs, relais, contacts secs), les décharges électrostatiques et les ondes électromagnétiques rayonnées (radio) relèvent du domaine de la compatibilité électromagnétique (pour plus de détails, consulter les Cahiers Techniques n° 120 et 149 de Schneider Electric).

■ Les DDR de type « A si » (super immunisés) évitent les déclenchements intempestifs dans les cas de réseaux pollués, effets de la foudre, courants à haute fréquence, composantes continues, transitoires, harmoniques, basses températures (-25 °C).

La NF C 15-100 § 771.314.2.1 recommande d'utiliser un DDR « si » de 30 mA pour le circuit spécifique d'un congélateur.

Courants de défauts à composantes pulsées ou continues DDR de type AC, A ou B

L'article 531-2-1-5 de la NF C 15-100 indique les dispositions à prendre si nécessaire.

La norme CEI 60755 (Exigences générales pour les dispositifs de protection à courant différentiel résiduel) définit trois types de DDR suivant la caractéristique du courant de défaut :

■ type AC

DDR pour lequel le déclenchement est assuré pour des courants alternatifs sinusoïdaux différentiels résiduels, sans composante continue.

■ type A

DDR pour lequel le déclenchement est assuré

- pour des courants alternatifs sinusoïdaux différentiels résiduels,
- en présence de courants continus pulsatoires différentiels résiduels spécifiés.

■ type B

DDR pour lequel le déclenchement est assuré

- pour des courants identiques à ceux du type A,
- pour des courants continus différentiels résiduels qui peuvent résulter d'un redressement triphasé.

Correspondance :

CEI 60364-5-51 § 512.2
et NF C 15-100 partie 5-51 § 512.2

Influences externes⁽¹⁾

Tenue au froid

Dans le cas de températures au dessous de -5°C, les relais électromécaniques très sensibles des DDR de haute sensibilité peuvent être mécaniquement bloqués par le givre en cas de condensation.

Les DDR de type «si» peuvent fonctionner jusqu'à une température de -25°C.

Atmosphères chimiques corrosives ou chargées de poussières :

Les alliages spéciaux utilisés dans la fabrication des DDR peuvent notablement être dégradés par la corrosion. Les poussières peuvent aussi bloquer le mouvement des parties mécaniques.

Les influences externes sont classées dans le Tableau 51A de la norme CEI 60364-5-51.

L'influence externe «Présence de substances corrosives ou polluantes» est identifiée par le code AFx (avec x qui représente le degré de sévérité de 1, négligeable, à 4, extrême).

Les règlements particuliers peuvent définir les dispositions à prendre et le type de DDR à mettre en œuvre (voir mesures à prendre en fonction des niveaux de sévérité dans le tableau de la **Figure F70**).

(1) Pour plus de renseignements sur les influences externes voir Chapitre E Paragraphe 3.

8 Dispositifs Différentiels à courant Résiduel (DDR)

Influence du réseau électrique	Réseau perturbé	DDR super immunisé Type A si :	DDR Type SiE 	DDR Type SiE 	DDR Type SiE
	Réseau propre	DDR immunisé standard Type AC		Protection additionnelle appropriée (coffret ou unité fonctionnelle étanche)	Protection additionnelle appropriée (coffret ou unité fonctionnelle étanche + surpression)
Présence de substance corrosive ou polluante CEI 60364 / NF C 15-100		Présence négligeable	Présence appréciable d'origine atmosphérique	Actions intermittentes ou accidentelles de certains produits chimiques ou polluants courants	Actions permanentes de produits chimiques ou polluants
Sévérité		AF1	AF2	AF3	AF4
Caractéristiques des matériels à mettre en œuvre		■ Normales	■ Conformité, par exemple, au test de brouillard salin	■ Protection contre les corrosions	■ Spécifiquement étudiées suivant le type de produit et de pollution

F41

Exemples de sites exposés	Influences Externes
Métallurgie, aciérie.	Présence de soufre, vapeur de soufre, H ₂ S.
Marina, port de commerce, bateau, bord de mer, chantier naval.	Atmosphère saline, en extérieur, humide, basse température.
Piscine, hôpital, agro alimentaire.	Composants chlorés.
Pétrochimie.	Gaz de combustion hydrogène, oxydes d'azote.
Élevage.	H ₂ S.

Fig. F70 : Caractéristiques des DDR selon l'influence externe classée AF - Sites suivant le type de pollution

Niveau d'immunité des DDR de la marque Schneider Electric

Les gammes de DDR de la marque Schneider Electric comprennent différents types de DDR permettant une protection contre les défauts d'isolement adaptée à chaque application. Le tableau de la **Figure F71** indique le type de DDR à installer en fonction des perturbations probables au point d'installation.

Type de DDR	Déclenchement intempestif (en absence de défaut)	Non déclenchement (en présence de défaut)			
		Courants de fuite naturelle HF	Courant de défaut avec		Basse température (jusqu'à -25°C)
Composantes pulsées (monophasé redressé)	Composantes continues pures				
AC	■			■	
A	■	■		■	
SI	■ ■ ■	■		■	
SiE	■ ■ ■	■		■	■
B	■ ■ ■	■	■	■	

Fig. F71 : Niveau d'immunité des DDR Schneider Electric

Immunité aux déclenchements intempestifs

Les DDR de type si/SiE ont été conçus pour pallier les déclenchements intempestifs et/ou les non déclenchements dans le cas de pollution du réseau électrique (effet induit de coups de foudre, courants HF, courants RF, etc.). La **Figure F72** indique les essais (et les niveaux d'essais) subis par les DDR de ce type.

F42

Type de perturbations	Ondes d'essais normalisées	Niveau d'essai Multi 9 : ID-RCCB, DPN Vigi, Vigi, C60, Vigi, C120, Vigi NG125 Type si/SiE
Perturbations permanentes		
Harmoniques	1 kHz	Courant de défaut = 8 x IΔn
Perturbations transitoires		
Surtension foudre induite	1,2 / 50 μs Impulsion (CEI/EN 61000-4-5)	4,5 kV entre conducteurs 5,5 kV / terre
Courant foudre induit	8 / 20 μs Impulsion (CEI/EN 61008)	5 kA crête
Courant transitoire de manœuvre, indirect de foudre	0,5 μs / 100 kHz Onde de courant (CEI/EN 61008)	400 A crête
Fonctionnement de para surtension en aval, charge de capacités	10 ms Impulsion	500 A
Compatibilité Électromagnétique		
Commutation de charges inductives, éclairage fluorescent, moteurs, etc.	Salves répétées (CEI 61000-4-4)	4 kV / 400 kHz
Éclairage fluorescent, circuits commandés par thyristors	Ondes RF conduites (CEI 61000-4-6)	66 mA (15 kHz à 150 kHz) 30 V (150 kHz à 230 MHz)
Ondes RF (TV et Radios, émetteurs, télécommunication, etc.)	Ondes RF émises 80 MHz à 1 GHz (CEI 61000-4-3)	30 V / m

Fig. F72 : Essais d'immunité aux déclenchements intempestifs subis par les DDR de marque Schneider Electric

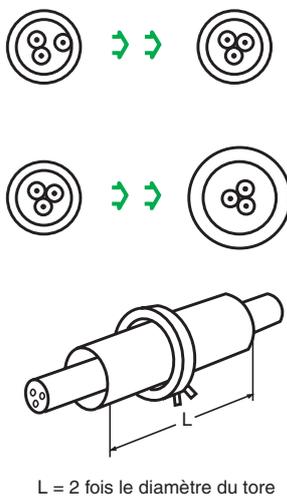


Fig. F73 : 3 mesures pour réduire le rapport de sensibilité IΔn/Iph (max)

Recommandations concernant l'installation des DDR à tore séparé

Le capteur de ce type de DDR est un tore (généralement circulaire) de matériau magnétique à très haute perméabilité, sur lequel est bobiné un circuit secondaire, l'ensemble constituant un transformateur de courant toroïdal.

A cause de cette haute perméabilité, l'équilibre des flux magnétiques peut être affecté par

- une dissymétrie, même légère, dans la position des conducteurs entourés par le circuit magnétique,
- une proximité trop grande avec des matériaux ferreux (coffret ou châssis métallique, etc.).

De ce fait, des courants d'appel importants (courant de démarrage, courant magnétisant de transformateurs, courant de mise sous tension de capacités) peuvent saturer localement ce matériau et provoquer des déclenchements indésirables.

Sans prendre de précautions particulières, le rapport de sensibilité, courant de fonctionnement IΔn rapporté au courant maximum des phases I phase max, soit IΔn/ Iph(max) est ≤ 1/1000.

Cette limite peut être augmentée sensiblement en prenant les mesures illustrées en **Figure F73** et résumées dans le tableau de la **Figure F74**.

Mesures	Diamètre (mm)	Gain de sensibilité ⁽¹⁾
Centrer avec précaution les conducteurs dans le tore		3
Prendre un tore de la taille supérieure	ø 50 → ø 100	2
	ø 80 → ø 200	2
	ø 120 → ø 300	6
Utiliser un manchon magnétique (fer doux - tôle magnétique) : ■ d'épaisseur 0,5 mm, ■ de longueur 2 x diamètre intérieur du tore, ■ entourant complètement les conducteurs et dépassant de manière égale de chaque côté du tore.	ø 50	4
	ø 80	3
	ø 120	3
	ø 180	2

Ces mesures peuvent être combinés : par exemple, en centrant avec précaution les conducteurs dans un tore de 200 mm de diamètre (alors que un diamètre de tore de 50 mm était suffisant) et en utilisant un manchon magnétique, le rapport 1/1000 devient 1/30000.

Fig. F74 : Mesures pour réduire le rapport de sensibilité

(1) Le gain représente en fait une diminution du rapport de sensibilité.

8 Dispositifs Différentiels à courant Résiduel (DDR)

Correspondance :
CEI 60364-5-53 § 535.2.2 et
NF C 15-100 § 535.3.2

Choix des caractéristiques d'un interrupteur différentiel (ID)

Courant assigné

La norme CEI 60364-5-53 (§ 535.2.2) définit les règles.

Le courant assigné d'un interrupteur différentiel est choisi en fonction du courant maximum qui doit le traverser :

- si l'interrupteur différentiel est placé en série et en aval d'un disjoncteur, le courant assigné des 2 appareils est le même soit (cf. **Fig. F75a**) : $I_n \geq I_{n1}$,
- si l'interrupteur différentiel est placé en amont d'un groupe de disjoncteurs, le courant assigné est \geq (cf. **Fig. F75b**) : $I_n \geq k_u \times k_s (I_{n1} + I_{n2} + I_{n3} + I_{n4})$.

Exigences de tenue électrodynamique

La protection contre les courts-circuits d'un interrupteur différentiel doit être assurée par un Dispositif de Protection contre les Courts-Circuits (DPCC) placé en amont. Cependant il est considéré que celle-ci peut aussi être réalisée par les DPCC situés en aval (sur les départs) si l'interrupteur est installé dans le même emplacement (coffret) que les DPCC (conformément aux normes appropriées, pour la France NF C 15-100 § 535.3.2).

La coordination entre les interrupteurs différentiels et les DPCC est nécessaire ; les constructeurs fournissent en général des tableaux d'association de DPCC et d'interrupteurs différentiels (cf. **Fig. F76**).

F43

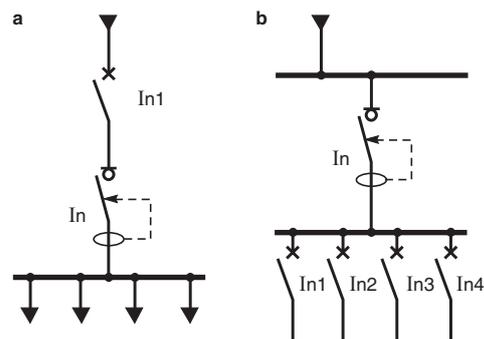


Fig. F75 : Interrupteurs différentiels associés à des disjoncteurs

Association disjoncteurs avec interrupteurs différentiels – I_{cc} efficace en kA

Disjoncteur amont	DT40	DT40N	C60N	C60H	C60L	C120N	C120H	NG125N	NG125H	
ID aval 230V	2P I 20A	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	3	4,5	4,5	4,5
	IN-A 40A	6	10	20	30	30	10	10	15	15
	IN-A 63A	6	10	20	30	30	10	10	15	15
	I 100A						15	15	15	15
4P 400V	I 20A	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	2	3	3	3
	IN-A 40A	6	10	10	15	15	7	7	15	15
	IN-A 63A	6	10	10	15	15	7	7	15	15
	NG 125NA						10	16	25	50

Association fusibles avec interrupteurs différentiels – I_{cc} efficace en kA

fusible amont	20A	63A	100A	125A
ID aval 230V	2P I 20A	8		
	IN-A 40A		30	20
	IN-A 63A		30	20
	I 100A			6
4P 400V	I 20A	8		
	IN-A 40A		30	20
	IN-A 63A		30	20
	NG 125NA			

Fig. F76 : Exemple de tableaux constructeurs d'association Interrupteur différentiel/DPCC et Interrupteur différentiel/fusible (produits Schneider Electric)

Choix des DDR pour des circuits avec variateur de vitesse

Les variateurs de vitesse sont de plus en plus utilisés pour alimenter les moteurs asynchrones. En effet ils procurent de multiples avantages : un courant de démarrage limité (environ 1,5 fois le courant nominal), une large plage de réglage de la vitesse avec possibilité de survitesse, une facilité de freinage électrique, l'inversion de sens de marche, etc.

Pour cela ces dispositifs électroniques comportent un premier circuit de redressement pour obtenir un courant continu qui est ensuite modulé par un second circuit afin de faire varier la fréquence et la puissance disponible pour l'alimentation des moteurs.

Le fonctionnement des DDR avec des variateurs de vitesse doit donc prendre en compte la présence éventuelle de composante continue et de courants à fréquence variable.

La norme NF C 15-100/A1, prenant en compte cette difficulté, impose un choix de DDR en fonction des conditions d'installation et du type de variateur. Le tableau de la **Figure F77** précise ce choix.

Alimentation du variateur	Protection contre les contacts indirects			Protection complémentaires contre les contacts directs		
	Triphasée		Monophasée	Triphasée		Monophasée
Caractéristiques du matériel et de l'installation	Sans double isolement sur l'étage à courant continu	Avec double isolement sur l'étage à courant continu	Avec ou sans double isolement sur l'étage à courant continu	Sans double isolement sur l'étage à courant continu	Avec double isolement sur l'étage à courant continu	Avec ou sans double isolement sur l'étage à courant continu
TT (IT avec des masses non interconnectées)	Type B (≥ 300 mA)	Type A (≥ 300 mA)		Type B (30 mA)	Type A (30 mA)	
TN-S	Type A (≥ 300 mA)*					
IT	Type A (≥ 300 mA)*					

(*) : Le défaut d'isolement s'apparente à un court-circuit. Le déclenchement doit normalement être assuré par la protection contre les courts-circuits, mais l'utilisation d'un DDR est recommandée en cas de risque de non déclenchement des protections à maximum de courant.

Fig. F77 : Choix du DDR en fonction du SLT et du type de variateur (d'après le tableau 55A de la norme NF C 5-100/A1 § 553.2.6)

Il est aussi conseillé de :

- ne raccorder qu'un seul variateur par DDR,
- prévoir un DDR comme mesure de protection complémentaire contre un contact direct lorsque la résistance de freinage est accessible.

Chapitre G

La protection des circuits

Sommaire

1	Généralités	G2
	1.1 Méthodologie et définitions	G2
	1.2 Principe de la protection des circuits contre les surintensités	G4
	1.3 Détermination de la protection	G4
	1.4 Emplacement des protections	G6
	1.5 Conducteurs en parallèle	G7
2	Détermination pratique de la section minimale d'une canalisation	G8
	2.1 Généralités	G8
	2.2 Méthode générale	G8
	2.3 Approche simplifiée du choix des canalisations	G17
	2.4 Canalisations préfabriquées	G19
3	Détermination de la chute de tension	G21
	3.1 Limite maximale de la chute de tension	G21
4	Courant de court-circuit	G25
	4.1 Courant de court-circuit triphasé au secondaire d'un transformateur MT/BT	G25
	4.2 Courant de court-circuit triphasé en tout point d'une installation BT	G26
	4.3 Tableaux simplifiés du calcul de l'I _{cc} en aval d'une canalisation	G30
5	Cas particuliers relatifs aux courants de court-circuit	G32
	5.1 Calcul du courant de court-circuit minimal présumé	G32
	5.2 Vérification de la tenue des conducteurs aux contraintes correspondant à l'I _{cc}	G37
6	Les conducteurs de protection (PE)	G39
	6.1 Raccordement et choix	G39
	6.2 Section des conducteurs	G40
	6.3 Conducteur de protection entre le transformateur MT/BT et le TGBT	G42
	6.4 Conducteur d'équipotentialité	G43
7	Le conducteur neutre	G44
	7.1 Dimensionnement du conducteur neutre	G44
	7.2 Protection du conducteur neutre	G45
	7.3 Coupure du conducteur neutre	G45
	7.4 Sectionnement du conducteur neutre	G45
	7.5 Influence des courants harmoniques	G47
	7.6 Le conducteur neutre suivant la norme française d'installation	G49
8	Calcul d'une installation suivant la norme française	G52
	8.1 Généralités	G52
	8.2 Choix des canalisations	G52
	8.3 Détermination de la section des canalisations non enterrées	G52
	8.4 Détermination de la section des canalisations enterrées	G57
	8.5 Câbles en parallèle	G61
	8.6 Détermination de la section dans le cas d'un conducteur neutre chargé	G61
	8.7 Informations complémentaires	G62
	9	Exemple de calcul d'une installation
9.1 Calcul de l'installation en utilisant le logiciel Ecodial 3.4		G64
9.2 Calcul de l'installation en utilisant la méthode simplifiée		G64

Nota :

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

G1

L'ensemble d'un circuit électrique et de sa protection est déterminé de manière à satisfaire à toutes les contraintes de fonctionnement.

1.1 Méthodologie et définitions

Ce chapitre présente une étude suivant les normes CEI 60364 (série), principalement les normes CEI 60364- 4- 43 et -5-52. Les normes d'installation nationales peuvent différer, adapter ou compléter cette norme internationale.

Pour la France, une étude complète suivant la norme NF C 15-100 et le guide NF C15-105 est présentée au sous chapitre G8.

Méthodologie (cf. Fig. G1)

Après une analyse préliminaire des besoins en énergie électrique de l'installation, comme décrite au chapitre A sous chapitre 4, une étude des canalisations⁽¹⁾ de chacun des circuits et de sa protection électrique est à entreprendre, en commençant à l'origine de l'installation pour aboutir aux circuits terminaux.

Chaque association canalisation-protection doit répondre simultanément à plusieurs conditions qui assurent la sûreté de l'installation :

- véhiculer le courant d'emploi permanent et ses pointes transitoires normales ;
 - ne pas générer de chutes de tension susceptibles de nuire au fonctionnement de certains récepteurs, comme par exemple les moteurs en période de démarrage.
- En outre, la protection, disjoncteur ou fusible, doit :
- protéger la canalisation ou le jeu de barres pour toutes les surintensités jusqu'au courant de court-circuit ;
 - assurer la protection des personnes contre les contacts indirects, en particulier dans les schémas TN et IT, où la longueur des circuits peut limiter le niveau des courants de court-circuit rendant ainsi possible le risque d'une coupure automatique non instantanée.

Note : en schéma TT, cette condition est naturellement satisfaite par l'installation obligatoire d'un DDR de sensibilité 300 mA placé à l'origine de l'installation.

La section des conducteurs est définie par la méthode générale décrite ci-après (cf. sous-chapitre 2). Des récepteurs particuliers (cf. chapitre N) peuvent nécessiter de surdimensionner le câble d'alimentation et sa protection.

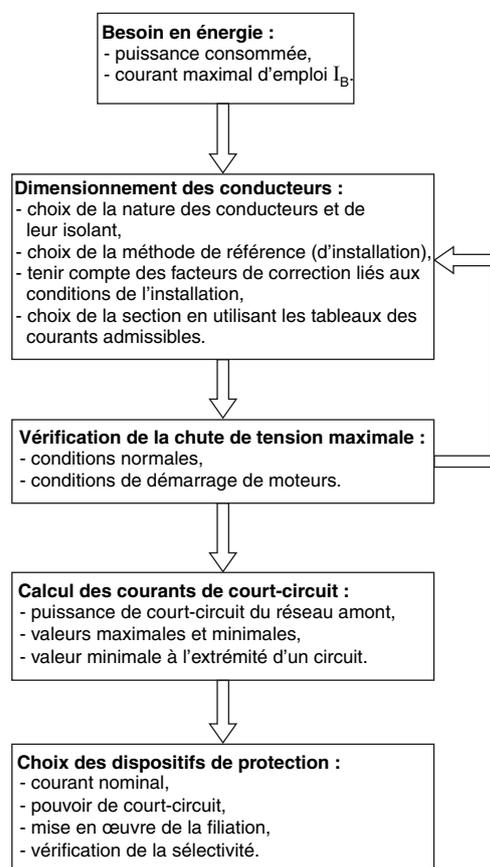


Fig. G1 : Logigramme pour le choix d'une canalisation et de son dispositif de protection pour un circuit

(1) Le terme canalisation dans ce chapitre désigne les canalisations constituées de conducteurs isolés ou de câbles à l'exception des canalisations préfabriquées étudiées spécifiquement au sous chapitre 2.4.

1 Généralités

Définitions

Courant d'emploi : I_B

- Au niveau des circuits terminaux, c'est le courant qui correspond à la puissance apparente des récepteurs. Dans le cas de démarrage ou de mise en service fréquente (ex : moteur d'ascenseur, poste de soudure par points), il faut tenir compte des appels de courant lorsque leurs effets thermiques se cumulent et affectent les câbles et les relais thermiques.
- Au niveau des circuits de distribution (principaux, secondaires), c'est le courant correspondant à la puissance d'utilisation, laquelle tient compte des coefficients de simultanéité et d'utilisation, respectivement k_s et k_u comme décrit en **Figure G2** (voir aussi le Chapitre A paragraphe 4.3).

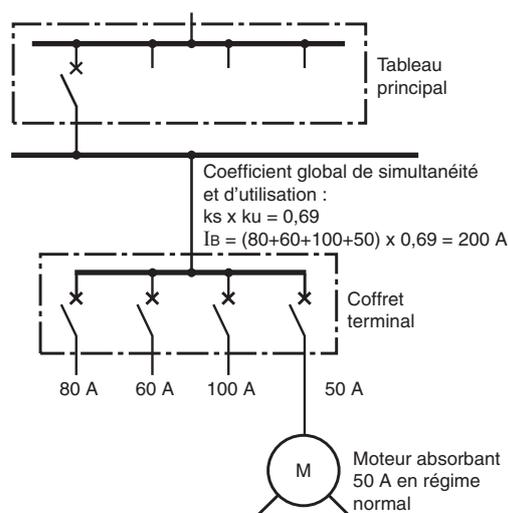


Fig. G2 : Exemple de calcul du courant d'emploi I_B dans un circuit

Courant admissible : I_z

C'est le courant maximal que la canalisation peut véhiculer en permanence sans préjudice pour sa durée de vie.

Ce courant dépend, pour une section donnée, de plusieurs paramètres :

- constitution du câble ou de la canalisation (en cuivre ou en aluminium, isolation PVC ou PR, nombre de conducteurs actifs),
- température ambiante,
- mode de pose,
- influence des circuits voisins (appelé effet de proximité).

Surintensité

Il y a surintensité chaque fois que le courant traversant un circuit est supérieur à son courant d'emploi I_B .

Ce courant doit être coupé dans un temps dépendant de son intensité, de telle sorte qu'une dégradation irréversible de la canalisation, ou d'un récepteur suite à un défaut interne, puisse être évitée.

Des surintensités de faible durée peuvent cependant se produire dans des conditions normales d'exploitation. On distingue 2 types de surintensités :

■ Les surcharges

Ce sont les surintensités se produisant dans un circuit électriquement sain, par exemple à cause de la mise en fonctionnement simultanée de charges même durant de faible durée : démarrage de plusieurs moteurs, etc. Cependant, si ces conditions durent au delà d'une période supportable (dépendant du réglage de la protection thermique ou du calibre des fusibles), le circuit est automatiquement coupé.

■ Les courants de court-circuit

Ils sont consécutifs à un défaut, dans un circuit, entre plusieurs conducteurs et/ou entre un des conducteurs actifs et la terre (dans les schémas TN du fait de la très faible impédance entre le conducteur neutre et la terre) selon les combinaisons suivantes :

- court-circuit triphasé (3 conducteurs de phase sont en court-circuit),
- court-circuit biphasé (2 conducteurs de phase sont en court-circuit),
- court-circuit monophasé (1 conducteur de phase et le neutre sont en court-circuit).

1.2 Principe de la protection des circuits contre les surintensités

Le principe consiste à disposer à l'origine du circuit un appareil de protection (cf. Fig. G3 et Fig. G4).

- agissant en cas de surintensité en un temps inférieur à la caractéristique I^2t du câble ;
- mais pouvant laisser passer en permanence le courant d'emploi I_B de ce circuit.

Pour les courts-circuits de durée inférieure à 5 secondes, la caractéristique du conducteur isolé peut être approchée à l'aide de la formule :

$I^2t = k^2 S^2$ qui exprime que la chaleur dégagée admissible est proportionnelle au carré de la section du conducteur isolé, avec :

t : Durée du court-circuit en secondes

S : Section du conducteur isolé en mm^2

I : Courant de court-circuit effectif en A, exprimé en valeur efficace

k : Constante caractéristique du conducteur isolé (les valeurs de k^2 sont indiquées Figure G52).

Pour un même conducteur isolé, l'intensité admissible varie selon l'environnement. Par exemple, pour une température θ ambiante élevée ($\theta_{a1} > \theta_{a2}$), I_{z1} est inférieur à I_{z2} (cf. Fig. G5).

Note :

- I_{CC} : courant de court-circuit triphasé
- I_{CU} ou I_{CN} : pouvoir de coupure assigné du disjoncteur
- I_r (ou I_{rth})⁽¹⁾ : courant de réglage de la protection thermique ou Long retard du disjoncteur.

Note : un disjoncteur de calibre nominal 50 A pour assurer une protection contre les surcharges à 30 A peut avoir :

- soit une plage de réglage de la protection permettant le réglage à 30 A,
- soit un réglage fixe de protection contre les surintensités équivalent à un disjoncteur de 30 A (courant assigné).

G4

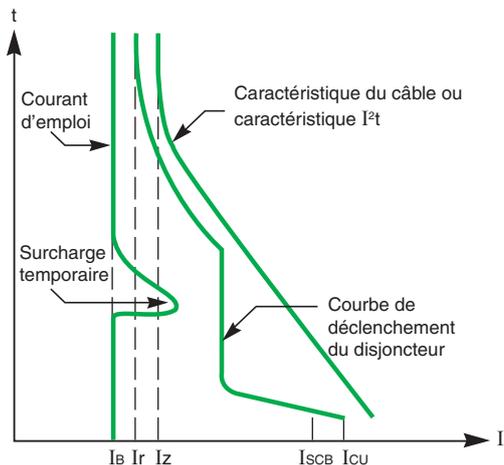


Fig. G3 : Principe de la protection d'un circuit : cas du disjoncteur

1.3 Détermination de la protection

Les méthodes suivantes sont basées sur des règles définies dans la norme CEI 60364-4-43 § 433 et § 434 et sont conformes aux règles de l'art pratiquées dans de nombreux pays.

Règle générale

Un dispositif de protection (disjoncteur ou fusible), assure correctement sa fonction si :

- son courant nominal ou de réglage I_n est situé entre le courant d'emploi et le courant admissible de la canalisation, soit :

$I_B \leq I_n \leq I_z$ ce qui correspond à la zone a de la Figure G6.

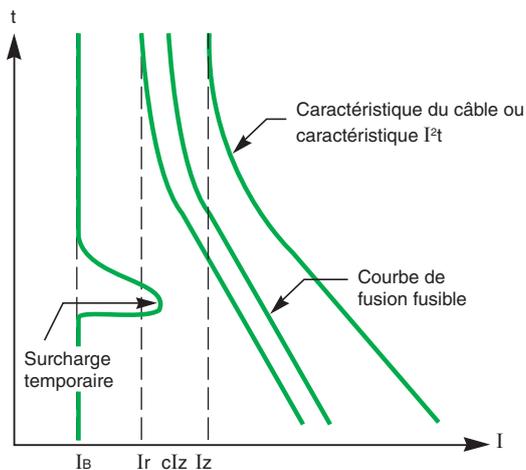


Fig. G4 : Principe de la protection d'un circuit : cas du fusible

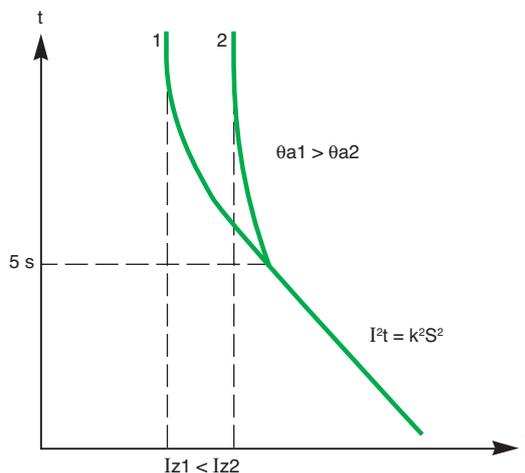


Fig. G5 : Caractéristiques I^2t d'un conducteur en fonction de la température ambiante

(1) Les deux désignations sont couramment employées dans les normes.

1 Généralités

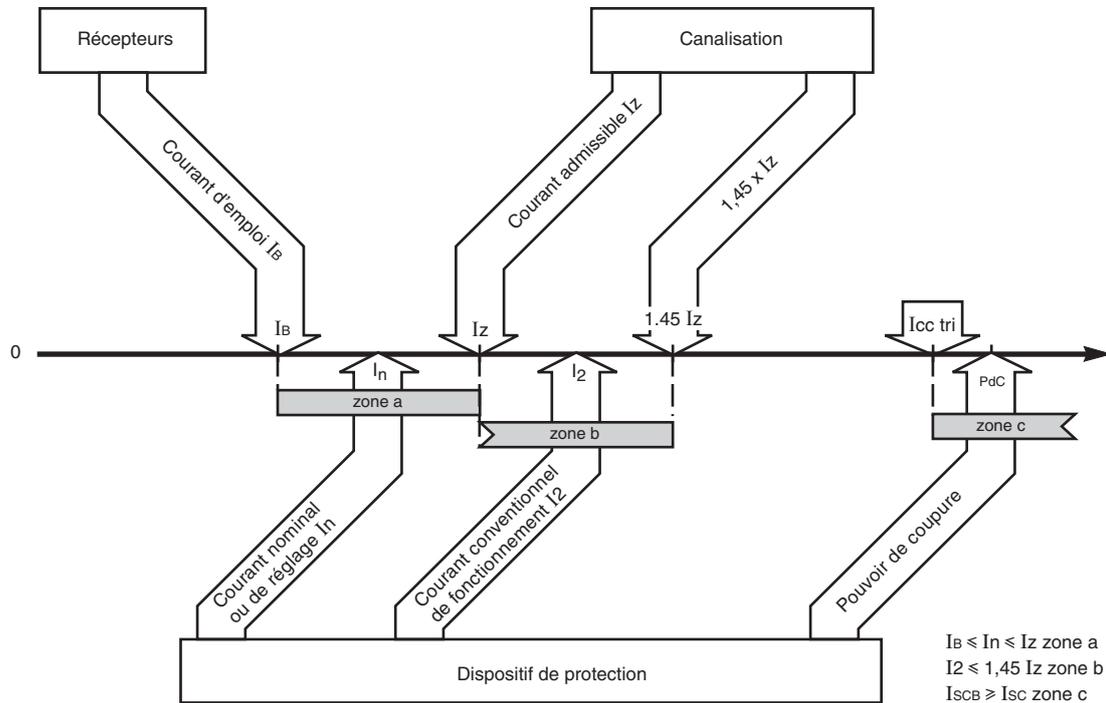


Fig. G6 : Courants du circuit nécessaires à la détermination du calibre de la protection (fusible ou disjoncteur) (selon NF C 15-100)

- son courant conventionnel de déclenchement I_2 est inférieur à $1,45 \times I_Z$, ce qui correspond à la zone b de la Figure G6.
- son pouvoir de coupure (PdC) est supérieur à l'intensité de court-circuit maximale triphasée ($I_{cc tri}$) en son point d'installation, soit :
 $PdC \geq I_{cc tri}$, ce qui correspond à la zone c de la Figure G6.

Applications

■ Protection par disjoncteur

De par sa plus grande précision, le courant I_2 est toujours inférieur à $1,45 I_n$ (ou $1,45 I_r$) et la deuxième condition (zone b) est automatiquement respectée.

□ Cas particulier

Si le disjoncteur n'assure pas lui-même la protection contre les surcharges, il est nécessaire de s'assurer que le court-circuit le plus faible entraîne l'ouverture du dispositif de protection. Ce cas particulier est examiné au paragraphe 5.1.

■ Protection par fusible

Au contraire, la condition $I_2 \leq 1,45 I_Z$ est la plus contraignante, où I_2 est le courant de fusion du fusible qui vaut k_2 fois I_n (k_2 va de 1,6 à 1,9 selon les fusibles). Le courant nominal I_n du fusible est déterminé par : $I_2 = k_2 \times I_n$

Un commentaire à la NF C 15-100 introduit le coefficient :

$$K_3 = K_2 / 1,45$$

et la condition :

$I_2 \leq 1,45 I_Z$ est respectée si :

Pour les fusibles gI

$$I_n \leq 10 \text{ A} \quad K_3 = 1,31$$

$$10 \text{ A} < I_n \leq 25 \text{ A} \quad K_3 = 1,21$$

$$I_n > 25 \text{ A} \quad K_3 = 1,10$$

Il faut d'autre part s'assurer que le pouvoir de coupure est supérieur à $I_{cc tri}$.

$PdC \geq I_{cc tri}$

Critère de choix d'un disjoncteur :

$$I_B \leq I_n \leq I_Z \text{ et } PdC \geq I_{cc tri}.$$

Critère de choix d'un fusible :

$$I_B \leq I_n \leq I_Z / k_3 \text{ et } PdC \geq I_{cc tri}.$$

Un appareil de protection doit, en général, être installé à l'origine de chaque dérivation.

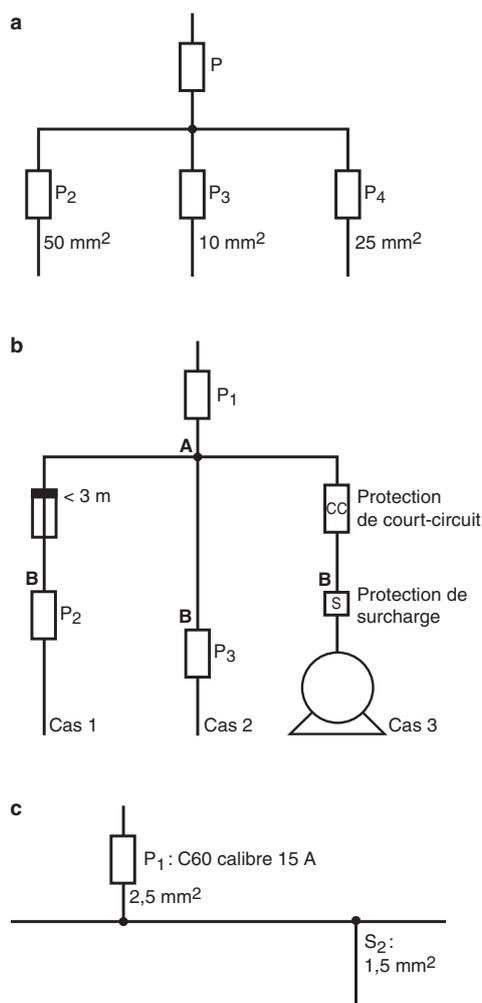


Fig. G7 : Emplacement des protections

■ Association de dispositifs de protection

L'utilisation d'un appareil de protection possédant un pouvoir de coupure inférieur au courant de court-circuit au point où il est installé est autorisée par la norme CEI 60364 et par la norme NF C 15-100 aux conditions suivantes :

- il existe en amont un autre dispositif ayant au moins le pouvoir de coupure nécessaire,
- l'énergie que laisse passer le dispositif placé en amont est inférieure à celle que peut supporter sans dommage l'appareil aval et les canalisations protégées par ces dispositifs.

Cette possibilité est mise en œuvre :

- dans les associations disjoncteurs/fusibles,
- dans la technique de filiation, qui utilise le fort pouvoir de limitation de certains disjoncteurs.

Les associations possibles, résultant d'essais réels effectués en laboratoire, sont données dans les catalogues des constructeurs (voir Chapitre H paragraphe 4.5).

1.4 Emplacement des protections

Règle générale (cf. Fig. G7a)

Un appareil de protection doit être installé à l'origine de chaque dérivation avec diminution de l'intensité admissible (changement de section, des conditions de pose, d'environnement).

Dérogation pour déplacement du dispositif de protection (cf. Fig. G7b)

Le dispositif de protection peut être placé sur le parcours de la dérivation :

- si AB n'est pas à proximité de matériau combustible,
- et si aucune dérivation ni prise de courant n'est placée sur AB.

Trois cas pratiques :

- soit (cas 1)
 - $AB \leq 3$ m et,
 - AB renforcé pour réduire au minimum les risques de court-circuit (pose sous conduit par exemple).
- soit (cas 2)
 - le dispositif P1 en amont protège contre les courts-circuits la longueur AB conformément au paragraphe 5.1.
- soit (cas 3)
 - la protection de surcharge (S) est incorporée ou placée à proximité du récepteur. Cette disposition peut être notamment utilisée pour les départs moteurs : le dispositif (S) constitue l'organe de commande et protection de surcharge du moteur ; le dispositif (CC) est : soit un fusible aM, soit un disjoncteur (spécial pour départ moteur).
 - la protection de court-circuit (CC) placée à l'origine de la dérivation assure cette protection jusqu'au récepteur conformément au paragraphe 5.1.

Dispense totale de dispositif de protection (cf. Fig. G7c)

- Soit le dispositif de protection amont P1 est calibré pour protéger contre les surcharges et les courts-circuits, un câble de section S_2 .
- Soit la coupure d'un circuit présente un risque important :
 - circuits d'excitation des machines tournantes,
 - induits des machines à courant alternatif,
 - alimentation d'électro-aimant de levage ou de manutention,
 - secondaire des transformateurs de courant.

Nombre de conducteurs chargés dans un circuit

De manière générale le nombre de conducteurs chargés dans un circuit est de trois (cf. norme CEI 60364-5-52 § 523.6.1). En présence de taux en courant harmonique de rang 3 élevé (>15 %) sur le réseau, le conducteur neutre peut être considéré comme chargé et des facteurs de correction sont à appliquer aux canalisations. L'étude détaillée du dimensionnement des circuits en présence de courants harmoniques de rang 3 est réalisée :

- au paragraphe 7.6 suivant la norme NF C 15-100.

1 Généralités

1.5 Conducteurs en parallèle

Des conducteurs de même section, de même longueur et de même nature peuvent être connectés en parallèle.

Le courant maximum admissible I_z de chaque conducteur est obtenu à partir du courant d'emploi de la canalisation I_B en tenant compte des effets d'échauffement mutuel, de la symétrie, de la méthode d'installation, etc, soit :

$$I_z \geq \frac{I_B}{n \cdot f \cdot fs} \quad \text{avec}$$

n = nombre de câbles en parallèle,

f = effets d'échauffement,

fs = facteur de symétrie.

Note : le nombre de câbles en parallèle ne doit pas dépasser quatre. Au-delà, il y a lieu de préférer la mise en œuvre de canalisations préfabriquées.

La protection contre les courants de surcharge et de court-circuit est identique à celle à réaliser pour un circuit à un seul câble parcouru par la même intensité I_B .

Les précautions suivantes doivent être prises pour éviter le risque de court-circuit sur les câbles en parallèle :

- le renforcement de la protection mécanique et de celle contre l'humidité,
- le cheminement des câbles doit être tel que les câbles ne sont jamais à proximité de matériaux combustibles.

G7

2 Détermination pratique de la section minimale d'une canalisation

2.1 Généralités

La norme internationale de référence pour l'étude des canalisations est la norme CEI 60364-5-52 : « Installations électriques des bâtiments – Partie 5-52 : Choix et mise en œuvre des matériels électriques – Canalisations »

Un résumé de cette norme est présenté ci-après, avec des exemples des méthodes de calcul des installations les plus couramment utilisées. Les courants admissibles des conducteurs sont donnés en annexe A de la norme. Une méthode simplifiée de l'utilisation des tableaux de l'annexe A est proposée dans l'annexe informative B de la norme.

2.2 Méthode générale suivant la norme CEI 60364 Partie 5-52

Mode de pose en fonction des différents types de câbles ou de canalisations

Les différents modes de pose possibles sont indiqués dans le tableau de la **Figure G8** en fonction des différents types de conducteurs ou de câbles.

G8

Conducteurs et câbles		Mode de pose							
		Sans fixation	Fixation directe	Conduits	Goulottes (y compris plinthes et profilés au niveau du sol)	Conduits profilés	Echelles, Chemin de câbles, Tablettes, Corbeaux	Sur isolateurs	Câble porteur
Conducteurs nus		-	-	-	-	-	-	+	-
Conducteurs isolés		-	-	+	+	+	-	+	-
Câbles sous gaine (y compris câbles armés et conducteur à isolant minéral)	Multi-conducteur	+	+	+	+	+	+	0	+
	Mono-conducteur	0	+	+	+	+	+	0	+

+ Admis.

- Non admis.

0 Non applicable, ou non utilisé en pratique.

Fig. G8 : Choix des canalisations (tableau 52-1 de la norme CEI 60364-5-52)

2 Détermination pratique de la section minimale d'une canalisation

Mode de pose en fonction des différentes situations

Différents modes de pose peuvent être mis en œuvre dans différentes situations. Les combinaisons admises sont indiquées dans le tableau de la **Figure G9**. Les nombres présents dans les cases sont des numéros de référence du mode de pose (voir le tableau de la **Figure G10** en page suivante).

Situations	Mode de pose							
	Sans fixation	Fixation directe	Conduits	Goulottes (y compris plinthes et profilés au niveau du sol)	Conduits profilés	Echelles, Chemin de câbles, Tablettes Corbeaux	Sur isolateurs	Câble porteur
Vide de construction	40, 46, 15, 16	0	15, 16, 41, 42	–	43	30, 31, 32, 33, 34	–	–
Caniveau	56	56	54, 55	0	44, 45	30, 31, 32, 33, 34	–	–
Enterré	72, 73	0	70, 71	–		70, 71	0	–
Encastré dans les structures	57, 58	3	1, 2, 59, 60	50, 51, 52, 53	44, 45	0	–	–
Apparent	–	20, 21	4, 5	6, 7, 8, 9, 12, 13, 14, 22, 23	6, 7, 8, 9	30, 31, 32, 33, 34	36	–
Aérien	–	–	0	10, 11	–	30, 31, 32, 33, 34	36	35
Immergé	80	80	0	–	0	0	–	–

– Non admis.

0 Non applicable, ou non utilisé en pratique.

Fig. G9 : Mise en œuvre des canalisations (d'après le tableau 52-2 de la norme CEI 60364-5-52)

Exemples de modes de pose de canalisations et leur méthode de référence

Le tableau de la **Figure G10** illustre quelques modes de pose des différents types de canalisations parmi les nombreux modes qui existent.

Les modes de pose sont regroupés par référence (un code lettre de A à G) : pour les modes de pose qui ont les mêmes caractéristiques pour le calcul des courants admissibles des canalisations, la même méthode de calcul est utilisée.

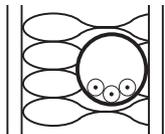
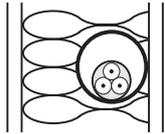
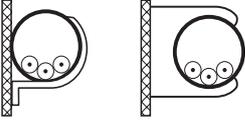
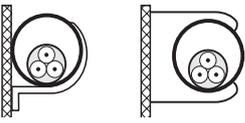
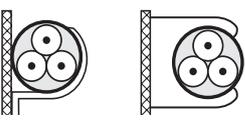
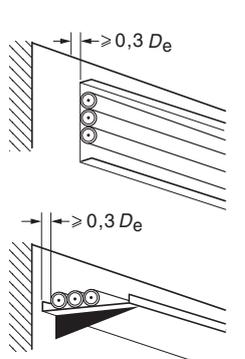
Repère	Mode de pose	Description	Référence du mode de pose à utiliser pour les courants admissibles (méthode de référence)
1	 Pièce	Conducteurs isolés ou câbles monoconducteurs dans des conduits encastrés dans une paroi thermiquement isolante	A1
2	 Pièce	Câbles multiconducteurs dans des conduits encastrés dans une paroi thermiquement isolante	A2
4		Conducteurs isolés ou câbles monoconducteurs dans des conduits sur une paroi en bois ou en maçonnerie et espacés d'une distance inférieure à 0,3 fois le diamètre du conduit	B1
5		Câbles multiconducteurs dans des conduits sur une paroi en bois ou en maçonnerie et espacés d'une distance inférieure à 0,3 fois le diamètre du conduit	B2
20		Câbles mono ou multiconducteurs fixés sur une paroi en bois ou espacés de moins de 0,3 fois le diamètre du câble	C
30		Sur des chemins de câbles non perforés	C

Fig. G10 : Exemples de modes de pose (partie du tableau 52-3 de la norme CEI 60364-5-52) (suite sur la page suivante)

2 Détermination pratique de la section minimale d'une canalisation

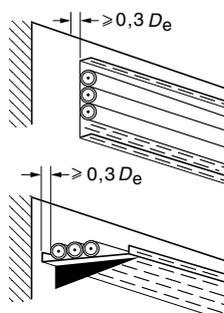
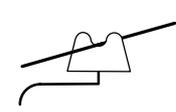
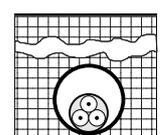
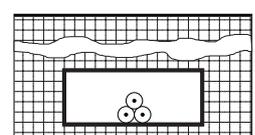
Repère	Mode de pose	Description	Référence du mode de pose à utiliser pour les courants admissibles (méthode de référence)
31		Sur des chemins de câbles perforés	E ou F
36		Conducteurs nus ou isolés sur isolateurs	G
70		Câbles multiconducteurs dans des conduits enterrés profilés ou non profilés	D
71		Câbles monoconducteurs dans des conduits enterrés profilés ou non profilés	D

Fig. G10 suite : Exemples de modes de pose (partie du tableau 52-3 de la norme CEI 60364-5-52)

G11

Température maximale de fonctionnement

Les courants admissibles indiqués dans les tableaux suivants ont été déterminés de telle sorte que la température maximale de l'isolant ne soit jamais dépassée pendant des périodes prolongées.

Pour différents matériaux isolants, la température maximale admissible est indiquée dans le tableau de la **Figure G11**.

Type d'isolant	Température limite °C
Polychlorure de vinyle (PVC)	70 au conducteur
Polyéthylène réticulé (PR) et éthylène-propylène (EPR)	90 au conducteur
Minéral (avec gaine en PVC ou nu et accessible)	70 à la gaine
Minéral (nu et inaccessible et non en contact avec des matériaux combustibles)	105 à la gaine

Fig. G11 : Température maximale de fonctionnement selon les types d'isolant (tableau 52-4 de la norme CEI 60364-5-52)

Facteurs de correction

Des facteurs de correction ont été définis pour prendre en compte les conditions spéciales d'installation ou d'environnement.

La section des câbles est déterminée en utilisant le courant d'emploi I_B divisé par différents facteurs de correction, k_1, k_2, \dots :

$$I'_B = \frac{I_B}{k_1 \cdot k_2 \dots}$$

I'_B est le courant d'emploi corrigé à comparer au courant admissible de la canalisation.

■ Température ambiante

Le courant admissible des câbles dans l'air est défini pour une température moyenne de l'air égal à 30 °C. Pour les autres températures, les facteurs de correction sont indiqués dans le tableau de la **Figure G12** pour des isolants en PVC, en EPR ou en XLPE (polyéthylène réticulé).

Ce facteur de correction est désigné par k_1 .

Température ambiante °C	Isolation	
	PVC	XLPE et EPR
10	1,22	1,15
15	1,17	1,12
20	1,12	1,08
25	1,06	1,04
35	0,94	0,96
40	0,87	0,91
45	0,79	0,87
50	0,71	0,82
55	0,61	0,76
60	0,50	0,71
65	-	0,65
70	-	0,58
75	-	0,50
80	-	0,41

Fig. G12 : Valeurs du facteur de correction k_1 pour des températures ambiantes différentes de 30 °C à appliquer aux valeurs des courants admissibles pour des câbles à l'air libre (à partir du tableau A 52-14 de la norme CEI 60364-5-52)

Le courant admissible des câbles enterrés est défini pour une température dans le sol de 20 °C. Pour les autres températures, les facteurs de correction sont indiqués dans le tableau de la **Figure G13** pour des isolants en PVC, en EPR ou en XLPE. Ce facteur de correction est désigné par k_2 .

Température du sol °C	Isolation	
	PVC	XLPE et EPR
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,80
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	-	0,60
70	-	0,53
75	-	0,46
80	-	0,38

Fig. G13 : Valeurs du facteur de correction k_2 pour des températures ambiantes du sol différentes de 20 °C à appliquer aux valeurs des courants admissibles pour des câbles dans des conduits enterrés (à partir du tableau A 52-15 de la norme CEI 60364-5-52)

2 Détermination pratique de la section minimale d'une canalisation

■ Résistivité thermique du sol

Le courant admissible dans des câbles enterrés est basé sur une résistivité thermique du sol égale à 2,5 K.m/W. Pour des valeurs différentes, les facteurs de correction sont indiqués dans le tableau de la **Figure G14**.

Ce facteur de correction est désigné par k_3 .

Résistivité thermique, K.m/W	1	1,5	2	2,5	3
k_3	1,18	1,1	1,05	1	0,96

Fig. G14 : Valeurs du facteur de correction k_3 pour des câbles dans des conduits dans des sols de résistivité différente de 2,5 K.m/W à appliquer aux valeurs des courants admissibles pour la méthode de référence D (à partir du tableau A52-16 de la norme CEI 60364-5-52)

Par expérience, une relation peut être établie entre la nature du sol et sa résistivité. De ce fait, des valeurs empiriques du facteur de correction k_3 sont proposées dans le tableau de la **Figure G15** dépendant de la nature du sol.

Nature du sol	k_3
Sol extrêmement mouillé (saturé)	1,21
Sol mouillé	1,13
Sol humide	1,05
Sol sec	1,00
Sol très sec	0,86

Fig. G15 : Valeurs du facteur de correction k_3 suivant la nature du sol

■ Groupement de conducteurs et de câbles

Les courants admissibles indiqués dans le tableau de la **Figure G20** sont relatifs à un circuit simple constitué des conducteurs chargés suivants :

- deux conducteurs isolés ou deux câbles monoconducteurs, ou un câble à deux conducteurs (pour des circuits monophasés),
- trois conducteurs isolés ou trois câbles monoconducteurs, ou un câble à trois conducteurs (pour les circuits triphasés).

Si davantage de conducteurs isolés ou de câbles sont installés dans un même groupement, un facteur de réduction pour groupement doit être appliqué. Ce facteur de correction est désigné par k_4 .

Des exemples sont indiqués dans les tableaux des **Figures G16 à G18** pour différentes configurations (modes de pose, en aérien ou enterrés).

Le tableau de la Figure G16 présente les valeurs du facteur de correction k_4 pour différentes configurations de câbles ou conducteurs non enterrés, pour des groupements de plusieurs circuits ou de plusieurs câbles multiconducteurs.

Disposition des câbles jointifs	Nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs												Méthodes de référence
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20	
Groupés dans l'air sur une surface, noyés ou enfermés	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	Méthode de A à F
Simple couche sur paroi, plancher ou tablette non perforée	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Pas de facteur de réduction supplémentaire pour plus de neuf circuits ou câbles multiconducteurs			Méthode C
Simple couche fixée sous plafond en bois	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				Méthode E et F
Simple couche sur tablette perforée horizontale ou verticale	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				
Simple couche sur échelle, corbeau, etc	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

Fig. G16 : Valeurs du facteur de correction k_4 pour le groupement de plusieurs circuits ou de plusieurs câbles multiconducteurs (tableau A 52-17 de la CEI 60364-5-52)

Le tableau de la **Figure G17** présente les valeurs du facteur de correction k_4 , pour différentes configurations de câbles ou conducteurs non enterrés, pour des groupements de plusieurs câbles monoconducteurs posés à l'air libre.

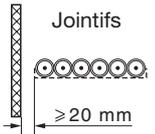
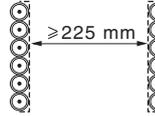
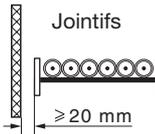
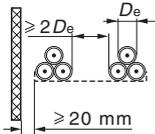
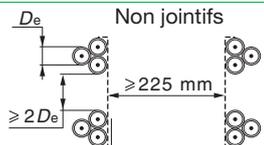
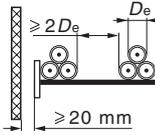
Mode de pose			Nombre de tablettes	Nombre de circuits triphasés			A utiliser pour
				1	2	3	
Tablettes perforées	31	 <p>Jointifs $\geq 20 \text{ mm}$</p>	1	0,98	0,91	0,87	Trois câbles en nappe horizontale
			2	0,96	0,87	0,81	
			3	0,95	0,85	0,78	
Tablettes verticales perforées	31	 <p>Jointifs $\geq 225 \text{ mm}$</p>	1	0,96	0,86	Trois câbles en nappe verticale	
			2	0,95	0,84		
Echelles à câbles, corbeaux, etc.	32	 <p>Jointifs $\geq 20 \text{ mm}$</p>	1	1,00	0,97	0,96	Trois câbles en nappe horizontale
	33		2	0,98	0,93	0,8	
	34		3	0,97	0,90	0,86	
Tablettes perforées	31	 <p>$\geq 2D_e$ D_e $\geq 20 \text{ mm}$</p>	1	1,00	0,98	0,96	Trois câbles en trèfle
			2	0,97	0,93	0,89	
			3	0,96	0,92	0,86	
Tablettes verticales perforées	31	 <p>D_e Non jointifs $\geq 225 \text{ mm}$ $\geq 2D_e$</p>	1	1,00	0,91	0,89	
			2	1,00	0,90	0,86	
Echelle à câbles corbeaux, etc.	32	 <p>$\geq 2D_e$ D_e $\geq 20 \text{ mm}$</p>	1	1,00	1,00	1,00	
	33		2	0,97	0,95	0,93	
	34		3	0,96	0,94	0,90	

Fig. G17 : Valeurs du facteur de correction k_4 pour le groupement de plusieurs câbles multiconducteurs à appliquer aux valeurs des courants admissibles pour câbles monoconducteurs posés à l'air libre – Mode de pose F (à partir du tableau A 52.21 de la norme CEI 60364-5-52)

2 Détermination pratique de la section minimale d'une canalisation

Le tableau de la **Figure G18** présente les valeurs du facteur de correction k_4 , pour différentes configurations de câbles ou conducteurs directement enterrés dans le sol.

Nombre de circuits	Distance entre câbles $a^{(1)}$				
	Nulle (câbles jointifs)	Un diamètre de câble	0,125 m	0,25 m	0,5 m
2	0,75	0,80	0,85	0,90	0,90
3	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85
4	0,60	0,60	0,70	0,75	0,80
5	0,55	0,55	0,65	0,70	0,80
6	0,50	0,55	0,60	0,70	0,80

⁽¹⁾ Câbles multiconducteurs



⁽¹⁾ Câbles monoconducteurs



Fig. G18 : Valeurs du facteur de correction k_4 pour le groupement de plusieurs circuits, câbles directement enterrés – Mode de pose D (à partir du tableau 52-18 de la norme CEI 60364-5-52)

■ Courant Harmonique

Le courant admissible d'un circuit triphasé à quatre ou cinq conducteurs est basé sur l'hypothèse que seulement trois conducteurs sont pleinement chargés (voir paragraphe 7.5). Toutefois, lorsque des courants harmoniques sont en circulation, le courant de neutre peut être significatif, voire supérieur à celui des phases. Cela est dû au fait que les courants harmoniques de rang 3 des phases ne s'annulent pas les uns les autres, mais s'ajoutent dans le conducteur neutre. Ceci affecte évidemment la capacité de transport de courant du câble, un facteur de correction k_5 doit alors être appliqué.

Le tableau de la **Figure G19** présente les valeurs du facteur de correction k_5 en fonction des courants harmoniques de rang 3.

Harmonique trois dans le courant de phase %	Facteur de réduction	
	Choix basé sur le courant de phase	Choix basé sur le courant de neutre
0 - 15	1,0	
15 - 33	0,86	
33 - 45		0,86
> 45		1,0

Fig. G19 : Valeurs du facteur de réduction k_5 pour les courants harmoniques dans les câbles à quatre et cinq conducteurs (à partir du tableau D 52-1 de la norme CEI 60364-5-52)

Courant admissible en fonction de la section des conducteurs

La norme CEI 60364-5-52 présente les informations sous forme de tableau et précise la valeur des courants admissibles des canalisations en fonction de la section des conducteurs. De nombreux paramètres sont pris en compte, tels que le mode de pose, le type d'isolant, la nature des conducteurs, le nombre de conducteurs chargés.

G15

A titre d'exemple, le tableau de la **Figure G20** présente les valeurs de courant admissible dans une canalisation constituée de câbles isolés au PVC de trois conducteurs en cuivre ou en aluminium chargés en fonction de leur section et pour différents modes de poses dans l'air ou enterrés.

Section nominale des conducteurs (mm ²)	Mode de pose					
	A1	A2	B1	B2	C	D
1						
2	3	4	5	6	7	
Cuivre						
1,5	13,5	13	15,5	15	17,5	18
2,5	18	17,5	21	20	24	24
4	24	23	28	27	32	31
6	31	29	36	34	41	39
10	42	39	50	46	57	52
16	56	52	68	62	76	67
25	73	68	89	80	96	86
35	89	83	110	99	119	103
50	108	99	134	118	144	122
70	136	125	171	149	184	151
95	164	150	207	179	223	179
120	188	172	239	206	259	203
150	216	196	-	-	299	230
185	245	223	-	-	341	258
240	286	261	-	-	403	297
300	328	298	-	-	464	336
Aluminium						
2,5	14	13,5	16,5	15,5	18,5	18,5
4	18,5	17,5	22	21	25	24
6	24	23	28	27	32	30
10	32	31	39	36	44	40
16	43	41	53	48	59	52
25	57	53	70	62	73	66
35	70	65	86	77	90	80
50	84	78	104	92	110	94
70	107	98	133	116	140	117
95	129	118	161	139	170	138
120	149	135	186	160	197	157
150	170	155	-	-	227	178
185	194	176	-	-	259	200
240	227	207	-	-	305	230
300	261	237	-	-	351	260

Fig. G20 : Courants admissibles, en ampères, pour différents modes de pose – et pour différentes sections de câbles isolés au PVC, trois conducteurs chargés, cuivre ou aluminium.
Avec comme paramètres de température, température de l'âme : 70 °C, température ambiante : 30 °C dans l'air, 20 °C dans le sol (à partir du tableau 52-18 de la norme CEI 60364-5-52)

2 Détermination pratique de la section minimale d'une canalisation

2.3 Approche simplifiée du choix des canalisations

Afin de faciliter le choix des canalisations, deux tableaux simplifiés sont proposés pour des câbles non enterrés et enterrés.

Ces tableaux synthétisent les configurations les souvent utilisées et donnent un accès plus facile aux informations.

■ Câbles non enterrés :

Mode de pose	Nombre de conducteurs chargés et nature d'isolation											
A1		2 PVC	3 PVC		3 XLPE	2 XLPE						
A2	3 PVC	2 PVC		3 XLPE	2 XLPE							
B1				3 PVC	2 PVC		3 XLPE		2 XLPE			
B2			3 PVC	2 PVC		3 XLPE	2 XLPE					
C					3 PVC		2 PVC	3 XLPE		2 XLPE		
E						3 PVC		2 PVC	3 XLPE		2 XLPE	
F							3 PVC		2 PVC	3 XLPE		2 XLPE
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Section (mm²) cuivre												
1,5	13	13,5	14,5	15,5	17	18,5	19,5	22	23	24	26	-
2,5	17,5	18	19,5	21	23	25	27	30	31	33	36	-
4	23	24	26	28	31	34	36	40	42	45	49	-
6	29	31	34	36	40	43	46	51	54	58	63	-
10	39	42	46	50	54	60	63	70	75	80	86	-
16	52	56	61	68	73	80	85	94	100	107	115	-
25	68	73	80	89	95	101	110	119	127	135	149	161
35	-	-	-	110	117	126	137	147	158	169	185	200
50	-	-	-	134	141	153	167	179	192	207	225	242
70	-	-	-	171	179	196	213	229	246	268	289	310
95	-	-	-	207	216	238	258	278	298	328	352	377
120	-	-	-	239	249	276	299	322	346	382	410	437
150	-	-	-	-	285	318	344	371	395	441	473	504
185	-	-	-	-	324	362	392	424	450	506	542	575
240	-	-	-	-	380	424	461	500	538	599	641	679
Aluminium												
2,5	13,5	14	15	16,5	18,5	19,5	21	23	24	26	28	-
4	17,5	18,5	20	22	25	26	28	31	32	35	38	-
6	23	24	26	28	32	33	36	39	42	45	49	-
10	31	32	36	39	44	46	49	54	58	62	67	-
16	41	43	48	53	58	61	66	73	77	84	91	-
25	53	57	63	70	73	78	83	90	97	101	108	121
35	-	-	-	86	90	96	103	112	120	126	135	150
50	-	-	-	104	110	117	125	136	146	154	164	184
70	-	-	-	133	140	150	160	174	187	198	211	237
95	-	-	-	161	170	183	195	211	227	241	257	289
120	-	-	-	186	197	212	226	245	263	280	300	337
150	-	-	-	-	226	245	261	283	304	324	346	389
185	-	-	-	-	256	280	298	323	347	371	397	447
240	-	-	-	-	300	330	352	382	409	439	470	530

Fig. G21a : Intensités admissibles en ampères (à partir du tableau B.52-1 de la norme CEI 60364-5-52)

Le tableau de la **Figure G21b** présente les valeurs du facteur de correction pour le groupement de plusieurs circuits ou de plusieurs câbles multiconducteurs :

Disposition	Nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs									
	1	2	3	4	6	9	12	16	20	
Noyés ou enfermés	1,00	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40	
Simple couche sur les murs ou les planchers ou tablettes non perforées	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	-	-	-	
Simple couche au plafond	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	-	-	-	
Simple couche sur des tablettes perforées horizontales ou verticales	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	-	-	-	
Simple couche sur des échelles à câbles, corbeaux, etc	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	-	-	-	

Fig. G21b : Valeurs du facteur de correction pour le groupement de plusieurs circuits ou de plusieurs câbles multiconducteurs (à partir du tableau B.52-3 de la norme CEI 60364-5-52)

G18

■ Câbles enterrés :

Section mm ²	Nombre de conducteurs chargés et type d'isolation			
	PVC 2	PVC 3	XLPE 2	XLPE 3
Cuivre				
1,5	22	18	26	22
2,5	29	24	34	29
4	38	31	44	37
6	47	39	56	46
10	63	52	73	61
16	81	67	95	79
25	104	86	121	101
35	125	103	146	122
50	148	122	173	144
70	183	151	213	178
95	216	179	252	211
120	246	203	287	240
150	278	230	324	271
185	312	258	363	304
240	361	297	419	351
300	408	336	474	396
Aluminium				
2,5	22	18,5	26	22
4	29	24	34	29
6	36	30	42	36
10	48	40	56	47
16	62	52	73	61
25	80	66	93	78
35	96	80	112	94
50	113	94	132	112
70	140	117	163	138
95	166	138	193	164
120	189	157	220	186
150	213	178	249	210
185	240	200	279	236
240	277	230	322	272
300	313	260	364	308

Fig. G22 : Courants admissibles, en ampères (à partir du tableau B.52-1 de la norme CEI 60364-5-52) pour des câbles enterrés (mode de pose D)

2 Détermination pratique de la section minimale d'une canalisation

2.4 Canalisations préfabriquées

Le choix des canalisations préfabriquées est très simple, en utilisant les tableaux de données fournis par les constructeurs. Cependant pour cette technologie, mode de pose, nature de l'isolant et facteurs de correction pour groupement, ne sont pas des paramètres pertinents.

Aussi, la section d'une canalisation quel que soit son type, est déterminée par le constructeur à partir :

- du courant nominal,
- d'une température de l'air ambiant égale à 35 °C,
- de trois conducteurs chargés.

Courant nominal

Le courant nominal peut être calculé en tenant compte :

- de la configuration de la canalisation,
- du courant absorbé par toutes les différentes charges connectées à la canalisation.

Température de l'air ambiant

Un facteur de correction doit être appliqué pour une température d'air ambiant supérieure à 35 °C. La **Figure G23a** présente les valeurs du facteur de correction applicable à des gammes de canalisations de moyenne ou forte puissance (jusqu'à 4000 A).

°C	35	40	45	50	55
Facteur de correction	1	0,97	0,93	0,90	0,86

Fig. G23a : Facteur de correction pour une température d'air ambiant supérieure à 35 °C

Courant dans le conducteur neutre

Comme expliqué précédemment pour les câbles, la présence de courants harmoniques de rang 3 surcharge les conducteurs et particulièrement le neutre. Ce phénomène doit aussi être considéré dans les canalisations préfabriquées.

La **Figure G23b** représente les courants maximaux phase et neutre admissibles (par unité) dans une canalisation préfabriquée de forte puissance en fonction du niveau d'harmonique de rang 3.

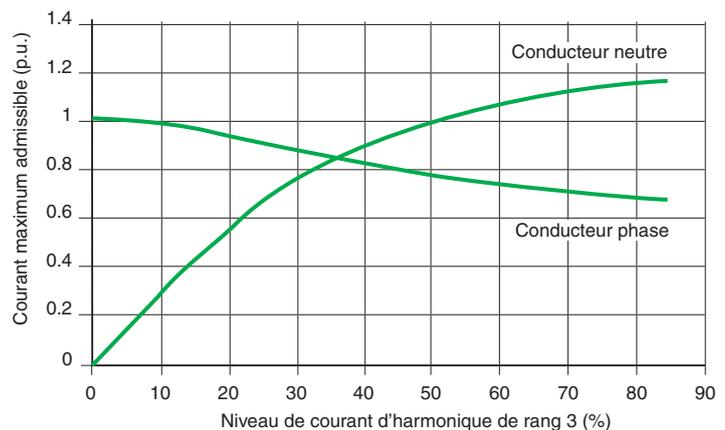


Fig. G23b : Courants maximums admissibles (p.u.) dans une canalisation préfabriquée en fonction du niveau de courant harmonique de rang 3

2 Détermination pratique de la section minimale d'une canalisation

L'installation des canalisations préfabriquées dépend de la position des charges (machines, radiateurs,...), de l'emplacement de la source d'alimentation et de leur fixation, en général :

- une seule ligne de distribution dessert une surface de 4 à 6 m²,
- les dispositifs de protection sont installés dans les prises raccordées directement aux points d'utilisation,
- un seul départ peut alimenter des charges de différentes puissances.

Une fois l'installation des canalisations préfabriquées définie, il est possible de calculer le courant I_n absorbé sur la ligne de distribution.

Le courant I_n est égal à la somme des courants absorbés I_B par chacune des charges :

$$I_n = \sum I_B$$

Dans la distribution électrique il est possible d'utiliser un coefficient de simultanéité k_S d'où $I_n = \sum (I_B \cdot k_S)$ car les charges ne fonctionnent pas toutes en même temps et ne sont pas en permanence à pleine puissance.

Application	Nombre de consommateurs de courant	Coefficient k_S
Eclairage , chauffage		1
Distribution (atelier)	2...3	0,9
	4...5	0,8
	6...9	0,7
	10...40	0,6
	40 et plus	0,5

Nota : Pour des installations industrielles, ne pas oublier les extensions des équipements de base. Pour un tableau, une marge de 20 % est recommandée :

$$I_B \leq I_{Bo} \times k_S \times 1,2.$$

Fig G24 : Coefficient k_S de simultanéité suivant le nombre de consommateurs de courant

3 Détermination de la chute de tension

La norme CEI 60364-5-52 ne définit pas de règles : le paragraphe 525 est à l'étude. Elle indique seulement dans une note :

- une chute de tension < 4 % recommandée en l'absence d'informations,
- la nécessité de faire attention à des régimes transitoires tels que le démarrage de moteurs.

Les recommandations et les calculs indiqués dans ce sous chapitre sont conformes à la norme NF C 15-100.

L'impédance d'une canalisation est faible mais non nulle : lorsqu'elle est traversée par le courant d'emploi, il y a chute de tension entre son origine et son extrémité. Or le bon fonctionnement d'un récepteur (moteur, éclairage) est conditionné par la valeur de la tension à ses bornes. Il est donc nécessaire de limiter les chutes de tension en ligne par un dimensionnement correct des canalisations d'alimentation. Cette section permet de déterminer les chutes de tension en ligne afin de vérifier qu'elles soient :

- conformes aux normes et règlements en vigueur,
- acceptables par le récepteur,
- adaptées aux impératifs d'exploitation.

3.1 Limite maximale de la chute de tension

La limite maximale de la chute de tension varie d'un pays à un autre. Les valeurs typiques pour des installations BT sont données dans le tableau de la **Figure G25**. La norme NF C 15-100 impose que la chute de tension entre l'origine de l'installation BT et tout point d'utilisation n'excède pas les valeurs de ce même tableau.

Type d'installations	Eclairage	Autres usages (force motrice)
Alimentation par le réseau BT de distribution publique	3%	5%
Alimentation par poste privé MT/BT	6%	8%

Lorsque les canalisations principales de l'installation ont une longueur supérieure à 100 m, ces chutes de tension peuvent être augmentées de 0,005 % par mètre de canalisation au-delà de 100 m, sans toutefois que ce supplément soit supérieur à 0,5 %.

Fig. G25 : Limite maximale de la chute de tension

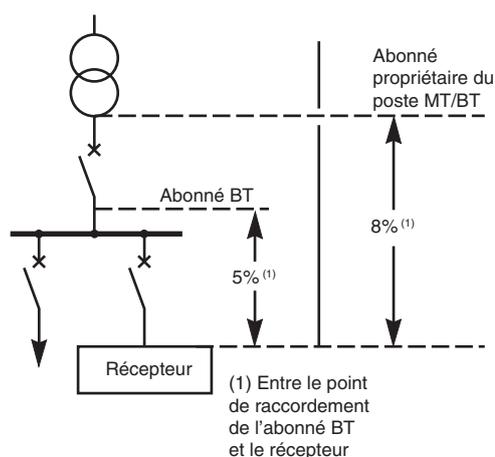


Fig. G26 : Limite maximale de la chute de tension (d'après tableau 52 W de la NF C 15-100)

Cette chute de tension s'entend en service normal (en dehors des appels de courant au démarrage des moteurs par exemple) et lorsque les appareils susceptibles de fonctionner simultanément sont alimentés (voir chapitre A paragraphe 4.4 "facteur de simultanéité").

Lorsque la chute de tension est supérieure aux valeurs du tableau de la Figure G25, il sera nécessaire d'augmenter la section de certains circuits jusqu'à ce que l'on arrive à des valeurs inférieures à ces limites.

Circuits alimentant des moteurs

Lorsque l'installation alimente des moteurs, la chute de tension due aux courants de démarrage de ces moteurs doit être compatible avec les conditions de démarrage (voir Chapitre N paragraphe 3.2).

La chute de tension est alors calculée en remplaçant dans le calcul du courant d'emploi I_B (voir paragraphe 1.1), le courant I_n déduit de la puissance des moteurs par le courant de démarrage.

En l'absence d'indications précises, le courant de démarrage peut être pris égal à $6 I_n$ et la chute de tension, en tenant compte de tous les moteurs pouvant démarrer simultanément, ne doit pas être supérieure à 15 %.

De plus, la puissance appelée pendant le démarrage des moteurs ne doit pas être supérieure à la puissance de la ou des sources ; sinon il y a lieu de tenir compte de la chute de tension interne de la source (cf. **Fig. G26**).

3.2 Calcul de la chute de tension en ligne en régime permanent

Calcul par les formules

La **Figure G27** ci-après donne les formules usuelles qui permettent de calculer la chute de tension dans un circuit donné par km de longueur.

Si :

- I_B : courant d'emploi en ampère
- L : longueur du câble en km
- R : résistance linéique d'un conducteur en Ω/km
- S : section en mm^2

$$R = \frac{22,5 \Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{km}}{S} \text{ pour le cuivre}$$

$$R = \frac{36 \Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{km}}{S} \text{ pour l'aluminium}$$

Nota : R est négligeable au-delà d'une section de 500 mm^2

■ réactance linéique d'un conducteur en Ω/km ; X est négligeable pour les câbles de section inférieure à 50 mm^2 . En l'absence d'autre indication on prendra $X = 0,08 \Omega/\text{km}$.

■ φ : déphasage du courant sur la tension dans le circuit considéré ; généralement :

□ éclairage : $\cos \varphi = 1$

□ force motrice :

- en démarrage : $\cos \varphi = 0,35$

- en service normal : $\cos \varphi = 0,8$

■ U_n : tension nominale entre phases

■ V_n : tension nominale entre phase et neutre

Pour les canalisations préfabriquées, la résistance R et la réactance X sont indiquées par le constructeur.

Circuit	Chute de tension (ΔU)	
	en volts	en %
Monophasé : deux phases	$\Delta U = 2 I_B (R \cos \varphi + X \sin \varphi) L$	$\frac{100 \Delta U}{U_n}$
Monophasé : phase et neutre	$\Delta U = 2 I_B (R \cos \varphi + X \sin \varphi) L$	$\frac{100 \Delta U}{V_n}$
Triphasé équilibré : trois phases (avec ou sans neutre)	$\Delta U = \sqrt{3} I_B (R \cos \varphi + X \sin \varphi) L$	$\frac{100 \Delta U}{U_n}$

Fig. G27 : Formules de calcul de la chute de tension

Tableau simplifié

Plus simplement, la **Figure G28** ci-après donne, avec une bonne approximation, la chute de tension par km de câble pour un courant de 1 A en fonction :

- du type d'utilisation : force motrice avec $\cos \varphi$ voisin de $0,93$ ou éclairage avec $\cos \varphi$ voisin de 1 ,
- du type de câble monophasé ou triphasé.

La chute de tension dans un circuit s'écrit alors :

$$\Delta U \text{ (volts)} = K \times I_B \times L$$

K donné par le tableau,

I_B courant d'emploi en ampères,

L longueur du câble en km.

La colonne "force motrice $\cos \varphi = 0,35$ " de la Figure G28 permet si nécessaire de faire un calcul de la chute de tension lors d'un démarrage de moteur (voir exemple 1 page suivante).

3 Détermination de la chute de tension

Section en mm ²		Circuit monophasé			Circuit triphasé équilibré		
		Force motrice		Eclairage	Force motrice		Eclairage
		Service normal	Démarrage		Service normal	Démarrage	
Cu	Al	cos φ = 0,8	cos φ = 0,35	cos φ = 1	cos φ = 0,8	cos φ = 0,35	cos φ = 1
1,5		24	10,6	30	20	9,4	25
2,5		14,4	6,4	18	12	5,7	15
4		9,1	4,1	11,2	8	3,6	9,5
6	10	6,1	2,9	7,5	5,3	2,5	6,2
10	16	3,7	1,7	4,5	3,2	1,5	3,6
16	25	2,36	1,15	2,8	2,05	1	2,4
25	35	1,5	0,75	1,8	1,3	0,65	1,5
35	50	1,15	0,6	1,29	1	0,52	1,1
50	70	0,86	0,47	0,95	0,75	0,41	0,77
70	120	0,64	0,37	0,64	0,56	0,32	0,55
95	150	0,48	0,30	0,47	0,42	0,26	0,4
120	185	0,39	0,26	0,37	0,34	0,23	0,31
150	240	0,33	0,24	0,30	0,29	0,21	0,27
185	300	0,29	0,22	0,24	0,25	0,19	0,2
240	400	0,24	0,2	0,19	0,21	0,17	0,16
300	500	0,21	0,19	0,15	0,18	0,16	0,13

Fig. G28 : Chute de tension ΔU en volts par ampère et par km dans un circuit

G23

Exemples

Exemple 1 (cf. Fig. G29)

Un câble triphasé cuivre de 35 mm², 50 m alimente un moteur 400 V consommant :

- 100 A sous cos φ = 0,8 en régime permanent,
- 500 A (5 In) sous cos φ = 0,35 au démarrage.

La chute de tension à l'origine de la ligne est en régime normal (consommation totale distribuée par le tableau : 1000 A) de 10 V entre phases.

Quelle est la chute de tension aux bornes du moteur :

- en service normal ?
- au démarrage ?

Solution :

- chute de tension en régime normal :

$$\Delta U\% = 100 \frac{\Delta U}{U_n}$$

Le tableau G28 indique 1 V/A.km :

$$\Delta U \text{ câble} = 1 \times 100 \times 0,05 = 5 \text{ V}$$

$$\Delta U \text{ total} = 10 + 5 = 15 \text{ V}$$

$$\text{soit : } \frac{15}{400} \times 100 = 3,75\%$$

valeur inférieure au maximum autorisé par la norme (8 %).

- chute de tension au démarrage :

$$\Delta U \text{ câble} = 0,52 \times 500 \times 0,05 = 13 \text{ V}$$

La chute de tension au niveau du tableau de distribution est supérieure à 10 V du fait du courant de démarrage du moteur. En supposant que le courant dans la ligne d'alimentation du tableau est pendant le démarrage du moteur de :

$$900 + 500 = 1400 \text{ A, la chute de tension au niveau du tableau vaudra}$$

$$\Delta U \text{ tableau} = 10 \times \frac{1400}{1000} = 14 \text{ V}$$

$$\Delta U \text{ total} = 13 + 14 = 27 \text{ V}$$

$$\text{soit } \frac{27 \text{ V}}{400 \text{ V}} = 6,75 \%$$

ce qui est tout à fait acceptable pendant un démarrage.

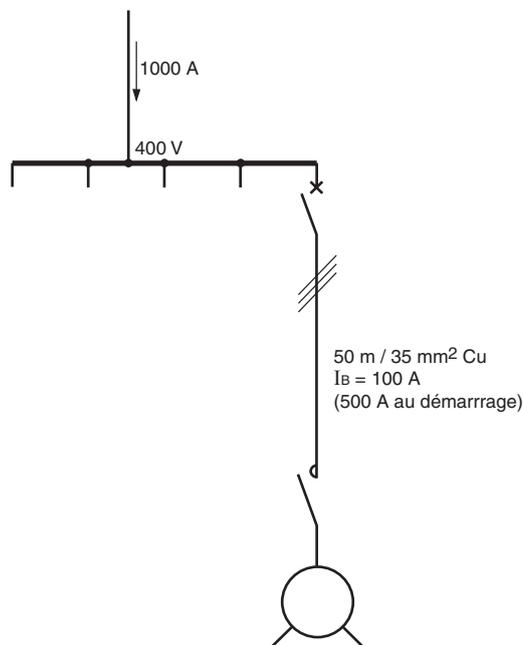


Fig. G29 : Exemple 1

3 Détermination de la chute de tension

Exemple 2 (cf. Fig. G30)

Soit une ligne (triphasee avec neutre) de 50 m, de section 70 mm², et parcourue par 150 A. Elle alimente, entre autres, 3 circuits "lumière" monophasés (de 20 m en 2,5 mm²) parcourus chacun par 20 A en régime normal.

On suppose que la ligne triphasée est équilibrée et que les départs sont raccordés au même point.

Quelle est la chute de tension à l'extrémité des lignes d'éclairage ?

Solution :

■ chute de tension dans la ligne :

$$\Delta U\% = 100 \frac{\Delta U}{U_n}$$

La Figure G28 indique 0,55 V/A/km

$$\Delta U \text{ câble} = 0,55 \times 150 \times 0,05 = 4,125 \text{ V entre phases}$$

$$\text{soit } \frac{4,125 \text{ V}}{\sqrt{3}} = 2,38 \text{ V entre phases et neutre.}$$

■ chute de tension dans un quelconque des câbles mono :

$$\Delta U \text{ câble mono} = 18 \times 20 \times 0,02 = 7,2 \text{ V}$$

La chute de tension totale est donc de

$$7,2 + 2,38 = 9,6 \text{ V}$$

$$\frac{4,6 \text{ V}}{230 \text{ V}} = 4,2 \%$$

valeur inférieure au maximum autorisé par la norme (6 %).

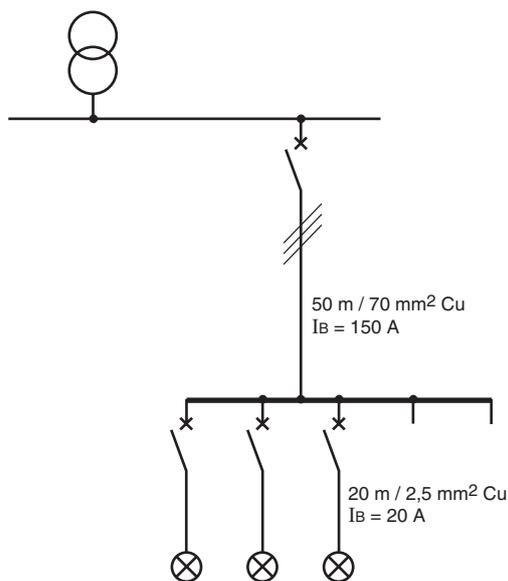


Fig. G30 : Exemple 2

La connaissance des intensités de court-circuit (I_{cc}) aux différents points d'une installation est indispensable pour sa conception.

La connaissance des intensités de court-circuit (I_{cc}) aux différents points d'une installation est indispensable pour la conception d'un réseau.

- Le calcul du courant de court-circuit triphasé maximal est utilisé pour :
 - la vérification du pouvoir de coupure du dispositif de protection,
 - la vérification des contraintes thermiques des conducteurs lorsque le dispositif de protection est un disjoncteur.
- Le calcul du courant de court-circuit triphasé minimal (voir paragraphe 5) est utilisé pour :
 - la vérification du seuil de déclenchement en cas de court-circuit lorsque le dispositif de protection est un disjoncteur,
 - la vérification des contraintes thermiques des conducteurs lorsque le dispositif de protection est un fusible.
- Le calcul du courant de court-circuit phase-terre minimal (en schéma TN et IT) est utilisé pour la vérification de la protection des personnes (voir paragraphe 5).

Note : les facteurs influençant le calcul de la valeur du courant court-circuit pour un circuit donné sont :

- la résistivité ρ du conducteur en fonction de la température (voir tableau de la **Figure G35a**),
- le seuil de déclenchement de la protection.

Les courants de court-circuit pouvant apparaître sur un réseau alimenté par un générateur ou sur un réseau à courant continu sont traités dans le chapitre N.

Les recommandations et les calculs indiqués dans ce sous chapitre sont conformes à la norme NF C 15-100.

Les règles pratiques et calculs simplifiés ci-après sont une approximation suffisante pour le calcul de I_{cc} dans la grande majorité des cas.

G25

4.1 Courant de court-circuit triphasé au secondaire d'un transformateur MT/BT

Cas d'un seul transformateur

- En première approximation (on suppose que le réseau amont a une puissance infinie), on peut écrire : $I_{cc} = \frac{I_n \times 100}{U_{cc}}$ avec $I_n = \frac{P \times 10^3}{U_{20} \sqrt{3}}$ et

P = puissance du transformateur en kVA,

U_{20} = tension phase-phase secondaire à vide en volts,

I_n = intensité nominale en ampères,

I_{cc} = intensité du courant de court-circuit en ampères,

U_{cc} = tension de court-circuit en %.

Le tableau de la **Figure G31** indique les valeurs typiques de U_{cc} .

Puissance du transformateur (kVA)	U _{cc} en %	
	Type immergé dans un diélectrique liquide	Type sec enrobé
50 à 750	4	6
800 à 3200	6	6

Fig. G31 : Valeurs typiques de U_{cc} pour différentes puissances de transformateur (kVA) à enroulement primaire ≤ 20 kV

■ Exemple

Transformateur de 400 kVA 420 V à vide

$U_{cc} = 4\%$

$$I_n = \frac{400 \times 10^3}{420 \times \sqrt{3}} = 550 \text{ A} \quad I_{cc} = \frac{550 \times 100}{4} = 13,7 \text{ kA}$$

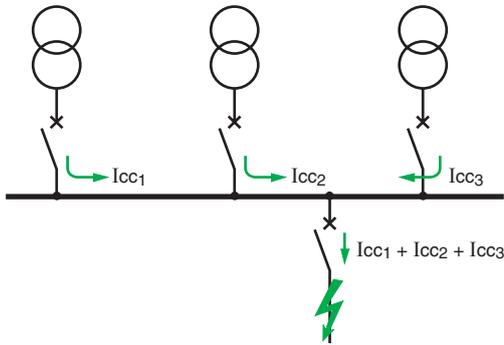


Fig. G32 : Cas de plusieurs transformateurs en parallèle

Cas de plusieurs transformateurs en parallèle sur un jeu de barres

La valeur du courant de court-circuit apparaissant sur un départ juste en aval du jeu de barres (cf. Fig. G32) peut être estimée à la somme des I_{cc} des transformateurs en parallèle.

Il est supposé que tous les transformateurs sont alimentés par le même réseau MT, dans ce cas la somme des intensités obtenues à partir des valeurs d' U_{cc} du tableau de la Figure G31 est légèrement supérieure à la valeur du courant de court-circuit réel.

Bien que d'autres facteurs n'aient pas été pris en compte tels que les impédances du jeu de barres et des disjoncteurs, cette valeur de courant de court-circuit est cependant suffisamment précise pour des estimations de base dans un calcul d'installation. Le choix des disjoncteurs et de leur déclencheur est décrit dans le chapitre H paragraphe 4.4.

G26

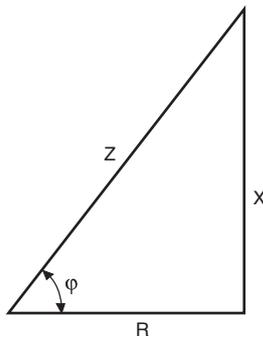


Fig. G33 : Triangle des impédances

4.2 Courant de court-circuit triphasé en tout point d'une installation BT

Dans une installation triphasée, I_{cc} tri en un point du réseau est donnée par la formule :

$$I_{cc} = \frac{U_{20}}{\sqrt{3}Z_T} \text{ (en A)}$$

U_{20} = tension entre phases à vide au secondaire d'un transformateur HT/BT (en V),
 Z_T = impédance totale par phase du réseau en amont du défaut (en Ω).

Méthode de calcul de Z_T

Chaque constituant d'un réseau (réseau HT, transformateur, câble, disjoncteur, barres...) se caractérise par une impédance Z composée d'un élément résistif (R) et d'un élément inductif (X) appelé réactance. Il faut noter que les réactances capacitives sont négligeables pour le calcul du courant de court-circuit.

X , R et Z s'expriment en ohms, et sont représentés par les cotés d'un triangle rectangle comme le montre le diagramme des impédances de la Figure G33.

La méthode consiste à décomposer le réseau en tronçons et à calculer, pour chacun d'eux les R et X .

■ Si les constituants d'un réseau sont raccordés en série dans le réseau, tous les éléments résistifs de chaque constituant s'additionnent arithmétiquement, et de même pour les réactances, pour donner R_t et X_t . L'impédance (Z_t) de tous les constituants du réseau connectés ensemble est donnée par :

$$Z_T = \sqrt{R_T^2 + X_T^2}$$

■ Si deux constituants du réseau, tous les deux de type résistance ou de type réactance, sont raccordés en parallèle : ils peuvent être remplacés par un constituant équivalent unique soit une résistance soit une inductance ayant pour impédance :

□ résistance R_1 en parallèle avec R_2 :

$$R_3 = \frac{R_1 \times R_2}{R_1 + R_2}$$

□ réactance X_1 en parallèle avec X_2 :

$$X_3 = \frac{X_1 \times X_2}{X_1 + X_2}$$

Il faut noter que le calcul de X_3 ne concerne que le cas de circuits séparés sans inductance mutuelle. Si les réactances en parallèle sont proches l'une de l'autre, la valeur de X_3 sera notablement plus élevée.

Détermination des impédances d'un réseau

Réseau amont d'un transformateur MT/BT (cf. Fig. G34)

Le courant de court-circuit triphasé (en kA) du réseau amont est indiqué en puissance de court-circuit P_{cc} (en MVA)⁽¹⁾ par le distributeur d'énergie. De cette valeur est déduite l'impédance équivalente Z_s du réseau amont.

La formule à utiliser pour transformer l'impédance MT en impédance équivalente BT est :

$$Z_s = \frac{U_0^2}{P_{cc}}$$

avec

Z_s = impédance triphasée du réseau amont exprimée en milliohm,

U_0 = tension BT phase-phase à vide en volt,

P_{cc} = puissance de court-circuit triphasée du réseau amont exprimée en kVA.

P _{cc}	U ₀ (V)	R _a (mΩ)	X _a (mΩ)
250 MVA	420	0,07	0,7
500 MVA	420	0,035	0,351

Fig. G34 : Impédance du réseau MT rapportée au secondaire BT du transformateur MT/BT

(1) jusqu'à 36 kV

4 Courant de court-circuit

La résistance Ra peut être considérée comme négligeable devant la réactance Xa (qui peut donc être confondue avec Za).

Si un calcul exact est nécessaire on peut prendre, $X_a = 0,995 Z_a$ et $R_a = 0,1 X_a$.

Le tableau de la Figure G34 donne les valeurs de Ra et de Xa pour des puissances de court-circuit les plus fréquentes (250 et 500 MVA).

Transformateurs (cf. Fig. G35)

■ Impédance Ztr

L'impédance Ztr d'un transformateur, vue au secondaire, est donnée par la relation :

$$Z_{tr} = \frac{U_{20}^2}{P_n} \times \frac{U_{cc}}{100}$$

avec :

U_{20} = tension entre phases, à vide au secondaire

P_n = puissance du transformateur (en kVA)

U_{cc} = tension de court-circuit en %

■ Résistance Rtr

La valeur de la résistance Rtr des enroulements du transformateur peut être déduite des pertes totales comme suit :

$$P_{cu} = 3I_n^2 \times R_{tr} \text{ donc } R_{tr} = \frac{P_{cu} \times 10^3}{3I_n^2} \text{ en m}\Omega$$

avec

P_{cu} = pertes totales en watt,

I_n = courant nominal en ampère,

Rtr = résistance par phase du transformateur en milliohm (Rtr représente la résistance équivalente des enroulements primaire MT et secondaire BT par phase).

Il ressort que Rtr a une valeur négligeable devant la valeur de Ztr pour un transformateur MT/BT standard de distribution (voir le tableau de la Figure G35).

■ Réactance Xtr

$$X_{tr} = \sqrt{Z_{tr}^2 - R_{tr}^2}$$

De la constatation précédente, on peut déduire que :

$$X_{tr} \approx Z_{tr}$$

Disjoncteurs

Puissance (kVA)	Type immergé dans un diélectrique liquide				Type sec enrobé dans résine			
	Ucc (%)	Rtr (mΩ)	Xtr (mΩ)	Ztr (mΩ)	Ucc (%)	Rtr (mΩ)	Xtr (mΩ)	Ztr (mΩ)
100	4	37,9	59,5	70,6	6	37,0	99,1	105,8
160	4	16,2	41,0	44,1	6	18,6	63,5	66,2
200	4	11,9	33,2	35,3	6	14,1	51,0	52,9
250	4	9,2	26,7	28,2	6	10,7	41,0	42,3
315	4	6,2	21,5	22,4	6	8,0	32,6	33,6
400	4	5,1	16,9	17,6	6	6,1	25,8	26,5
500	4	3,8	13,6	14,1	6	4,6	20,7	21,2
630	4	2,9	10,8	11,2	6	3,5	16,4	16,8
800	6	2,9	12,9	13,2	6	2,6	13,0	13,2
1,000	6	2,3	10,3	10,6	6	1,9	10,4	10,6
1,250	6	1,8	8,3	8,5	6	1,5	8,3	8,5
1,600	6	1,4	6,5	6,6	6	1,1	6,5	6,6
2,000	6	1,1	5,2	5,3	6	0,9	5,2	5,3

Fig. G35 : Valeurs des résistances, des réactances et des impédances pour un transformateur MT/BT standard de distribution 400 V avec primaire ≤ 20 kV

L'impédance d'un disjoncteur ne doit être prise en compte que pour les appareils en amont de celui qui doit ouvrir sur le court-circuit envisagé. Sa réactance est prise égale à 0,15 mΩ⁽¹⁾ et sa résistance négligée.

Jeu de barres

La résistance d'un jeu de barres est généralement négligeable, de ce fait l'impédance est pratiquement égale à la réactance. La valeur linéique typique d'un jeu de barres est approximativement 0,15 mΩ/mètre (doubler l'espacement entre les barres équivaut à accroître la réactance de seulement 10 %).

Canalisations

(1) pour un réseau 50 Hz, mais 0.18 mΩ/mètre à 60 Hz

La résistance se calcule à l'aide de la formule : $R_c = \rho \frac{L}{S}$

avec

ρ = résistivité des conducteurs à la température normale de fonctionnement :

■ 22,5 mΩ.mm²/m pour le cuivre,

■ 36 mΩ.mm²/m pour l'aluminium.

L = longueur en m de la canalisation

S = section des conducteurs en mm²

En France, le guide UTE 15-105 donne les valeurs de ρ à prendre en compte (voir tableau de la Figure Gf1).

Règle	Résistivité	Valeur de la résistivité des conducteurs (mΩ.mm ² /m)		Commentaires
		Cuivre	Aluminium	
Courant de court-circuit maximal	$\rho = \rho_0$	18,51	29,4	Hypothèse retenue pour maximal les calculs du tableau G41.
Courant de court-circuit minimal	disjoncteur $\rho_1 = 1,25 \times \rho_0$	23	37	Hypothèse retenue pour les calculs des tableaux G51, G52, G53, G54.
Courant de défaut en schéma TN et IT	fusible $\rho_2 = 1,5 \times \rho_0$	28	44	Hypothèse retenue pour le calcul de Lmax : - tableaux du Chapitre F, - tableaux G47, G48, G49 et G50.
Courant de défaut en schémas TN et IT	$\rho = 1,25 \times \rho_0$	23	37	Hypothèse retenue pour les calculs des tableaux du chapitre F

Fig. Gf1 : Résistivité des conducteurs à prendre en compte en fonction de l'utilisation

La réactance des câbles peut être donnée avec précision par les fabricants. Pour des sections inférieures à 50 mm², on pourra toujours la négliger.

En l'absence d'autres renseignements, on pourra prendre : $X_c = 0,08 \text{ m}\Omega/\text{m}$

Pour les canalisations préfabriquées, consulter les fabricants

ou se reporter au guide C 15-107.

Moteurs

Lors d'un court-circuit, un moteur se comporte comme un générateur débitant sur le défaut. On peut donc en général négliger son influence en BT.

Cependant, pour un calcul plus précis et lorsque, notamment, de nombreux moteurs sont installés sur une même artère, on peut tenir compte de l'influence des moteurs de la façon suivante :

$I_{cc \text{ mot.}} = 3,5 I_n \text{ m}$ où

$I_n \text{ m}$ = somme des intensités nominales des moteurs susceptibles de fonctionner simultanément.

Il suffit ensuite d'ajouter $I_{cc \text{ mot.}}$ à l' I_{cc} calculée au point de défaut considéré.

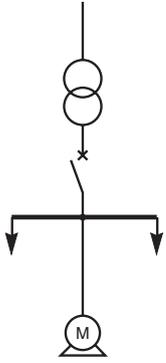
Résistance de l'arc de défaut

Lors d'un court-circuit, un arc peut prendre naissance, ce qui a pour effet de réduire l'intensité de court-circuit : l'arc se comporte comme une résistance.

Cette réduction ne peut être déterminée a priori. Néanmoins, l'expérience montre qu'il est possible d'envisager une réduction d'environ 20 % (en tenir compte seulement au niveau du disjoncteur qui s'ouvre sur court-circuit et jamais pour le pouvoir de fermeture).

4 Courant de court-circuit

Tableau récapitulatif (cf. Fig. G36)

Eléments considérés	Résistance R	Réactance X
 Réseau amont Figure G34	$\frac{R_a}{X_a} = 0,1$ R peut donc être négligé par rapport à X	$X_a = 0,995 Z_a; Z_a = \frac{U_{20}^2}{P_{sc}}$
Transformateur Figure G35	$R_{tr} = \frac{P_{cu} \times 10^3}{3 I_n^2}$ R _{tr} = peut souvent être négligée devant X _{TR} pour transformateur de puissance > 100 kVA	$\sqrt{Z_{tr}^2 - R_{tr}^2}$ avec $Z_{tr} = \frac{U_{20}^2}{P_n} \times \frac{U_{sc}}{100}$
Disjoncteur	Négligeable	X _D = 0,15 mΩ/pole
Jeu de barres	Négligeable pour S > 200 mm ² en dessous : $R = \rho \frac{L}{S}^{(1)}$	X _B = 0,15 mΩ/m
Canalisations ⁽²⁾	$R = \rho \frac{L}{S}^{(1)}$	Câbles : X _c = 0,08 mΩ/m
Moteurs	Voir § "moteurs" (souvent négligeable en BT)	
Courant de court-circuit triphasé	$I_{cc} = \frac{U_{20}}{\sqrt{3} \sqrt{R_T^2 + X_T^2}}$	

U₂₀ : Tension entre phases à vide au secondaire du transformateur MT/BT (en volts).

P_{cc} : puissance de court-circuit triphasée aux bornes MT du transformateur (en kVA),

P_{cu} : Pertes triphasées totales du transformateur MT/BT (en watt),

P_n : Puissance nominale du transformateur MT/BT (en kVA),

U_{cc} : Tension de court-circuit en %.

R_T : résistance totale, X_T : impédance totale.

(1) ρ = résistivité à la température normale des conducteurs en service

■ ρ = 22,5 mΩ x mm²/m pour le cuivre

■ ρ = 36 mΩ x mm²/m pour l'aluminium

(2) S'il y a plusieurs conducteurs en parallèle par phase, diviser la résistance d'un conducteur par le nombre de conducteurs. La réactance n'est pratiquement pas modifiée.

Fig. G36 : Récapitulation des impédances des différents éléments d'un réseau BT

Exemple de calculs des courants de court-circuit (cf. Fig. G37)

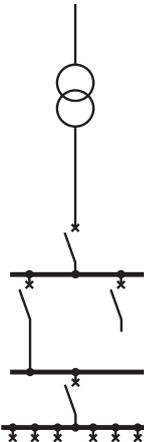
Installation MT/BT	R (mΩ)	X (mΩ)	R _T (mΩ)	X _T (mΩ)	I _{cc} = $\frac{420}{\sqrt{3} \sqrt{R_T^2 + X_T^2}}$
 Réseau amont P _{cc} = 500 MVA	0,035	0,351			
Transformateur 20 kV/420 V P _n = 1000 kVA U _{cc} = 5% P _{cu} = 13,3 x 10 ³ W	2,24	8,10			
Câble unipolaire 5 m cuivre 4 x 240 mm ² /phase	$R_c = \frac{22,5}{4} \times \frac{5}{240} = 0,12$	X _c = 0,08 x 5 = 0,40	2,41	8,85	I _{cc1} = 26 kA
Disjoncteur général	R _D = 0	X _D = 0,15			
Jeu de barres 10 m	R _B = 0	X _B = 1,5	2,41	10,5	I _{cc2} = 22 kA
Câble tripolaire 100 m 95 mm ² cuivre	$R_c = 22,5 \times \frac{100}{95} = 23,68$	X _c = 100 x 0,08 = 8	26,1	18,5	I _{cc3} = 7,4 kA
Câble tripolaire 20 m 10 mm ² cuivre circuits terminaux	$R_c = 22,5 \times \frac{20}{10} = 45$	X _c = 20 x 0,08 = 1,6	71,1	20,1	I _{cc4} = 3,2 kA

Fig. G37 : Exemple de calculs des courants de court-circuit d'une installation MT/BT de 1000 kVA/400 V

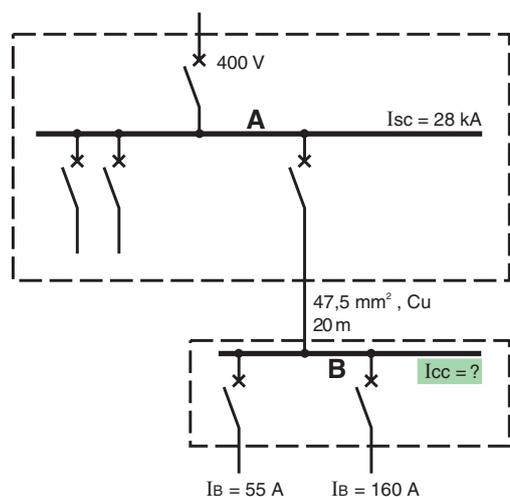


Fig. G38 : Evaluation de l'Icc aval en fonction de l'Icc amont, de la longueur et de la section de la canalisation, et pour une tension de 400 V triphasée à partir des tableaux de la Figure G39

4.3 Tableaux simplifiés du calcul de l'Icc en aval d'une canalisation

Le schéma de la **Figure G38** représente une application typique pour l'application de la méthode de composition (mentionnée au chapitre F paragraphe 6.2) au moyen des tableaux de la **Figure G39** en page suivante. Ces tableaux indiquent rapidement et avec une précision suffisante la valeur du courant de court-circuit en un point de l'installation en connaissant :

- l'intensité du courant de court-circuit à un point situé en amont de l'emplacement du point d'installation concerné,
 - la longueur, la section et la nature de la canalisation située entre ces deux points.
- Il suffit ensuite de choisir un disjoncteur ou un appareillage à fusible dont le pouvoir de coupure est supérieur à la valeur lue dans le tableau.

Si l'on désire obtenir des valeurs plus précises, il est possible de réaliser un calcul détaillé (cf. paragraphe 4.2) ou d'utiliser un logiciel comme le logiciel Ecodial. Dans un tel cas, pour une protection par disjoncteur, la technique de la filiation peut être mise en œuvre et le choix optimisé des disjoncteurs est directement donné par le logiciel.

Note : (cf. Chapitre H paragraphe 4.5) La technique de filiation consiste à utiliser le pouvoir de limitation des disjoncteurs en amont pour limiter l'intensité du courant de court-circuit. Ce qui permet d'installer en aval des disjoncteurs, en général standard, ayant des performances moindres.

Utilisation de la méthode de composition

La méthode de composition est réalisée au moyen d'une table partagée horizontalement en trois parties (voir la Figure G39) :

- les deux parties supérieure et inférieure permettent la sélection de la section des conducteurs et la longueur de la canalisation suivant la nature des conducteurs (cuivre en haut, aluminium en bas),
- la partie centrale indique le courant de court-circuit aval en fonction du courant de court-circuit en amont et des sélections précédemment effectuées dans les tableaux extrêmes.

L'exemple suivant traite le calcul de Icc au point B du schéma de la Figure G38 à partir de l'I_{cc} du point A en utilisant la méthode de composition.

- Sélectionner la section des conducteurs dans la colonne des conducteurs (cuivre ou aluminium selon le besoin).

Dans cet exemple les conducteurs sont en cuivre (tableau du haut) et ont une section de 47,5 mm².

Chercher sur la ligne de la section sélectionnée la valeur par défaut de la longueur de la canalisation.

Dans cet exemple, la longueur des câbles est de 20 m.

- Descendre (conducteur en cuivre) dans la colonne sélectionnée par la longueur jusqu'à la ligne du tableau central correspondant à la valeur par excès du courant de court-circuit du point amont. La valeur du courant de court-circuit en aval est à l'intersection de cette ligne et cette colonne.

Dans cet exemple, l'intensité du courant de court-circuit en amont retenue est 30 kA (≥ 28 kA) d'où la valeur par excès du courant de court-circuit en B : 14,7 kA).

En conséquence :

- pour le départ 55 A, un disjoncteur modulaire sur rail DIN de calibre I_n = 63 A et de pouvoir de coupure I_{cn} = 25 kA peut être choisi,
- pour le départ 160 A, un disjoncteur Compact NSX160 B de courant assigné I_r = 160 A et de pouvoir de coupure I_{cu} = 25 kA peut être choisi.

4.4 Courant de court-circuit d'un générateur ou d'une ASI : Se reporter au chapitre N

G30

5 Cas particuliers relatifs aux courants de court-circuit

Si le dispositif de protection de la canalisation n'assure que la protection contre les courts-circuits, il est nécessaire de s'assurer que le plus petit courant de court-circuit possible ($I_{cc\ mini}$) entraîne son fonctionnement.

5.1 Calcul du courant de court-circuit minimal présumé

Dans le cas général, dans les circuits BT, un seul disjoncteur assure la protection d'une canalisation pour toute valeur du courant, du seuil de réglage de sa protection Long retard (ou protection thermique) jusqu'à son pouvoir de court-circuit.

On peut cependant être amené dans certaines configurations de circuit, à séparer les fonctions de protection contre les surcharges et protection contre les courts-circuits et à les confier à 2 appareils distincts.

Exemples de telles configurations

Les **Figures G40 à G42** indiquent certaines configurations où les fonctions de protection contre les surcharges et protection contre les courts-circuits sont confiées à deux appareils distincts.

G32

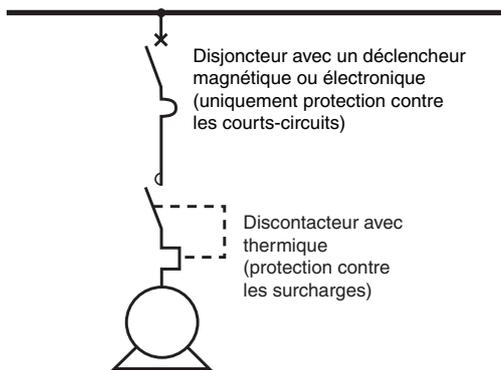


Fig. G41 : Circuit protégé par disjoncteur sans thermique (Compact type MA)

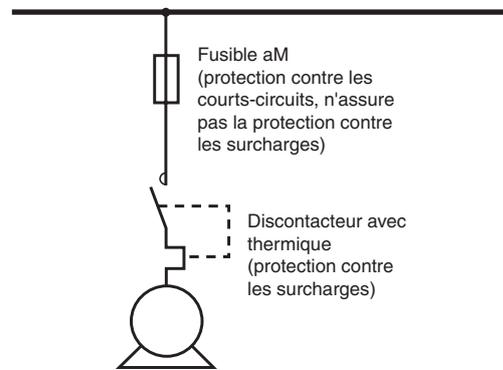


Fig. G40 : Circuit protégé par fusible aM

Les départs moteurs sont les circuits qui sont le plus couramment commandés et protégés par des appareillages séparés.

Le cas de la Figure G42a constitue une dérogation aux règles de protection. Il est notamment utilisé dans le cas d'une distribution par canalisations préfabriquées, rails d'éclairage, etc.

Variateur de vitesse

Le tableau de la Figure G42b permet de connaître les fonctions de protection remplies par le variateur, et si nécessaire de les compléter par des dispositifs extérieurs au variateur tels que disjoncteur, relais de surcharge, et DDR.

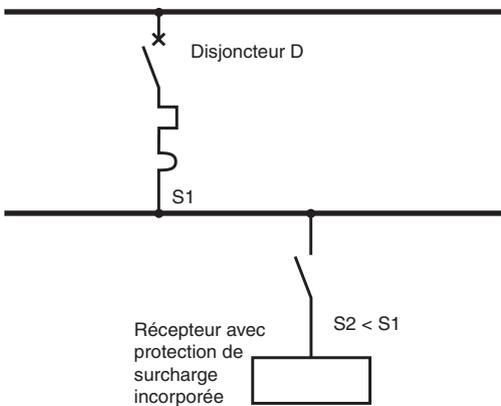


Fig. G42a : Le disjoncteur D assure la protection de court-circuit jusqu'au récepteur

Protection à assurer	Protection généralement assurée par le variateur	Protection extérieure
Surcharge câble	Oui = (1)	inutile si (1)
Surcharge moteur	Oui = (2)	inutile si (2)
Court-circuit aval	Oui	
Surcharge variateur	Oui	
Surtension	Oui	
Sous-tension	Oui	
Coupure phase	Oui	
Court-circuit amont		disjoncteur (déclenchement court-circuit)
Défaut interne		disjoncteur (déclenchement court-circuit et surcharge)
Défaut terre aval (contact indirect)	(autoprotection)	DDR \geq 300 mA
Défaut contact direct		DDR \leq 30 mA

Figure G42b : Protection à mettre en œuvre avec des variateurs de vitesse

5 Cas particuliers relatifs aux courants de court-circuit

Il faut que le dispositif de protection vérifie :

- $I_m < I_{cc_{\min}}$ pour une protection par disjoncteur,
- $I_a < I_{sc_{\min}}$ pour une protection par fusibles.

Conditions à respecter

Le dispositif de protection contre les courts-circuits doit alors satisfaire aux deux conditions suivantes :

- son pouvoir de coupure doit être supérieur au courant de court-circuit triphasé I_{cc} en son point d'installation,
- assurer l'élimination du courant minimum de court-circuit pouvant se développer dans le circuit protégé en un temps t_c compatible avec les contraintes thermiques des conducteurs soit :

$$t_c \leq \frac{K^2 S^2}{I_{cc_{\min}}^2} \quad (t_c < 5 \text{ s})$$

La comparaison des courbes de fonctionnement (ou de fusion) des dispositifs de protection contre les courts-circuits et des courbes limites de contrainte thermique d'un conducteur montre que cette condition est vérifiée si :

- $I_{cc}(\min) > I_m$ (ou I_{sd}) ou I_i (I_m : seuil de la protection contre les courants de courts-circuits, I_i : seuil de la protection Instantané) (cf. Fig. G43),
- $I_{cc}(\min) > I_a$ pour la protection par fusibles, la valeur de courant I_a correspondant au croisement des courbes de protection et de contrainte admissible du câble (cf. Fig. G44 et G45).

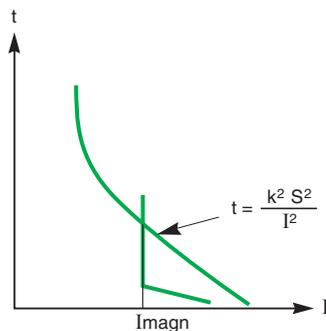


Fig. G43 : Protection par disjoncteur

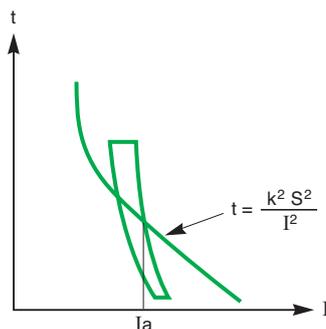


Fig. G44 : Protection par fusible aM

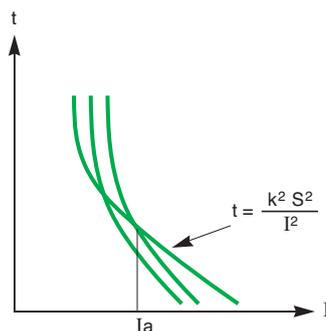


Fig. G45 : Protection par fusible gl

G33

La validation du réglage d'une protection contre les courts-circuits se résume à vérifier que la longueur du câble ainsi protégée est inférieure à :

$$L_{max} = \frac{0,8 \times U \times S_{ph}}{2\rho I_m}$$

Détermination pratique de la longueur Lmax

Les conditions précédentes se traduisent par une longueur de câble Lmax à ne pas dépasser pour assurer un déclenchement sur Icc minimal.

Le guide C 15-105 donne une méthode conventionnelle de calcul de Lmax dans différents cas.

La méthode pour calculer la longueur maximale de la canalisation autorisée est présentée au Chapitre F paragraphes 6.2 et 7.2 dans le cadre de la protection des personnes contre les contacts indirects en schéma TN ou IT 2ème défaut. Deux cas sont étudiés ci-après :

1 - Calcul de Lmax dans le cas d'un circuit triphasé sans neutre

Le courant minimum de court-circuit sur ce circuit est généré par un défaut apparaissant entre deux phases à l'extrémité du circuit (court-circuit biphasé) (cf. Fig. G46).

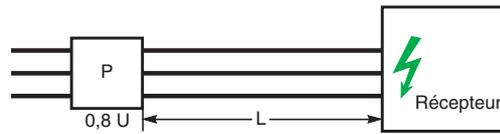


Fig G46 : Définition de L pour un circuit triphasé sans neutre

En utilisant la « méthode conventionnelle », la tension au point P où est installée la protection est supposée égale à 80 % de la tension nominale pendant la durée du court-circuit, soit :

$$0,8 \times U = I_{cc} \times Z_d$$

avec

Zd = Impédance de la boucle de défaut,

Icc = Courant de court-circuit,

U = tension nominale phase-phase.

Pour des câbles de section ≤ 120 mm², on peut négliger leur réactance et écrire :

$$Z_d = \rho \frac{2L}{S_{ph}} \quad (1)$$

où :

ρ = résistivité du câble à la température moyenne de court-circuit,

Sph = section d'une phase en mm²,

L = longueur en m.

La condition pour que la protection du câble soit assurée I_m (ou I_{sd}) ≤ I_{sc} avec I_m (I_{sd}) = seuil de la protection contre les courants de court-circuit du disjoncteur.

$$\text{Cela conduit à } I_m \leq \frac{0,8 U}{Z_d} \text{ soit } L \leq \frac{0,8 U S_{ph}}{2\rho I_m}$$

Dans cette formule U et ρ sont des constantes pour des conducteurs de même nature (cuivre ou aluminium) dans un réseau triphasé de distribution standard soit avec U = 400 V

$$\rho = 1,25 \times 0,018 = 0,023 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}^2 \text{ (Cu)}$$

d'où

$$L_{max} = k \frac{S_{ph}}{I_m}$$

avec

Lmax = Longueur maximale en mètre.

k est défini dans le tableau ci-après en fonction de la section⁽¹⁾ pour Sph > 120 mm².

Section (mm²)	≤ 120	150	185	240	300
k (pour 400 V)	5800	5040	4830	4640	4460

2 - Calcul de Lmax dans le cas d'un circuit triphasé avec neutre 400 V/230 V (ou monophasé 230 V)

Le courant minimum de court-circuit d'un tel circuit est généré par un défaut apparaissant entre une phase et le neutre à l'extrémité du circuit (court-circuit monophasé). Son calcul est similaire au calcul précédent mais

■ soit en utilisant les formules précédentes avec k calculé pour un réseau 230 V soit :

Section (mm²)	≤ 120	150	185	240	300
k (pour 230 V)	3333	2898	2777	2668	2565

■ en fonction de la section Sn du conducteur neutre $S_n = m S_{ph}$

(1) Pour des sections supérieures la résistance des conducteurs doit être majorée pour tenir compte
 ■ de l'inductance mutuelle (la valeur de la réactance est 0,08 mΩ/m à 50 Hz, de 0,096 mΩ/m à 60 Hz),
 ■ de la non uniformité de la densité de courant due à l'effet de peau.

De ce fait, les valeurs d'impédance corrigées sont :

150 mm² : Zd + 15%

185 mm² : Zd + 20%

240 mm² : Zd + 25%

300 mm² : Zd + 30%

(2) la variation de la résistivité est importante (+ 25 %) du fait de la très forte élévation de température de l'âme du conducteur pendant le passage du courant de court-circuit.

5 Cas particuliers relatifs aux courants de court-circuit

D'où les formules de calcul de la longueur maximale (pour une section $\leq 120 \text{ mm}^2$)

■ Si S_n (section du neutre) = S_{ph}

$$L_{\max} = \frac{3,333 S_{ph}}{I_m}$$

■ Si S_n (section du neutre) = S_{ph}/m

$$L_{\max} = 6,666 \frac{S_{ph}}{I_m} \frac{1}{1+m} \text{ où } m = \frac{S_{ph}}{S_n}$$

Utilisation de tableaux pour déterminer L_{\max}

Le tableau de la **Figure G47** indique les longueurs maximales L_{\max} (en mètres) des canalisations :

- triphasées avec neutre sous 400 V, ou,
 - monophasées sous 230 V,
- protégées par disjoncteurs à usage général.

Dans les autres cas, appliquer aux longueurs les coefficients du tableau G53.

Le calcul de la longueur L_{\max} est réalisé pour la valeur maximale de la tolérance sur le réglage du seuil de déclenchement de la protection Court retard ou magnétique.

En général, la valeur de seuil I_m (ou I_{sd}) est donnée avec une précision $\pm 20 \%$.

Pour le calcul de L_{\max} , la valeur retenue est la valeur du seuil $I_m + 20\%$, cas le plus défavorable.

Pour la section de 50 mm^2 , les calculs sont effectués avec une section réelle de $47,5 \text{ mm}^2$.

G35

Courant de fonctionnement instantané I_m (en ampères)	Section nominale des conducteurs (en mm^2)														
	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240
50	100	167	267	400											
63	79	133	212	317											
80	63	104	167	250	417										
100	50	83	133	200	333										
125	40	67	107	160	267	427									
160	31	52	83	125	208	333									
200	25	42	67	100	167	267	417								
250	20	33	53	80	133	213	333	467							
320	16	26	42	63	104	167	260	365	495						
400	13	21	33	50	83	133	208	292	396						
500	10	17	27	40	67	107	167	233	317						
560	9	15	24	36	60	95	149	208	283	417					
630	8	13	21	32	63	85	132	185	251	370					
700	7	12	19	29	48	76	119	167	226	333	452				
800	6	10	17	25	42	67	104	146	198	292	396				
875	6	10	15	23	38	61	95	133	181	267	362	457			
1000	5	8	13	20	33	53	83	117	158	233	317	400	435		
1120	4	7	12	18	30	48	74	104	141	208	283	357	388	459	
1250	4	7	11	16	27	43	67	93	127	187	253	320	348	411	
1600		5	8	13	21	33	52	73	99	146	198	250	272	321	400
2000		4	7	10	17	27	42	58	79	117	158	200	217	257	320
2500			5	8	13	21	33	47	63	93	127	160	174	206	256
3200			4	6	10	17	26	36	49	73	99	125	136	161	200
4000				5	8	13	21	29	40	58	79	100	109	128	160
5000				4	7	11	17	23	32	47	63	80	87	103	128
6300					5	8	13	19	25	37	50	63	69	82	102
8000					4	7	10	15	20	29	40	50	54	64	80
10000						5	8	12	16	23	32	40	43	51	64
12500						4	7	9	13	19	25	32	35	41	51

Fig. G47 : Longueur maximale des canalisations en mètres (conducteurs en cuivre ; pour l'aluminium les longueurs doivent être multipliées par 0,62)

Les tableaux des **Figures G48 à G50** page suivante indiquent les longueurs maximales L_{\max} (en mètres) des canalisations :

- triphasées avec neutre sous 400 V,
- monophasées sous 230 V,

Ces canalisations sont protégées dans les deux cas par des disjoncteurs de type domestique ou ayant des caractéristiques de déclenchement similaires.

Dans les autres cas, appliquer aux longueurs les coefficients de la **Figure G51** page suivante.

Courant assigné des disjoncteurs (en A)	Section nominale des conducteurs (en mm ²)								
	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50
6	200	333	533	800					
10	120	200	320	480	800				
16	75	125	200	300	500	800			
20	60	100	160	240	400	640			
25	48	80	128	192	320	512	800		
32	37	62	100	150	250	400	625	875	
40	30	50	80	120	200	320	500	700	
50	24	40	64	96	160	256	400	560	760
63	19	32	51	76	127	203	317	444	603
80	15	25	40	60	100	160	250	350	475
100	12	20	32	48	80	128	200	280	380
125	10	16	26	38	64	102	160	224	304

Fig. G48 : Longueur maximale des canalisations (conducteurs en cuivre) en mètres, protégées par des disjoncteurs de type B

Courant assigné des disjoncteurs (en A)	Section nominale des conducteurs (en mm ²)								
	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50
6	100	167	267	400	667				
10	60	100	160	240	400	640			
16	37	62	100	150	250	400	625	875	
20	30	50	80	120	200	320	500	700	
25	24	40	64	96	160	256	400	560	760
32	18,0	31	50	75	125	200	313	438	594
40	15,0	25	40	60	100	160	250	350	475
50	12,0	20	32	48	80	128	200	280	380
63	9,5	16,0	26	38	64	102	159	222	302
80	7,5	12,5	20	30	50	80	125	175	238
100	6,0	10,0	16,0	24	40	64	100	140	190
125	5,0	8,0	13,0	19,0	32	51	80	112	152

Fig. G49 : Longueur maximale des canalisations (conducteurs en cuivre) en mètres, protégées par des disjoncteurs de type C

Courant assigné des disjoncteurs (en A)	Section nominale des conducteurs (en mm ²)								
	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50
1	429	714							
2	214	357	571	857					
3	143	238	381	571	952				
4	107	179	286	429	714				
6	71	119	190	286	476	762			
10	43	71	114	171	286	457	714		
16	27	45	71	107	179	286	446	625	848
20	21	36	57	86	143	229	357	500	679
25	17,0	29	46	69	114	183	286	400	543
32	13,0	22	36	54	89	143	223	313	424
40	11,0	18,0	29	43	71	114	179	250	339
50	9,0	14,0	23	34	57	91	143	200	271
63	7,0	11,0	18,0	27	45	73	113	159	215
80	5,0	9,0	14,0	21	36	57	89	125	170
100	4,0	7,0	11,0	17,0	29	46	71	100	136
125	3,0	6,0	9,0	14,0	23	37	57	80	109

Fig. G50 : Longueur maximale des canalisations (conducteurs en cuivre) en mètres, protégées par des disjoncteurs de type D

Type de canalisation	
Tri 400 V sans neutre ou bi 400 V sans neutre	1,73
Mono 230 V (phase + neutre)	1
Tri 400 V + neutre ou bi 400 V + neutre	Sph / S neutre = 1 Sph / S neutre = 2
	1 0,67

Fig. G51 : Facteur de correction à appliquer aux longueurs maximales des tableaux G47 à G50

Note : La norme CEI 60898 définit une plage de réglage de la protection contre les courts-circuits de 10...50 In pour les disjoncteurs de type D. Les normes européennes, et le tableau de la Figure G50, sont basées sur une plage de 10...20 In, plage qui couvre la plupart des besoins des installations domestiques ou analogues (voir Chapitre H paragraphe 4.2 Figure H31).

5 Cas particuliers relatifs aux courants de court-circuit

Exemples

Exemple 1

Dans une application monophasée, la protection contre les courants de court-circuit est assurée par un disjoncteur Compact NSX 80H MA de calibre 50 A avec une protection magnétique réglée à 500 A (précision de +/- 20 %) soit dans le cas le plus défavorable, le disjoncteur déclenche à $500 \times 1,2 = 600$ A. La section des conducteurs est 10 mm^2 , les conducteurs sont en cuivre. En se reportant au tableau G47 (pour disjoncteur à usage général), on lit au croisement de la ligne $I_m = 500$ A et de la colonne $S = 10 \text{ mm}^2$ la valeur de la longueur $L_{\max} = 67$ m. La protection de la canalisation contre les courants de court-circuit est assurée si sa longueur est inférieure à 67 mètres.

Exemple 2

Dans un réseau triphasé sans neutre 400 V, la protection contre les courants de court-circuit d'un départ est assurée par un Compact NSX 250N équipé d'un déclencheur MA de calibre 220 A avec une protection magnétique réglée à 2000 A (précision de +/- 20 %) soit dans le cas le plus défavorable, le disjoncteur déclenche à 2400 A. La section des conducteurs est 120 mm^2 , les conducteurs sont en cuivre. En se reportant au tableau G47 (pour disjoncteur à usage général), on lit au croisement de la ligne $I_m = 2000$ A et de la colonne $S = 120 \text{ mm}^2$ la valeur de la longueur $L_{\max} = 200$ m. Comme il s'agit d'un circuit triphasé sans neutre, on lit dans le tableau G51 qu'il faut appliquer le coefficient 1,73. Le disjoncteur protège donc le câble contre les courts-circuits si sa longueur n'excède pas $200 \times 1,73 = 346$ m.

G37

5.2 Vérification de la tenue des conducteurs aux contraintes correspondant à l'I_{cc}

En général, la vérification de la tenue des conducteurs à la contrainte thermique n'est pas nécessaire, à l'exception des canalisations de faible section utilisées au voisinage direct d'un (ou directement alimentées par le) TGBT.

Contrainte thermique

Lors du passage d'un courant de court-circuit dans les conducteurs d'une canalisation pendant un temps très court (de quelques dixièmes de secondes à cinq secondes au maximum), l'échauffement est considéré adiabatique, c'est-à-dire que l'on admet que la chaleur produite reste au niveau de l'âme du conducteur et n'a pas le temps de se dissiper dans les autres éléments du câble. Pour le temps inférieur à 5 secondes, la relation : $I^2 \times t = k^2 \times S^2$ caractérise le temps t (en secondes) pendant lequel un conducteur de section S (en mm^2) peut supporter un courant I (en ampères), avant que l'échauffement de son âme soit tel qu'il entraîne une dégradation de son isolant. k^2 est une constante donnée par le tableau de la **Figure G52**.

Isolation	Conducteur cuivre	Conducteur alu
PVC	13 225	5 776
XLPE	20 449	8 836

Fig. G52 : Valeur de la constante k^2

Pratiquement, la marche à suivre consiste à vérifier que la contrainte thermique I^2t , que laisse passer le disjoncteur de protection (voir les catalogues des constructeurs) est inférieure à la contrainte thermique admissible maximale du conducteur (cf. **Figure G53**).

S (mm ²)	PVC		PRC	
	Cu	Al	Cu	Al
1,5	0,0297	0,0130	0,0460	0,0199
2,5	0,0826	0,0361	0,1278	0,0552
4	0,2116	0,0924	0,3272	0,1414
6	0,4761	0,2079	0,7362	0,3181
10	1,3225	0,5776	2,0450	0,8836
16	3,3856	1,4786	5,2350	2,2620
25	8,2656	3,6100	12,7806	5,5225
35	16,2006	7,0756	25,0500	10,8241
50	29,839	13,032	46,133	19,936

Fig. G53 : Contrainte thermique admissible maximale dans les conducteurs des câbles (en ampères² x secondes x 10⁶)

5 Cas particuliers relatifs aux courants de court-circuit

Exemple

Un câble Cu/PR de section 4 mm^2 est-il protégé par un C60N bipolaire ?

Le tableau de la Figure G53 indique que la valeur de la contrainte thermique admissible I^2t pour le câble est $0,3272 \times 10^6$ tandis que la valeur maximale de l'énergie « traversant » le disjoncteur, indiquée dans le catalogue du constructeur, est considérablement plus faible ($< 0,1 \times 10^6 \text{ A}^2\text{s}$).

Le câble est de ce fait parfaitement protégé par le disjoncteur jusqu'à son pouvoir de coupure.

Contrainte électrodynamique

Pour tout type de canalisation (câble ou canalisation préfabriquée), il est nécessaire de prendre en compte les contraintes électrodynamiques provoquées par le courant de court-circuit.

Pour supporter ces contraintes, les conducteurs doivent être solidement fixés et les connexions fortement serrées.

Pour les canalisations préfabriquées, il est aussi nécessaire de vérifier que la performance de tenue aux contraintes électrodynamiques est suffisante dans le cas d'un courant de court-circuit. La valeur crête du courant, limitée par le disjoncteur ou le fusible de protection, doit être inférieure à la tenue de la canalisation préfabriquée. Les constructeurs fournissent généralement des tableaux de coordination garantissant une protection efficace de leurs produits.

6 Les conducteurs de protection (PE)

La NFC 15-100 précise comment installer, choisir et dimensionner les conducteurs de protection.

6.1 Raccordement et choix

Les conducteurs de protection (symbole PE), ou conducteurs PE, assurent les liaisons équipotentielle (interconnexion) entre toutes les masses des équipements d'une installation pour réaliser un réseau équipotentiel de protection. Les conducteurs PE assurent l'écoulement des courants de défaut à la terre dus à une rupture d'isolement entre une partie sous tension et une masse.

Les conducteurs PE sont raccordés à la borne principale de terre de l'installation.

La borne principale de terre est raccordée à la prise de terre au moyen du conducteur de terre (cf. chapitre E paragraphe 1.1).

Les conducteurs PE doivent être :

- repérés par la double coloration vert-et-jaune lorsqu'ils sont isolés,
- protégés contre les risques mécaniques et chimiques.

Par ailleurs, en schémas IT et TN, il est fortement recommandé de faire cheminer le conducteur de protection dans les mêmes canalisations que les conducteurs actifs du circuit correspondant. Cette disposition garantit une valeur minimale de la réactance de la boucle de défaut à la terre. Il faut noter que cette disposition est naturellement réalisée dans le cas d'une distribution par canalisations électriques préfabriquées.

Connexion

Les conducteurs de protection (symbole PE) doivent :

- ne pas comporter d'appareillage ou d'organe de coupure (coupe-circuit, disjoncteur, interrupteurs, relais, etc.),
- relier les masses en parallèle et non en série (voir **Figure G54**),
- avoir une borne de connexion pour chaque conducteur PE dans les tableaux.

Schéma TT

Un conducteur PE peut ne pas cheminer le long des conducteurs actifs de son circuit du fait que, avec ce schéma, les courants de défauts d'isolement sont dans ce cas de faibles valeurs et les seuils des dispositifs de protection (DDR) sont de très faibles valeurs.

Schéma IT et TN

Les conducteurs PE ou PEN, comme il a déjà été mentionné, doivent toujours cheminer le long des conducteurs actifs du circuit correspondant sans interposition d'éléments ferromagnétiques.

■ Schéma TN-C (neutre et conducteur de protection réunis en un seul conducteur : PEN), la fonction conducteur de protection PE est prioritaire et toutes les règles applicables à ce conducteur sont applicables au PEN. Un conducteur PEN doit toujours être raccordé à la borne de masse du récepteur (fonction PE) avec une boucle de connexion raccordée à la borne du neutre (cf. **Fig. G55**).

■ Passage du schéma TN-C au schéma TN-S.

Le conducteur PE est raccordé à la borne ou à la barre PEN (cf. **Fig. G56**) (généralement à l'origine de l'installation). En aval de ce point de séparation, il est interdit de raccorder de nouveau un conducteur neutre et un conducteur PE.

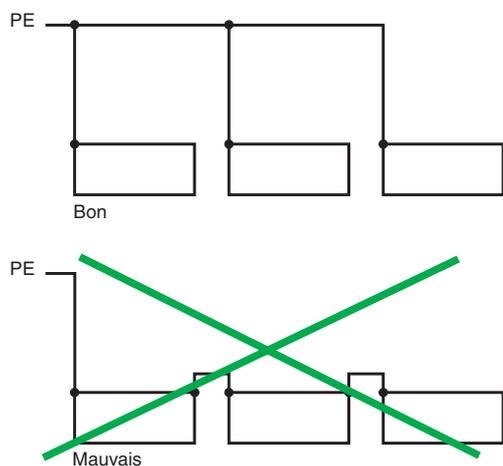


Fig. G54 : Une mauvaise connexion série des conducteurs PE laisse tous les récepteurs en aval sans protection

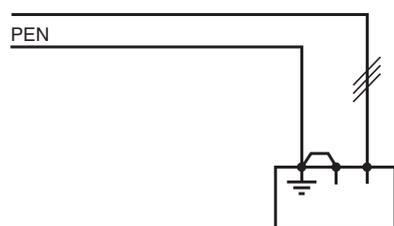


Fig. G55 : Raccordement du PEN à la borne de masse du récepteur



Fig. G56 : Schéma TN-C-S

Type de conducteurs de protection

Les éléments métalliques mentionnés dans le tableau de la **Figure G57** ci-dessous peuvent être utilisés comme conducteurs de protection, mais en respectant les conditions de mise en œuvre qui y sont précisées.

Type de conducteur de protection		Schéma IT	Schéma TN	Schéma TT	Condition de mise en œuvre
Conducteur supplémentaire	Appartenant au même câble que les phases ou empruntant la même canalisation	Fortement recommandé	Fortement recommandé	Bon	Le conducteur de protection doit être isolé de la même manière que les phases
	Indépendant des conducteurs de phase	Possible ⁽¹⁾	Possible ^{(1) (2)}	Bon	<ul style="list-style-type: none"> Le conducteur de protection peut être nu ou isolé ⁽²⁾
Enveloppe métallique d'une canalisation préfabriquée ou d'une autre gaine préfabriquée précâblée ⁽⁵⁾		Possible ⁽³⁾	PE possible ⁽³⁾ PEN possible ⁽⁶⁾	Bon	<ul style="list-style-type: none"> La continuité électrique doit être assurée de façon à être protégée contre les détériorations mécaniques, chimiques et électrochimiques
Gaine extérieure des conducteurs blindés à isolant minéral (par exemple câbles de sécurité incendie isolé au Pyroténax)		Possible ⁽³⁾	PE possible ⁽³⁾ PEN déconseillé ⁽²⁾⁽³⁾	Possible	<ul style="list-style-type: none"> Leur conductibilité doit être suffisante
Certains éléments conducteurs ⁽⁶⁾ tels que <ul style="list-style-type: none"> ■ Charpentes ■ Bâties de machines ■ Conduites d'eau⁽⁷⁾ 		Possible ⁽⁴⁾ PEN interdit	PE possible ⁽⁴⁾	Possible	
Chemins de câbles métalliques, tels que : conduits ⁽⁸⁾ , gaines, canalisations, tablettes, échelles, etc.		Possible ⁽⁴⁾	PE possible ⁽⁴⁾ PEN déconseillé ⁽²⁾⁽⁴⁾	Possible	

Sont interdits : les conduits métalliques ⁽⁹⁾, les canalisations de gaz et de chauffage, les armures de câbles, les tresses de blindage des câbles⁽⁹⁾.

(1) En schémas TN et IT, l'élimination des défauts d'isolement est généralement assurée par les dispositifs de protection contre les surintensités (disjoncteurs ou fusibles) et l'impédance des boucles de défaut doit être aussi faible que possible. Le meilleur moyen pour arriver à ce résultat est encore d'utiliser comme conducteur de protection un conducteur supplémentaire appartenant au même câble (ou empruntant la même canalisation que les phases). Cette solution minimise la réactance de la boucle et de ce fait son impédance.

(2) Le conducteur PEN est à la fois un conducteur neutre et un conducteur de protection (PE). Cela signifie qu'il peut être parcouru en permanence par des courants (en l'absence de courant de défaut). De ce fait, il est recommandé que le conducteur PEN soit isolé.

(3) Le constructeur indique les valeurs des composantes R et X des impédances nécessaires (phase/PE, phase/PEN). Cela permet de s'assurer des conditions pour le calcul des composantes de boucle.

(4) Possible mais déconseillé car l'impédance des boucles de défaut ne peut pas être connue au moment de l'étude. Seules des mesures sur le site, une fois l'installation terminée, permettront de s'assurer de la protection des personnes

(5) Elle doit permettre le raccordement d'autres conducteurs de protection. **Attention** : ces éléments doivent comporter une indication visuelle individuelle vert-et-jaune de 15 à 100 mm de long (ou des lettres PE à moins de 15 cm de chaque extrémité).

(6) Ces éléments ne doivent pouvoir être démontés que s'il est prévu des mesures compensatrices pour assurer la continuité de protection.

(7) Sous réserve de l'accord du distributeur d'eau.

(8) Dans les canalisations préfabriquées et équipements similaires, l'enveloppe métallique peut être utilisée comme conducteur PEN, en parallèle avec la barre correspondante, ou un autre conducteur PE dans l'enveloppe (cf. guide France C15-107 Fig.1).

(9) Interdit seulement dans quelques pays. Universellement utilisé comme conducteur supplémentaire d'équipotentialité.

Fig. G57 : Choix du conducteur de protection

6.2 Section des conducteurs

Le tableau de la **Figure G58** indique :

- la formule de calcul de la section d'un conducteur PE ou PEN par la méthode adiabatique,
- les valeurs de la section d'un conducteur PE ou PEN en fonction de la section des conducteurs de phase (méthode simple).

	Section des conducteurs de phase S _{ph} (mm ²)	Section du conducteur PE (mm ²)	Section du conducteur PEN (mm ²)	
			Cu	Al
Méthode adiabatique	Quelconque	$S_{PE/PEN} = \frac{\sqrt{I^2 \cdot t}}{k}$ ^{(3) (4)}		
Méthode simple ⁽¹⁾	S _{ph} ≤ 16	S _{ph} ⁽²⁾	S _{ph} ⁽³⁾	S _{ph} ⁽³⁾
	16 < S _{ph} ≤ 25	16	16	
	25 < S _{ph} ≤ 35			25
	35 < S _{ph} ≤ 50	S _{ph} /2	S _{ph} /2	
	S _{ph} > 50			S _{ph} /2

(1) Valeurs dans le cas où le conducteur de protection est du même métal que celui des phases. Sinon un facteur de correction doit être appliqué.

(2) Lorsque le conducteur PE ne fait pas partie de la canalisation d'alimentation, les valeurs minimales suivantes doivent être respectées :

- 2,5 mm² si le PE a une protection mécanique,
- 4 mm² si le PE n'a pas de protection mécanique.

(3) Pour des raisons de tenue mécanique, un conducteur PEN doit avoir une section toujours ≥ 10 mm² en cuivre ou ≥ 16 mm² en aluminium.

(4) Voir le tableau de la Figure G53 pour l'utilisation de cette formule.

Fig. G58 : Sections minimales des conducteurs de protection (d'après tableau 54-3 de la norme CEI 60364-5-54)

6 Les conducteurs de protection (PE)

Deux méthodes peuvent être utilisées :

- méthode adiabatique (qui correspond avec celle décrite dans la norme CEI 60724 et NF C 15-100)

Cette méthode, bien qu'étant économique assure la qualité de la protection mais conduit à des sections minimales en général faibles par rapport à la section des phases. Ce résultat est souvent incompatible avec la nécessité en schéma IT ou TN de rendre aussi faibles que possibles les impédances des boucles de défaut, pour permettre un déclenchement sûr (instantané) des dispositifs de protection contre les surintensités. Cette méthode est en revanche couramment utilisée en schéma TT pour le calcul des sections des conducteurs de terre ⁽¹⁾.

- méthode simplifiée

Cette méthode est basée sur une section du conducteur PE rapportée à celles des conducteurs de phase du circuit correspondant, en faisant l'hypothèse que les conducteurs utilisés sont de même nature :

D'où la section du conducteur PE S_{PE} en fonction de la section des conducteurs de phase S_{ph} :

- $S_{ph} \leq 16 \text{ mm}^2$ $S_{PE} = S_{ph}$
- $16 < S_{ph} \leq 35 \text{ mm}^2$ $S_{PE} = 16 \text{ mm}^2$
- $S_{ph} > 35 \text{ mm}^2$ $S_{PE} = \frac{S_{ph}}{2}$

Note : si dans un schéma TT, les prises de terre des utilisateurs sont en dehors de la zone d'influence de la prise de terre de la source (voir Chapitre E paragraphe 1.6), la section du conducteur de protection peut être limitée à 25 mm² (Cu) ou 35 mm² (Al). Le neutre et le conducteur de protection ne peuvent être confondus que si la section du conducteur PEN est $\geq 10 \text{ mm}^2$ (Cu) ou $\geq 16 \text{ mm}^2$ (Al). Un conducteur PEN est également interdit en câble souple.

La section du PEN ne peut être inférieure à celle des phases que si :

- la puissance des récepteurs monophasés ne dépasse pas 10 % de la puissance totale,
- I_{max} susceptible de parcourir le neutre en service normal est $< I$ admissible.

D'autre part, dans le cas d'un conducteur PEN, la protection doit être assurée obligatoirement par les dispositifs de protection contre les surintensités des conducteurs de phase (voir dans le paragraphe 7.2).

Valeurs du coefficient k à retenir dans les formules

De nombreuses normes nationales y compris la NF-C 15-100 ont adopté les valeurs définies dans la CEI 60724 (dont l'objet est «Limites de température de court-circuit des câbles électriques de tensions assignées de 1 kV») pour :

- les valeurs du coefficient k,
- les limites de température admissibles pour les différentes natures d'isolants.

Les données du tableau de la **Figure G59** sont celles les plus couramment retenues pour la conception des installations BT.

	Nature de l'isolant		
	Polychlorure de vinyle (PVC)	Polyéthylène réticulé (PR) Éthylène propylène (EPR)	
Température finale (°C)	160	250	
Température initiale (°C)	30	30	
Valeur de k			
Conducteurs isolés non incorporés aux câbles ou nus en contact avec le revêtement des câbles	Cuivre	143	176
	Aluminium	95	
	Acier	52	64
Conducteurs constitutifs d'un câble multiconducteurs	Cuivre	115	143
	Aluminium	76	94

Fig. G59 : Valeurs du coefficient k pour les conducteurs BT les plus couramment utilisés dans les normes nationales conformes à la norme CEI 60724 (à partir des tableaux A.54-2 à -5 de la norme CEI 60364-5-54 repris pour la France dans les tableaux A.54B à F de la NF C 15-100)

(1) Prise de terre

Le conducteur PE doit être dimensionné conformément aux pratiques réglementaires nationales en vigueur.

6.3 Conducteur de protection entre le transformateur MT/BT et le TGBT

Les conducteurs de phase et de neutre en amont du disjoncteur général d'arrivée du TGBT sont protégés au primaire du transformateur par les dispositifs de protection MT. Ces conducteurs ainsi que le conducteur PE, doivent être dimensionnés en conséquence.

Le dimensionnement des conducteurs de phase et de neutre à partir du transformateur est analysé dans l'exemple du sous chapitre 9 (circuit C1 du schéma de la Figure G64).

Le tableau de la Figure G61 indique les sections recommandées pour des conducteurs de protection PE nus et isolés entre le point neutre du transformateur et le TGBT (voir Figure G60). La puissance à considérer est la somme des puissances de tous les transformateurs (s'il y en a plusieurs) connectés au TGBT.

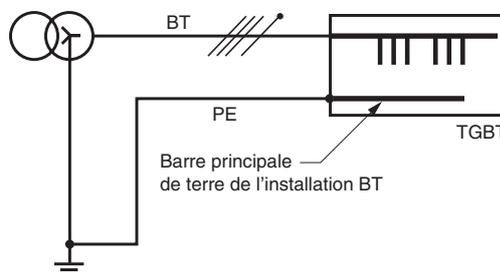


Fig. G60 : Conducteur PE entre la mise à la terre du point neutre du transformateur et la borne principale de terre dans le TGBT

Le tableau de la Figure G61 indique la section du conducteur de protection PE en fonction :

- de la puissance nominale des transformateurs MT/BT (P en kVA),
- du temps d'élimination du courant de court-circuit par la protection moyenne tension (t en secondes),
- de l'isolation et de la nature du métal des conducteurs.

Si la protection est assurée par fusible MT, on utilise les colonnes 0,2 s.

En schéma IT, un dispositif de protection contre les surtensions est installé entre le point neutre du transformateur et la terre. Les connexions à ce dispositif doivent être dimensionnées de la même manière que le conducteur PE (décrite ci-dessus). En effet en cas de mise en court-circuit du dispositif et d'un défaut sur une phase, il est parcouru par le même courant de défaut que le conducteur PE (analogue à un défaut phase-terre en schéma TN).

Transformateur puissance en kVA secondaire (400 V - 230 V)	Nature des conducteurs	Conducteurs nus			Conducteurs isolés au PCV			Conducteurs isolés au PR		
		Cuivre t(s)			Aluminium t(s)			Aluminium t(s)		
		0,2	0,5	-	0,2	0,5	-	0,2	0,5	-
≤100	section des conducteurs de protection SPE (mm²)	25	25	25	25	25	25	25	25	25
160		25	25	35	25	25	50	25	25	35
200		25	35	50	25	35	50	25	25	50
250		25	35	70	35	50	70	25	35	50
315		35	50	70	35	50	95	35	50	70
400		50	70	95	50	70	95	35	50	95
500		50	70	120	70	95	120	50	70	95
630		70	95	150	70	95	150	70	95	120
800		70	120	150	95	120	185	70	95	150
1 000		95	120	185	95	120	185	70	120	150
1 250	95	150	185	120	150	240	95	120	185	

Fig. G61 : Section des conducteurs de protection entre transformateur MT/BT et TGBT en fonction de la puissance du transformateur et du temps de fonctionnement de la protection

6 Les conducteurs de protection (PE)

6.4 Conducteur d'équipotentialité

Conducteur d'équipotentialité principale

Sa section doit être au moins égale à la moitié de la section du plus gros des conducteurs de protection PE en général mais :

- ne doit pas dépasser 25 mm² (cuivre) ou 35 mm² (aluminium),
- doit toujours être supérieure à 6 mm² (cuivre) ou 10 mm² (aluminium).

Conducteur d'équipotentialité supplémentaire

Il permet de raccorder un élément conducteur éloigné du conducteur d'équipotentialité principal à un conducteur de protection proche. Sa section sera au moins la moitié de celle de ce dernier.

S'il raccorde deux masses entre elles, sa section est au moins égale à celle du PE le plus petit (M1 et M2 dans **Figure G62**). Les conducteurs non incorporés dans un câble doivent être mécaniquement protégés par des conduits, des gaines, etc.

Une autre caractéristique importante des conducteurs d'équipotentialité est de réduire l'impédance de la boucle de défaut (par diminution de l'impédance des masses) ce qui est particulièrement intéressant pour assurer la protection contre les contacts indirects dans les installations BT en schémas TN et TT et dans les emplacements à risque électrique (voir Chapitre F paragraphes 6.5 et 7.5).

G43

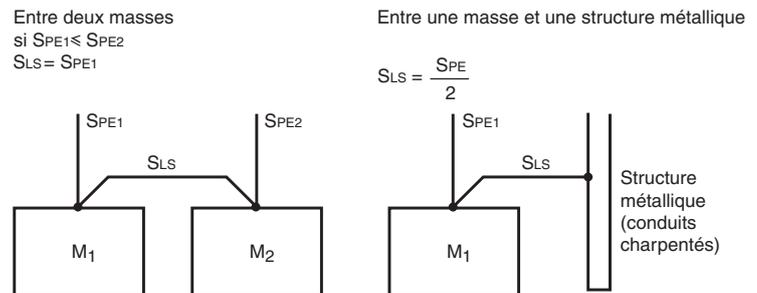


Fig. G62 : Conducteur d'équipotentialité supplémentaire (LS)

Les normes CEI 60364-5-52 et -5-54 indiquent les prescriptions de dimensionnement et de protection du conducteur neutre pour un cas général (avec un TH 3 faible $\leq 15\%$) et indiquent en -5-54 Annexe D (informative) les mesures à prendre suivant le niveau du courant harmonique de rang 3 considéré.

La section et la protection du conducteur neutre, outre l'intensité à véhiculer, dépendent de plusieurs facteurs :

- schéma des liaisons à la terre,
- taux d'harmonique de rang 3 (TH3) et multiple de 3 en courant dans le conducteur neutre,
- mode de protection contre les contacts indirects selon les modalités décrites ci-après.

Les prescriptions de la NF C 15-100 parties 5-52 et 5-54, globalement en accord avec les normes internationales correspondantes, sont plus précises et légèrement différentes : l'étude de dimensionnement et de protection du conducteur neutre suivant la NF C 15-100 est développée au paragraphe 7.6.

La couleur du conducteur neutre est statutairement bleu clair. Le conducteur PEN quand il est isolé, doit être marqué :

- vert-et-jaune sur toute sa longueur avec un marquage bleu aux extrémités, ou
- bleu sur toute sa longueur avec un marquage vert-et-jaune aux extrémités.

7.1 Dimensionnement du conducteur neutre

Règle générale

La norme CEI 60364 § 524.2 et § 524.3 définit les critères de choix de la section du conducteur neutre.

Cette règle générale ne considère qu'une faible circulation de courant harmonique de rang 3 dans le réseau⁽¹⁾.

- Dans les circuits monophasés et dans les circuits triphasés dont les conducteurs de phase ont une section au plus égale à 16 mm² en cuivre ou 25 mm² en aluminium, le conducteur neutre éventuel doit avoir la même section que les conducteurs de phase.

- Dans les circuits triphasés dont les conducteurs de phase ont une section supérieure à 16 mm² en cuivre ou 25 mm² en aluminium, le conducteur neutre peut avoir :

- soit la même section que les conducteurs de phase⁽²⁾,
- soit une section inférieure à celle des conducteurs de phase si les conditions suivantes sont simultanément remplies :

- le courant maximal, y compris les harmoniques éventuels, susceptible de parcourir le conducteur neutre en service normal, n'est pas supérieur au courant admissible I_z correspondant à la section réduite du conducteur neutre. Pour cela, il suffit que la charge alimentée par le circuit en service normal soit pratiquement équilibrée entre les phases⁽³⁾,
- le conducteur neutre est protégé contre les surintensités (voir paragraphe 7.2),
- la section du conducteur neutre est au moins égale à 16 mm² en cuivre ou 25 mm² en aluminium.

Influence du schéma des liaisons à la terre

Schéma TN-C

Le schéma TN-C est fortement déconseillé pour une distribution BT avec un risque de circulation de courants harmoniques de rang 3 et le conducteur neutre ne doit pas être coupé, de ce fait il est dimensionné comme un conducteur de protection PE (voir le tableau de la Figure G58 : colonne «Section du conducteur PEN»).

Schéma IT

Il est, en général, déconseillé de distribuer le neutre, c'est-à-dire un schéma triphasé sans neutre est recommandé.

Dans les autres schémas TT, TN-S et IT avec neutre distribué, la règle générale ci-dessus s'applique.

(1) Le taux harmonique de rang 3 en courant est inférieur à 15 %.

(2) La norme CEI 60364 ne considère pas la possibilité d'un conducteur neutre de section supérieure à celle des conducteurs de phase (voir ci-après).

(3) 10 % de puissance nominale est la valeur de déséquilibre de charge admise.

7.2 Protection du conducteur neutre

(cf. Fig. G64 en page suivante)

Le tableau a été établi en conformité avec les prescriptions de la NF C 15-100 § 4.431.2.



Protection contre les courants de surcharge

Si le conducteur neutre est dimensionné en fonction des prescriptions énoncées au paragraphe 7.1, aucune protection spécifique n'est requise : la protection est assurée par les dispositifs de protection des conducteurs de phase.

Si la section du conducteur neutre est inférieure à celle des phases, une protection contre les courants de surcharge du conducteur neutre doit être installée.



Protection contre les courants de court-circuit

Si la section du conducteur neutre est égale à celle des phases, aucune protection spécifique n'est requise : la protection est assurée par les dispositifs de protection des conducteurs de phase.

Si la section du conducteur neutre est inférieure à celle des phases, une protection contre les courants de court-circuit du conducteur neutre doit être installée.

G45

7.3 Coupure du conducteur neutre

(cf. Fig. G64 en page suivante)

La nécessité de couper le conducteur neutre est relative à la protection des personnes contre les contacts indirects.

En schéma TN-C

Le conducteur neutre (PEN) ne doit jamais être coupé car il est prioritairement un conducteur de protection PE.



En schéma TT, TN-S et IT

Quand le conducteur neutre est coupé, il doit l'être en même temps que les conducteurs de phase. L'appareillage de coupure doit donc être à coupure omnipolaire.

Note : quand le conducteur neutre est spécifiquement protégé (par exemple, en schéma IT à neutre distribué),

- par un disjoncteur, la simultanéité de la coupure est naturelle car la coupure du disjoncteur est omnipolaire,

- par un appareillage à fusible, la fusion du fusible protégeant le conducteur neutre doit entraîner la coupure simultanée des phases : en pratique, le fusible sur le pôle neutre de l'appareillage est muni d'un percuteur qui commande le dispositif d'ouverture des pôles des phases.



7.4 Sectionnement du conducteur neutre

(cf. Fig. G64 en page suivante)

Le conducteur neutre est un câble actif. De ce fait, le conducteur neutre d'un circuit peut être porté à un potentiel dangereux même si les conducteurs de phase sont ouverts-sectionnés.

Pour des raisons sécuritaires, il est recommandé de sectionner le conducteur neutre en même temps que les conducteurs de phase.

G46

	TT	TN-C	TN-S	IT
Monophasée P-N				
Monophasé 2P				
Triphasé sans neutre 3 fils				
Triphasé avec neutre 4 fils Sn ≥ Sph				
Triphasé avec neutre 4 fils Sn < Sph				

(A) En schéma TT et TN

si $S_n \geq S_{ph}$, la détection de surintensité dans le conducteur neutre n'est pas nécessaire.

si $S_n < S_{ph}$, la détection de surintensité dans le conducteur neutre est nécessaire.

Le dispositif de protection doit couper les conducteurs de phases mais pas nécessairement le conducteur neutre. Il est admis de ne pas installer de détection de surintensité sur le conducteur neutre entre la source et le TGBT.

(B) En schéma IT

La détection de surintensité dans le conducteur neutre est nécessaire

Le dispositif de protection doit couper les conducteurs de phase et neutre.

La détection de surintensité n'est pas nécessaire :

- si le conducteur neutre est protégé contre les courants de court-circuit,
- si le circuit est protégé par un DDR dont le courant différentiel résiduel $\leq 0,15$ fois le courant admissible dans le conducteur neutre.

Fig. G64 : Tableau de choix relatif à la protection du conducteur neutre (d'après CEI 60364-4-2, -4-43 et 5-52)

7.5 Influence des courants harmoniques

Effets des harmoniques de rang 3

Les courants harmoniques sont générés par des charges non-linéaires (plus exactement à impédance non-linéaire) alimentées par le réseau telles que ordinateur, éclairage fluorescent, redresseur, variateur de vitesse, etc. Ces charges peuvent produire d'importants courants harmoniques de rang 3 et multiple de 3 qui s'additionnent dans le conducteur neutre (voir le schéma de la **Figure G63a**).

■ Les courants fondamentaux des trois phases sont déphasés de $2\pi/3$ et donc leur somme vectorielle est nulle (si la charge est équilibrée).

■ Les courants harmoniques de rang 3 des trois phases sont en phase et de ce fait s'additionnent dans le conducteur neutre. Le graphe de la **Figure G63b** montre le facteur de charge du conducteur neutre $I_{\text{neutre}}/I_{\text{phase}}$ en fonction du taux d'harmonique de rang 3.

Le facteur de charge a une valeur maximale de $\sqrt{3}$.

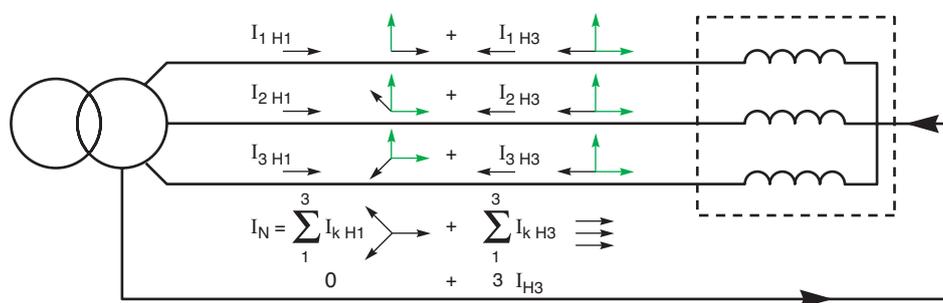


Fig. G63a : Les courants harmoniques de rang 3 s'additionnent dans le conducteur neutre

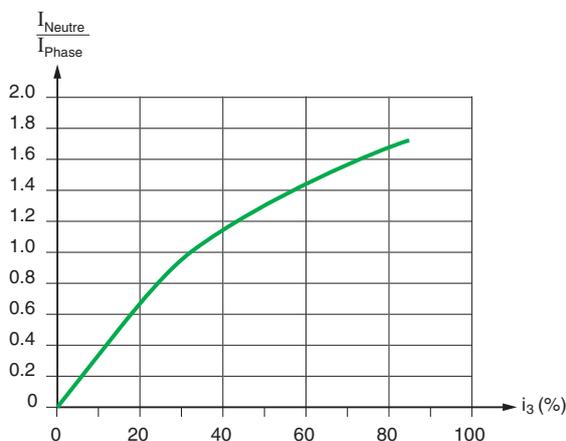


Fig. G63b : Facteur de charge d'un conducteur neutre en fonction du taux de courant harmonique de rang 3

Dimensionnement du circuit en fonction du taux de courant harmonique de rang 3, suivant l'annexe D de la norme CEI 60364-5-54

Les calculs de base pour le choix de la section d'une canalisation sont réalisés en ne considérant que trois conducteurs chargés c'est à dire :

- en cas de charge équilibrée, il n'y a pas de courant dans le conducteur neutre,
- en cas de charge déséquilibrée, le courant de déséquilibre dans le conducteur est compensé par la diminution du courant phase.

Or le courant harmonique de rang 3 circulant dans le conducteur neutre n'est pas compensé par une diminution des courants de phase. De ce fait, suivant son niveau (exprimé en % par rapport au courant phase ou TH 3), il est nécessaire de considérer une canalisation à quatre conducteurs chargés ce qui entraîne, de facto, une condition d'échauffement plus contraignante (voir paragraphe 2.1).

L'annexe D de la norme CEI 60364-5-54 considère 4 niveaux significatifs pour le dimensionnement du circuit (voir le tableau de la Figure G63). Les règles de dimensionnement s'appuient sur deux critères : Facteur de correction et le Courant d'emploi I_B du circuit.

Facteur de correction (pour conducteur neutre chargé)

Dans le cas d'un conducteur neutre chargé, un facteur de réduction pour le dimensionnement des conducteurs est nécessaire pour tenir compte d'un niveau de courant harmonique de rang 3 non négligeable circulant dans le conducteur neutre : la valeur de ce facteur est 0,86.

Ce facteur de réduction appliqué au courant admissible dans un câble à trois conducteurs chargés donne le courant admissible du câble à quatre conducteurs chargés.

Courant d'emploi I_B du circuit

Le dimensionnement d'un circuit est fait dans le cas général suivant la valeur du courant d'emploi de la charge, c'est-à-dire du courant de charge des conducteurs de phase I_B .

En présence de courants harmonique de rang 3 importants, les courants dans le conducteur neutre peuvent être supérieurs aux courants dans les conducteurs de phase : dans ce cas, le courant de charge du circuit à considérer est le courant de charge du conducteur neutre (voir le tableau **Figure G63**).

Note : l'annexe D de la norme CEI 60364 -5-54 ne considère que des câbles multiconducteurs ($S_{\text{phase}} = S_{\text{neutre}}$)

G48

Harmonique de rang 3 dans le courant de phase (%)	Facteur de réduction	
	Choix fondé sur le courant de phase	Choix fondé sur le courant de neutre
0 - 15	1,0	-
15 - 33	0,86	-
33 - 45	-	0,86
> 45	-	1,0

Fig. G63 : Facteur de réduction en cas de courant harmonique de rang 3 dans un réseau triphasé avec neutre (d'après tableau D.52.1 de la CEI 60364-5-52)

Mise en œuvre de ces critères

■ Courant harmonique de rang 3 < 15 % :

Le dimensionnement du circuit est réalisé comme pour le cas général.

■ 15 % ≤ courant harmonique de rang 3 < 33 % :

Le dimensionnement du circuit est réalisé comme pour le cas général en appliquant un facteur de correction supplémentaire (pour neutre chargé) de 0,86.

■ 33 % ≤ courant harmonique de rang 3 < 45 % :

Le dimensionnement du circuit est réalisé en prenant en compte

- le courant de charge du conducteur neutre $I_{B_{\text{neutre}}}$,
- un facteur de correction supplémentaire (pour neutre chargé) de 0,86.

■ Courant harmonique rang 3 ≥ 45 % :

Le dimensionnement du circuit est réalisé en prenant en compte le courant de charge du neutre $I_{B_{\text{neutre}}}$.

Note : Comme le courant dans le conducteur neutre est supérieur à 135 % (TH 3 > 45 %) de celui des conducteurs de phase, le câble est dimensionné sur la base du conducteur neutre. De ce fait les trois conducteurs de phase ne sont pas complètement chargés : l'échauffement supplémentaire dû au courant dans le conducteur neutre est compensé par la diminution d'échauffement dû à un courant réduit dans les conducteurs de phase. En conséquence, il n'est pas nécessaire de mettre en œuvre un facteur de correction.

Protection du conducteur neutre

Les prescriptions du paragraphe 7.2 s'appliquent en considérant le circuit dimensionné comme ci-dessus.

Afin de protéger les câbles, les fusibles ou les disjoncteurs doivent être dimensionnés en prenant la plus grande des valeurs des courants dans le câble (phases ou neutre).

Sectionnement du conducteur neutre

Les prescriptions des paragraphes 7.3 et 7.4 s'appliquent.



Disjoncteur Compact NSX

Exemples

Soit un circuit triphasé chargé ($I = 37 \text{ A}$) alimenté par un câble à quatre conducteurs, isolé au PVC, fixé à une paroi, mode de pose C à mettre en œuvre.

A partir du tableau de la Figure G21a, un câble de 6 mm^2 à conducteurs en cuivre présente un courant admissible de 40 A et est approprié en cas d'absence d'harmoniques dans le circuit.

■ En cas de présence de 20 % de courant harmonique de rang 3 (voir le tableau de la Figure G63) :

□ le choix se fonde sur le courant de phase 37 A ,

□ le taux en courant harmonique de rang 3 est $> 15 \%$ donc un facteur de réduction de $0,86$ est appliqué.

Le courant admissible devient : $37/0,86 = 43 \text{ A}$.

Pour ce circuit, un câble de 10 mm^2 est nécessaire.

■ En cas de présence de 40 % de courant harmonique de rang 3 (voir le tableau de la Figure G63) :

□ le choix se base sur le courant de neutre qui est : $37 \times 0,4 \times 3 = 44,4 \text{ A}$,

□ le taux en courant harmonique de rang 3 est $< 45 \%$ donc un facteur de réduction de $0,86$ est appliqué.

Le courant admissible devient : $44,4/0,86 = 51,6 \text{ A}$.

Pour ce circuit, un câble de 10 mm^2 est nécessaire.

■ En cas de présence de 50 % de courant harmonique de rang 3 (voir le tableau de la Figure G63) :

□ le choix se base sur le courant de neutre qui est : $37 \times 0,5 \times 3 = 55,5 \text{ A}$,

□ le taux en courant harmonique de rang 3 est $> 45 \%$ donc aucun facteur de réduction ($=1$) n'est appliqué.

Le courant admissible est $55,5 \text{ A}$.

Pour ce circuit, un câble de 16 mm^2 est nécessaire.

G49

7.6 Le conducteur neutre suivant la norme française d'installation

La norme française NF C 15-100 parties 5-52 et 5-54 précise ou modifie les règles énoncées précédemment concernant les points ci-après.

Dimensionnement du conducteur neutre

Règle générale

Le paragraphe § 524.2 de la norme NF C 15-100 introduit dans la règle générale :

■ la possibilité de circulation de courants harmoniques de rang 3 importants dans le réseau,

■ la possibilité d'avoir un conducteur neutre de section supérieure à celle des conducteurs de phase (pour des TH3 $> 33 \%$),

■ la détermination de la section et de la protection dans le cas de circulation de courants harmoniques de rang 3 importants.

Les autres prescriptions sont inchangées.

Influence du schéma des liaisons à la terre

Les mêmes prescriptions s'appliquent.

Influence des courants harmoniques

Le paragraphe § 524.2 de la norme NF C 15-100 considère 3 niveaux significatifs pour le dimensionnement du circuit (voir le tableau de la Figure Gf2 page suivante). Les règles de dimensionnement s'appuient sur les deux critères introduits au paragraphe 7.5 mais modifiés comme suit.

■ Facteur de correction (pour conducteur neutre chargé) :

la valeur de ce facteur de correction est $0,84$.

■ Courant d'emploi I_B du circuit :

dans le cas de courants harmoniques de rang 3 importants (TH3 $> 33 \%$), le courant de charge du circuit à considérer est :

□ pour un circuit constitué d'un câble multiconducteur : le courant de charge du conducteur neutre $I_{B\text{neutre}}$ égal arbitrairement à $1,45 I_B$ de la charge (voir le tableau Figure Gf2),

□ pour un circuit constitué de câbles monoconducteurs :

- le courant de charge du conducteur neutre $I_{B\text{neutre}}$ égal arbitrairement à $1,45 I_B$ de la charge,

- le courant de charge sous conditions⁽¹⁾ des conducteurs de phase (voir le tableau Figure Gf2).

(1) Dans ce cas la protection doit être assurée par des dispositifs spécifiques (par exemple disjoncteur Compact NSX équipé d'un déclencheur OSN). Cela peut représenter un gain économique réel pour des câbles de section importante ($\geq 70 \text{ mm}^2$) voir exemple ci-après.

	0 < TH3 ≤ 15 %	15 % < TH3 ≤ 33 % ⁽¹⁾	TH3 > 33 % ⁽²⁾
Circuits monophasés	$S_{\text{neutre}} = S_{\text{phase}}$	$S_{\text{neutre}} = S_{\text{phase}}$	$S_{\text{neutre}} = S_{\text{phase}}$
Circuits triphasés + neutre Câbles multipolaires $S_{\text{phase}} \leq 16 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$ ou $25 \text{ mm}^2 \text{ Alu}$	$S_{\text{neutre}} = S_{\text{phase}}$	$S_{\text{neutre}} = S_{\text{phase}}$ Facteur 0,84	$S_{\text{neutre}} = S_{\text{phase}}$ $S_{\text{neutre}} \text{ déterminante}$ $I_{\text{Bneutre}} = 1,45/I_{\text{Bphase}}$ Facteur 0,84
Circuits triphasés + neutre Câbles multipolaires $S_{\text{phase}} > 16 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$ ou $25 \text{ mm}^2 \text{ Alu}$	$S_{\text{neutre}} = S_{\text{phase}}/2$ admis Neutre protégé	$S_{\text{neutre}} = S_{\text{phase}}$ Facteur 0,84	$S_{\text{neutre}} = S_{\text{phase}}$ $S_{\text{neutre}} \text{ déterminante}$ $I_{\text{Bneutre}} = 1,45/I_{\text{Bphase}}$ Facteur 0,84
Circuits triphasés + neutre Câbles unipolaires $S_{\text{phase}} > 16 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$ ou $25 \text{ mm}^2 \text{ Alu}$	$S_{\text{neutre}} = S_{\text{phase}}/2$ admis Neutre protégé	$S_{\text{neutre}} = S_{\text{phase}}$ Facteur 0,84	$S_{\text{neutre}} = S_{\text{phase}}$ $S_{\text{neutre}} \text{ déterminante}$ $I_{\text{Bneutre}} = 1,45/I_{\text{Bphase}}$ Facteur 0,84

(1) A défaut d'information des constructeurs, circuits d'éclairage alimentant des lampes à décharge dont les tubes fluorescents dans des bureaux, ateliers, grandes surfaces, etc.

(2) A défaut d'information des constructeurs, circuits dédiés à la bureautique, l'informatique, appareils électroniques dans des immeubles de bureaux, centres de calcul, banques, salles de marché, magasins spécialisés, etc.

Fig. Gf2 : Tableau de synthèse : facteur de réduction et courant de charge en cas de courant harmonique de rang 3 dans un réseau triphasé avec neutre (d'après tableau 52 V de la norme NF C 15-100)

Dans le cas de circuits triphasés avec neutre et lorsque le taux de courant harmonique de rang 3 n'est défini ni par l'utilisateur ni par l'application, il est recommandé que le concepteur applique au moins les règles suivantes :

- prévoir une section du conducteur neutre égale à celle des conducteurs de phase (avec un facteur de correction = 0,84),
- protéger le conducteur neutre contre les surintensités,
- ne pas utiliser de conducteur PEN.

Mise en œuvre de ces critères

- Courant harmonique de rang 3 (TH3) < 15 % :
Le dimensionnement du circuit est réalisé comme pour le cas général.
- 15 % ≤ courant harmonique de rang 3 (TH3) < 33 % :
Le dimensionnement du circuit est réalisé comme pour le cas général en appliquant un facteur de correction supplémentaire (pour neutre chargé) de 0,84.
- Courant harmonique de rang 3 (TH3) ≥ 33 % :
Le dimensionnement du circuit est réalisé en prenant en compte le courant de charge du neutre soit I_{Bneutre} arbitrairement égal à $1,45 I_{\text{Bphase}}$.
Deux cas d'utilisation sont possibles :
 - circuit constitué d'un câble multiconducteur (soit $S_{\text{phase}} = S_{\text{neutre}}$) : le câble est dimensionné pour le courant de charge du conducteur neutre,
 - circuit constitué de câbles monoconducteurs : tous les câbles peuvent être dimensionnés pour leur courant de charge sous conditions.
 Dans les deux cas, le facteur de correction de 0,84 est à appliquer

Exemple

Soit un circuit triphasé chargé ($I_{\text{B}} = 146 \text{ A}$) et alimenté par quatre conducteurs, isolé au PVC à mettre en œuvre (lettre de sélection E). En absence de courant harmonique de rang 3 dans le circuit, le facteur de correction a été calculé égal à 0,74.

1) Le circuit est protégé par un disjoncteur standard (avec une protection du conducteur neutre égale à celle des conducteurs de phase) ou sans protection du conducteur neutre.

Le réglage de la protection Long retard I_r est de 160 A.

En cas de présence de 50 % de courant harmonique de rang 3 :

- le choix se base sur le courant de neutre qui est : $160 (I_r) \times 1,45 = 232 \text{ A}$,
- un facteur de réduction supplémentaire est à appliquer : 0,84.

Le courant admissible est de ce fait :

$$I'z = 232 / 0,74 \times 0,84 = 373 \text{ A}$$

Pour ce circuit, quatre câbles de 150 mm^2 sont nécessaires (pour les conducteurs neutre et de phase).

7 Le conducteur neutre

2) Le circuit est protégé par un disjoncteur Compact NSX 250 N équipé d'un déclencheur Micrologic 5 (réglage de la protection Long retard (Ir) par pas de 1 A et protection OSN -Over Sized Neutral- intégré).

En cas de présence de 50 % courant harmonique de rang 3 :

■ le choix se base sur le courant de neutre qui est : $146 (I_r) \times 1,45 = 212 \text{ A}$,

■ les conducteurs de phases sont dimensionnés pour leur courant de charge soit 146 A.

■ Un facteur de réduction supplémentaire est à appliquer : 0,84.

Le courant admissible est de ce fait :

$I'z \text{ neutre} = 212 / 0,74 \times 0,84 = 340 \text{ A}$,

$I'z \text{ phase} = 146 / 0,74 \times 0,84 = 234 \text{ A}$

Pour ce circuit,

- un câble de 120 mm^2 est nécessaire pour le conducteur neutre,

- trois câbles de 70 mm^2 sont nécessaires pour les conducteurs de phase.

Donc le choix de la protection OSN procure un gain économique substantiel.

Protection du conducteur neutre

Les prescriptions du paragraphe 7.2 s'appliquent en considérant le circuit dimensionné comme ci-dessus.

Afin de protéger les câbles, les fusibles ou les disjoncteurs doivent être dimensionnés en prenant la plus grande des valeurs des courants transitant dans les conducteurs (phases et neutre) ou, si la protection le permet, spécifiquement pour chaque conducteur selon le courant qui le parcourt (voir l'exemple ci-dessus).

G51

8 Calcul d'une installation suivant la norme française (NF C 15-100 partie 5-52 et guide UTE C 15-105)

8.1 Généralités

Le logigramme en Figure G1 du paragraphe 1.1 définit la procédure à suivre pour déterminer la section des conducteurs de phase.

La démarche pas à pas se fait de la manière suivante :

- canalisations non enterrées :
 - détermination de la lettre de sélection du mode de pose,
 - détermination des différents facteurs de correction : mode de pose, température ambiante, groupement, etc,
 - détermination du courant I_z et de la section de la canalisation.
- canalisations enterrées :

La même démarche est à suivre.

Le dimensionnement du conducteur neutre chargé est indiqué au paragraphe 8.6.

8.2 Choix des canalisations

Les différents modes de pose possibles sont indiqués dans le tableau de la Figure Gf3 en fonction des différents types de conducteurs ou de câbles.

G52

Conducteurs et câbles	Mode de pose	Sans fixation	Fixation directe	Systèmes de conduits	Goulottes	Chemins de câbles, échelles, tablettes, corbeaux	Sur isolateurs	Câble porteur
Conducteurs nus		N	N	N	N	N	A	N
Conducteurs isolés		N	N	A*	A*	N	A	N
Câbles (y compris câbles armés)	Monoconducteurs	0	A	A	A	A	0	A
	Multiconducteurs	A	A	A	A	A	0	A

A Admis

A* Les conducteurs isolés ne sont admis que si le conduit, conduit-profilé ou goulotte possède le degré de protection IP4X ou IPXXD et que les couvercles de la goulotte nécessitent l'emploi d'un outil pour être retirés.

N Non admis

0 Non applicable ou non utilisé en pratique.

Fig. Gf3 : Tableau de choix des canalisations (d'après 52B de la NF C 15-100)

8.3 Détermination de la section des canalisations non enterrées

Détermination de la lettre de sélection

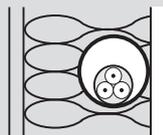
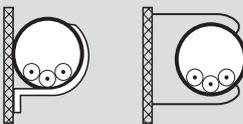
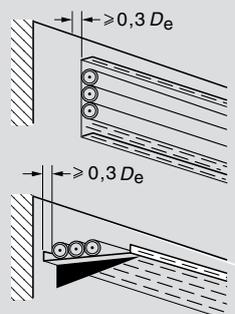
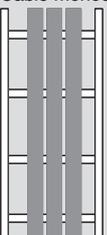
La lettre de sélection (de B à F) dépend du conducteur utilisé et de son mode de pose.

Les modes de pose sont très nombreux. La NF C 15-100 les a :

- numérotés,
- répertoriés dans les tableaux 52C et 52G de la partie 5-52 ;
- et regroupés sous une lettre de sélection de B à F.

8 Calcul d'une installation suivant la norme française (NF C 15-100 partie 5-52 et guide UTE C 15-105)

Le tableau de la **Figure Gf4** présente le regroupement des numéros de références et la lettre de sélection correspondante en fonction des modes de pose.

Exemple	Mode de pose (description)	Numéro de référence du mode de pose	Lettre de sélection
Conducteur et câble multiconducteurs 	<ul style="list-style-type: none"> ■ sous conduit profilé ou goulotte, en apparent ou encastré ■ sous vide de construction, faux plafond ■ sous caniveau, moulure, plinthe, chambranle 	1, 2, 3, 3A, 4, 4A, 5, 5A, 11, 11A, 12, 21, 22, 22A, 23, 23A, 24, 24A, 25, 31, 31A, 32, 32A, 33, 33A, 34, 34A, 41, 42, 43, 71, 73, 74	B
	<ul style="list-style-type: none"> ■ en apparent contre mur ou plafond ■ sur chemin de câble ou tablettes non perforées 	11, 11A, 12, 18	C
Câble multiconducteur 	<ul style="list-style-type: none"> ■ sur échelles, corbeaux, chemin de câble perforé ■ fixés en apparent, espacés de la paroi ■ câbles suspendus 	13, 14, 16, 17	E
Câble monoconducteur 		13, 14, 16, 17	F

G53

Fig. Gf4 : Lettre de sélection et numéro de référence en fonction du mode de pose et du type de conducteur (d'après tableau 52C et 52G de la norme NF C 15-100)

Détermination du facteur de correction K

Le facteur de correction K caractérise l'influence des différentes conditions de l'installation.

Il s'obtient en multipliant les facteurs de correction K1, K2 et K3

Les valeurs de ces divers facteurs de correction sont données dans les tableaux des **Figures Gf5 à Gf10** ci-après.

Des facteurs de correction plus spécifiques peuvent être à appliquer :

- facteur f_s de symétrie dans le cas des conducteurs en parallèle (paragraphe 8.5 **Figure Gf22**),
- facteur k_n pour un conducteur neutre chargé (paragraphe 8.6).

Facteur de correction K1 (mode de pose)

Le facteur de correction K1 mesure l'influence du mode de pose.

Lettre de sélection	Mode de pose (description)	Exemple	K1	Numéro de référence du mode de pose
B	Câbles dans des conduits noyés directement dans des matériaux thermiquement isolants		0,70	2
	Conduits noyés dans des matériaux thermiquement isolants		0,77	1
	Câbles mono- ou multiconducteurs dans les conduits-profilés dans ces vides de construction		0,87	22A, 23A, 24A
	câbles multiconducteurs		0,90	3A, 4A, 5A, 31A, 32A, 33A, 34A, 73A, 24A
	Vides de construction et caniveaux		0,95	21,22, 23, 24, 25, 41
C	Pose sous plafond		0,95	11A, 18
B, C, E, F	Autres cas		1	Tous les autres

Fig. Gf5 : Valeurs du facteur de correction K1 lié aux principaux modes de pose

Facteur de correction K2 (groupement)

Le facteur K2 mesure l'influence mutuelle des circuits placés côte à côte. Une pose est jointive lorsque L, distance entre deux conducteurs, est inférieure au double du diamètre d'un conducteur.

Le tableau de la **Figure Gf6** indique le facteur de correction pour des circuits ou des câbles disposés sur une seule couche.

Disposition de circuits ou de câbles	Facteurs de correction												Lettres de sélection	Numéro de référence Modes de pose
	Nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs													
Jointifs	1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20		
Enfermés	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,55	0,55	0,50	0,50	0,45	0,40	0,40	B, C	1, 2, 3, 3A, 4, 4A, 5, 5A, 21, 22, 22A, 23, 23A, 24, 24A, 25, 31,31A, 32, 32A, 33, 33A,34, 34A, 41, 42, 43,71
Simple couche sur les murs ou les planchers ou tablettes non perforées	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Pas de facteur de réduction supplémentaire pour plus de 9 câbles			C	11, 12
Simple couche au plafond	1,00	0,85	0,76	0,72	0,69	0,67	0,66	0,65	0,64				E, F	11A
Simple couche sur des tablettes perforées	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72					13
Simple couche sur des échelles à câbles, corbeaux, treillis soudés etc.	1,00	0,88	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78					14, 16, 17

Fig. Gf6 : Valeurs du facteur de correction K2 pour groupement de plusieurs circuits ou de plusieurs câbles multiconducteurs en une couche (d'après le tableau 52N de la norme NF C 15-100)

G54

8 Calcul d'une installation suivant la norme française (NF C 15-100 partie 5-52 et guide UTE C 15-105)

Lorsque les câbles sont disposés en plusieurs couches, il faut appliquer en plus le facteur de correction suivant (facteur multiplicatif de K2)

Nombre de couches	2	3	4 ou 5	6 à 8	9 et plus
Coefficient	0,80	0,73	0,70	0,68	0,66

Fig. Gf7 : Facteurs multiplicatifs de K2 pour pose en plusieurs couches (d'après le tableau 52O de la norme NF C 15-100)

Lorsque des conduits ou des fourreaux sont groupés de façon jointive, les courants admissibles dans les conducteurs posés dans ces conduits ou fourreaux sont réduits en appliquant les facteurs de correction indiqués, suivant le cas, dans les tableaux des Figures Gf8 et Gf9.

Nombre de conduits disposés verticalement	Nombre de conduits disposés horizontalement					
	1	2	3	4	5	6
1	1	0,94	0,91	0,88	0,87	0,86
2	0,92	0,87	0,84	0,81	0,80	0,79
3	0,85	0,81	0,78	0,76	0,75	0,74
4	0,82	0,78	0,74	0,73	0,72	0,72
5	0,80	0,76	0,72	0,71	0,70	0,70
6	0,79	0,75	0,71	0,70	0,69	0,68

Fig. Gf8 : Facteurs multiplicatifs de K2 en fonction du nombre de conduits dans l'air et de leur disposition (d'après le tableau 52P de la norme NF C 15-100)

Nombre de conduits disposés verticalement	Nombre de conduits disposés horizontalement					
	1	2	3	4	5	6
1	1	0,87	0,77	0,72	0,68	0,65
2	0,87	0,71	0,62	0,57	0,53	0,50
3	0,77	0,62	0,53	0,48	0,45	0,42
4	0,72	0,57	0,48	0,44	0,40	0,38
5	0,68	0,53	0,45	0,40	0,37	0,35
6	0,65	0,50	0,42	0,38	0,35	0,32

Fig. Gf9 : Facteurs multiplicatifs de K2 en fonction du nombre de conduits noyés dans le béton et de leur disposition (d'après le tableau 52Q de la norme NF C 15-100)

Température ambiante (°C)	Élastomère (Caoutchouc)	Isolation	
		PVC	PR / EPR
10	1,29	1,22	1,15
15	1,22	1,17	1,12
20	1,15	1,12	1,08
25	1,07	1,06	1,04
35	0,93	0,94	0,96
40	0,82	0,87	0,91
45	0,71	0,79	0,87
50	0,58	0,71	0,82
55	-	0,61	0,76
60	-	0,50	0,71
65	-	-	0,65
70	-	-	0,58
75	-	-	0,50
80	-	-	0,41
85	-	-	-
90	-	-	-
95	-	-	-

Fig. Gf10 : Valeurs du facteur de correction K3 pour les températures ambiantes différentes de 30 °C (d'après le tableau 52K de la norme NF C 15-100)

Facteur de correction K3 (influence de la température)

Le facteur K3 mesure l'influence de la température suivant la nature de l'isolant. Le tableau de la Figure Gf10 indique les valeurs de K3 pour des canalisations placées dans un environnement de température ambiante différente de 30 °C.

Exemple 1

Un câble triphasé isolé en PR (Polyéthylène réticulé) est tiré sur un chemin de câbles perforé, jointif avec trois autres circuits constitués (cf. Fig. Gf11) :

- d'un câble triphasé (1^{er} circuit),
- de trois câbles monoconducteurs (2^{ème} circuit),
- de six câbles monoconducteurs (3^{ème} circuit) : ce dernier circuit est constitué de deux conducteurs par phase.

La température ambiante est 40 °C.

Quel est le facteur de correction K ?

Pour le calcul il faut considérer pour les facteurs K1, K2 et K3 :

- mode de pose : la lettre de sélection est E,
- groupement : le nombre de circuits à considérer est 5 :
 - 1 pour le circuit concerné,
 - 1 pour le 1^{er} circuit,
 - 1 pour le 2^{ème} circuit,
 - 2 pour le 3^{ème} circuit (câbles en parallèle avec une 2^{ème} correction (plusieurs couches)).

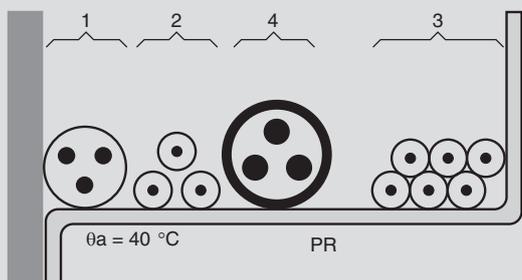


Fig. Gf11 : Exemple de détermination de K1, K2 et K3

■ température : la température est > 30 °C.
 D'où le calcul des différents facteurs de correction :
 K1 donné par le tableau de la Figure Gf5 :
 K2 donné par les tableaux des Figures Gf6 et Gf8 :
 K3 donné par le tableau de la Figure Gf10 :
 $K = K1 \times K2 \times K3 = 1 \times 0,75 \times 0,91 = 0,68$

K1 = 1
 K2 = 0,75
 K3 = 0,91

Détermination de la section minimale

L'exploitation du facteur de correction K permet de calculer l'intensité admissible fictive (ou corrigée) I'z à partir de l'intensité admissible Iz de la canalisation :
 $I'z = Iz/K$

La section de la canalisation est indiquée dans le tableau de la Figure Gf12 par lecture directe :

- Le choix de la colonne est réalisé à partir du mode de pose (lettre de sélection) et des caractéristiques de la canalisation (isolant, nombre de conducteurs chargés),
- Le choix de la ligne est réalisé à partir de la valeur $\geq I'z$ dans la colonne du tableau correspondant à la nature de l'âme du conducteur (cuivre ou aluminium).

G56

		Isolant et nombre de conducteurs chargés (3 ou 2)										lettre de sélection
		Caoutchouc ou PVC					Butyle ou PR ou éthylène PR					
Lettre de sélection	B	PVC3	PVC2		PR3		PR2				B	
	C		PVC3		PVC2	PR3		PR2			C	
	E			PVC3		PVC2	PR3		PR2		E	
	F				PVC3		PVC2	PR3		PR2		F
Section cuivre (mm²)	1,5	15,5	17,5	18,5	19,5	22	23	24	26		1,5	
	2,5	21	24	25	27	30	31	33	36		2,5	
	4	28	32	34	36	40	42	45	49		4	
	6	36	41	43	48	51	54	58	63		6	
	10	50	57	60	63	70	75	80	86		10	
	16	68	76	80	85	94	100	107	115		16	
	25	89	96	101	112	119	127	138	149	161	25	
	35	110	119	126	138	147	158	169	185	200	35	
	50	134	144	153	168	179	192	207	225	242	50	
	70	171	184	196	213	229	246	268	289	310	70	
	95	207	223	238	258	278	298	328	352	377	95	
	120	239	259	276	299	322	346	382	410	437	120	
	150		299	319	344	371	395	441	473	504	150	
	185		341	364	392	424	450	506	542	575	185	
	240		403	430	461	500	538	599	641	679	240	
	300		464	497	530	576	621	693	741	783	300	
400					656	754	825		940	400		
500					749	868	946		1083	500		
630					855	1005	1088		1254	630		
Section aluminium (mm²)	2,5	16,5	18,5	19,5	21	23	25	26	28		2,5	
	4	22	25	26	28	31	33	35	38		4	
	6	28	32	33	36	39	43	45	49		6	
	10	39	44	46	49	54	59	62	67		10	
	16	53	59	61	66	73	79	84	91		16	
	25	70	73	78	83	90	98	101	108	121	25	
	35	86	90	96	103	112	122	126	135	150	35	
	50	104	110	117	125	136	149	154	164	184	50	
	70	133	140	150	160	174	192	198	211	237	70	
	95	161	170	183	195	211	235	241	257	289	95	
	120	186	197	212	226	245	273	280	300	337	120	
	150		227	245	261	283	316	324	346	389	150	
	185		259	280	298	323	363	371	397	447	185	
	240		305	330	352	382	430	439	470	530	240	
	300		351	381	406	440	497	508	543	613	300	
	400					526	600	663		740	400	
500					610	694	770		856	500		
630					711	808	899		996	630		

Fig. Gf12 : Cas d'une canalisation non enterrée - Détermination de la section minimale en fonction de la lettre de sélection, du type de conducteur et de l'intensité admissible fictive I'z

8 Calcul d'une installation suivant la norme française (NF C 15-100 partie 5-52 et guide UTE C 15-105)

Exemple 2

A partir de l'exemple 1 : le courant d'emploi I_B du circuit considéré est 23 A.

■ Solution disjoncteur

□ calcul du courant admissible fictif (ou corrigé) $I'z$:

Le courant I_n considéré est $I_n = 25$ A, d'où le courant admissible $I_z = 25$ A,

Le courant admissible fictif est déduit de I_z et du facteur K précédemment calculé ($K = 0,68$) soit :

$$I'z = 25/0,68 = 36,8 \text{ A}$$

□ Section de la canalisation (tableau de la Figure Gf12) :

Le choix de la colonne se fait à partir du mode pose E et des caractéristiques de la canalisation : PR3 = isolant PR et 3 conducteurs chargés,

La section est déterminée par la valeur de courant dans la colonne $\geq 36,8$ A :

- 42 A pour des conducteurs en cuivre d'où une section de 4 mm² (lue dans la ligne),
- 43 A pour des conducteurs en aluminium d'où une section de 6 mm² (lue dans la ligne).

■ Solution appareillage à fusibles

□ calcul du courant admissible $I'z$:

Le courant I_n considéré est $I_n = 25$ A, d'où le courant admissible I_z par application du coefficient k_3 (voir paragraphe 1.3), $I_z = 1,21 \times 25 = 30,3$ A,

Le courant admissible fictif est déduit de I_z et du facteur K précédemment calculé ($K = 0,68$) soit :

$$I'z = 30,3/0,68 = 44,6 \text{ A}$$

□ Section de la canalisation (tableau de la Figure Gf12)

Le choix de la colonne se fait à partir du mode pose E et des caractéristiques de la canalisation : PR3 = isolant PR et 3 conducteurs chargés,

La section est déterminée par la valeur de courant dans la colonne $\geq 44,6$ A :

- 54 A pour des conducteurs en cuivre d'où une section de 6 mm² (lue dans la ligne),
- 59 A pour des conducteurs en aluminium d'où une section de 10 mm² (lue dans la ligne).

G57

8.4 Détermination de la section des canalisations enterrées

La démarche de calcul est identique à celle des canalisations non enterrées.

Détermination de la lettre de sélection

La NF C 15-100 a groupé les trois modes de pose sous la lettre de sélection D.

Le tableau de la **Figure Gf13** ci-après présente le regroupement des méthodes correspondant à la lettre de sélection D en fonction des modes de pose.

Exemple	Mode de pose (description)	Numéro de référence du mode de pose	Lettre de sélection
  Conducteur et câble multiconducteurs  	<ul style="list-style-type: none"> ■ sous conduit, fourreaux, profilé ■ avec ou sans protection mécanique 	61, 62, 63	D

Fig. Gf13 : Numéros de référence en fonction du mode de pose et du type de conducteur pour la lettre de sélection D (d'après tableau 52C et 52G de la norme NF C 15-100)

Détermination du facteur de correction K

Il s'obtient en multipliant les facteurs de correction K4, K5, K6 et K7.
Les valeurs de ces divers facteurs de correction sont données dans les tableaux des **Figures Gf14 à Gf18** ci-après.

- Des facteurs de correction plus spécifiques peuvent être à appliquer :
- facteur k_s de symétrie dans le cas des conducteurs en parallèle (paragraphe 8.5 Figure Gf22),
 - facteur k_n pour conducteur neutre chargé (paragraphe 8.6).

Facteur de correction K4 (mode de pose)

Le facteur de correction K4 mesure l'influence du mode de pose.

Lettre de sélection	Mode de pose (description)	K4	Numéro de référence du mode de pose
D	pose sous foureaux, conduits ou profilés	0,80	61
	autres cas	1	62, 63

Fig. Gf14 : Facteur de correction K4 lié aux modes de pose

Facteur de correction K5 (groupement)

Le facteur K5 mesure l'influence mutuelle des circuits (ou des conduits) placés côte à côte.

Les tableaux des **Figures Gf15 à Gf17** indiquent les facteurs de correction (facteurs multiplicatifs de K5).

Le tableau de la Figure Gf15 indique le facteur de correction à appliquer aux circuits ou câbles cheminant dans un même conduit enterré (Mode de pose : 61, méthode de référence : D).

Nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
1,00	0,71	0,58	0,5	0,45	0,41	0,38	0,35	0,33	0,29	0,25	0,22

Fig. Gf15 : Facteurs multiplicatifs de K5 dans le cas de plusieurs circuits ou câbles dans un même conduit enterré - mode de pose 61 - (d'après le tableau 52T de la norme NF C 15-100)

Le tableau de la **Figure Gf16** indique le facteur de correction à appliquer aux circuits ou câbles d'un conduit enterré cheminant avec d'autres conduits (Mode de pose : 61, méthode de référence : D).

Distance entre conduits (a)				
Nombre de conduits	Nulle (Conduits jointifs)	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,87	0,93	0,95	0,97
3	0,77	0,87	0,91	0,95
4	0,72	0,84	0,89	0,94
5	0,68	0,81	0,87	0,93
6	0,65	0,79	0,86	0,93

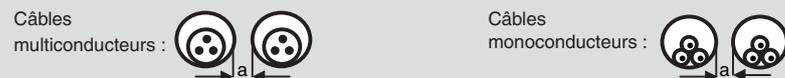
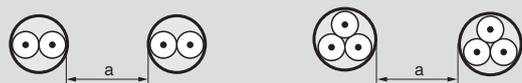


Fig. Gf16 : Facteurs multiplicatifs de K5 pour conduits enterrés disposés horizontalement ou verticalement à raison d'un câble ou d'un groupement de 3 câbles monoconducteurs par conduit - mode de pose 61 - (d'après le tableau 52S de la norme NF C 15-100)

Le tableau de la **Figure Gf17** indique le facteur de correction à appliquer aux circuits ou câbles directement enterrés dans le sol cheminant avec d'autres circuits (Mode de pose : 62 et 63, méthode de référence : D).

Distance entre conduits (a)					
Nombre de conduits	Nulle (Conduits jointifs)	Un diamètre de câble	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,76	0,79	0,84	0,88	0,92
3	0,64	0,67	0,74	0,79	0,85
4	0,57	0,61	0,69	0,75	0,82
5	0,52	0,56	0,65	0,71	0,80
6	0,49	0,53	0,60	0,69	0,78

Câbles multiconducteurs :



Câbles monoconducteurs :

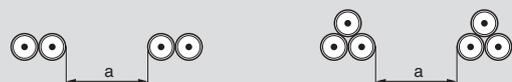


Fig. Gf17 : Facteurs multiplicatifs de K5 pour le groupement de plusieurs câbles directement enterrés dans le sol. Câbles monoconducteurs ou multiconducteurs disposés horizontalement ou verticalement - mode de pose 62 et 63 (d'après le tableau 52R de la norme NF C 15-100)

8 Calcul d'une installation suivant la norme française (NF C 15-100 partie 5-52 et guide UTE C 15-105)

Facteur de correction K6 (résistivité thermique du sol)

Les courants admissibles indiqués dans les différents tableaux pour les câbles directement enterrés correspondent à une résistivité thermique du sol de 1 K.m/W. Dans les emplacements où la résistivité thermique du sol est différente de 1 K.m/W, les courants admissibles sont à multiplier par les facteurs de correction du tableau de la **Figure Gf18** choisis selon les caractéristiques du voisinage immédiat.

Résistivité thermique du terrain (K.m/W)	Facteur de correction	Observations		
		Humidité	Nature du terrain	
0,40	1,25	Pose immergée	Marécages	
0,50	1,21	Terrains très humides	Sable	
0,70	1,13	Terrains humides		Argile et calcaire
0,85	1,05	Terrain dit normal		
1,00	1	Terrain sec		
1,20	0,94			Cendres et mâchefer
1,50	0,86	Terrain très sec		
2,00	0,76			
2,50	0,70			
3,00	0,65			

Fig. Gf18 : Valeurs du facteur de correction K pour les câbles enterrés en fonction de la résistivité thermique du sol (d'après le tableau 52M de la norme NF C 15-100)

Température du sol (°C)	Isolation	
	PVC	PR / EPR
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,79	0,80
50	0,71	0,76
55	0,63	0,71
60	0,55	0,65
65	0,45	0,60
70	-	0,53
75	-	0,46
80	-	0,38

Fig. Gf19 : Valeurs du facteur de correction K7 pour des températures du sol différentes de 20 °C

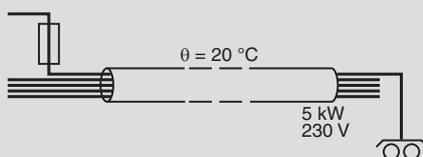


Fig. Gf20 : Exemple de détermination de K4, K5, K6 et K7

Facteur de correction K7 (influence de la température)

Le facteur K7 mesure l'influence de la température suivant la nature de l'isolant. Le tableau de la **Figure Gf19** indique le facteur de correction pour des canalisations placées dans un environnement de température du sol de 20 °C.

Exemple 3

Un circuit monophasé isolé en PVC chemine dans un conduit contenant quatre autres circuits chargés. La température du sol est 20 °C (cf. **Fig. Gf20**). Quel est le facteur de correction K ?

Pour le calcul il faut considérer pour les facteurs K4, K5, K6 et K7 :

- Mode pose : le mode de pose à considérer est câbles sous conduit 61.
- Groupement : le nombre de circuit à considérer est cinq dans un seul conduit enterré.
- Nature du sol : pas d'influence (les conducteurs sont sous conduit).
- Température : la température du sol est 20 °C (= température de référence).

D'où le calcul des différents facteurs de correction :

K4 donné par le tableau de la Figure Gf14 : $K4 = 0,8$
 K5 donné par le tableau de la Figure Gf15 : $K5 = 0,45$
 K6 pas d'incidence : $K6 = 1$
 K7 température de référence : $K7 = 1$

$$K = K4 \times K5 \times K6 \times K7 = 0,8 \times 0,45 \times 1 \times 1 = 0,36$$

Détermination de la section minimale

L'exploitation du facteur de correction K permet de calculer l'intensité admissible fictive (ou corrigée) I'z à partir de l'intensité admissible Iz de la canalisation (voir paragraphe 2.2) :

$$I'z = Iz/K$$

La section de la canalisation est indiquée dans le tableau de la **Figure Gf21** par lecture directe :

- Le choix de la colonne est réalisé à partir des caractéristiques de la canalisation (isolant, nombre de conducteurs chargés),
- Le choix de la ligne est réalisé à partir de la valeur $\geq I'z$ dans la colonne du tableau correspondant à la nature de l'âme du conducteur (cuivre ou aluminium).

		Isolant et nombre de conducteurs chargés			
		Caoutchouc ou PVC		Butyle ou PR ou éthylène PR	
		3 conducteurs	2 conducteurs	3 conducteurs	2 conducteurs
Sections cuivre (mm ²)	1,5	26	32	31	37
	2,5	34	42	41	48
	4	44	54	53	63
	6	56	67	66	80
	10	74	90	87	104
	16	96	116	113	136
	25	123	148	144	173
	35	147	178	174	208
	50	174	211	206	247
	70	216	261	254	304
	95	256	308	301	360
	120	290	351	343	410
	150	328	397	387	463
	185	367	445	434	518
Sections aluminium (mm ²)	10	57	68	67	80
	16	74	88	87	104
	25	94	114	111	133
	35	114	137	134	160
	50	134	161	160	188
	70	167	200	197	233
	95	197	237	234	275
	120	224	270	266	314
	150	254	304	300	359
	185	285	343	337	398
	240	328	396	388	458
	300	371	447	440	520

Fig. Gf21 : Cas d'une canalisation enterrée - Détermination de la section minimale en fonction de la lettre de sélection, du type de conducteur et de l'intensité admissible fictive I'z (d'après le tableau 52J de la norme NF C 15-100)

Exemple 4

A partir de l'exemple 3 : le circuit considéré (monophasé), protégé par un disjoncteur, alimente 5 kW d'éclairage en 230 V.

Le courant d'emploi I_B du circuit est :

$$I_B = 5000 / 230 = 22 \text{ A}$$

■ Calcul du courant admissible I'z :

Le courant I_n juste supérieur est $I_n = 25 \text{ A}$, d'où le courant admissible $I_z = 25 \text{ A}$,
Le courant admissible fictif est déduit de I_z et du facteur K précédemment calculé ($K = 0,36$) soit :

$$I'z = 25 / 0,36 = 69,4 \text{ A}$$

■ Section de la canalisation (tableau de la Figure Gf21) :

Le choix de la colonne se fait à partir des caractéristiques de la canalisation : PVC, 2 conducteurs (PV2).

La section est déterminée par la valeur de courant dans la colonne $\geq 69,4 \text{ A}$:

- 90 A pour des conducteurs en cuivre d'où une section de 10 mm² (lue dans la ligne),

- 88 A pour des conducteurs en aluminium d'où une section de 16 mm² (lue dans la ligne).

Note : les valeurs 67 pour les conducteurs en cuivre et 68 pour les conducteurs en aluminium, bien que plus faibles, peuvent être retenues car la différence des valeurs est < 5%.

8 Calcul d'une installation suivant la norme française (NF C 15-100 partie 5-52 et guide UTE C 15-105)

8.5 Câbles en parallèle

Les conducteurs de même section, de même longueur et de même type peuvent être utilisés en parallèle. Leur nombre ne doit pas dépasser quatre. Au delà, les canalisations préfabriquées doivent être mise en œuvre. Deux facteurs de correction doivent être pris en compte.

Facteur de symétrie : fs

Les dispositions symétriques recommandées sont représentées dans la **Figure Gf22** pour deux câbles et quatre câbles en parallèle :

- dans ces deux cas, le facteur de symétrie est fs = 1,
- dans les autres cas, le facteur de symétrie est fs = 0,8.

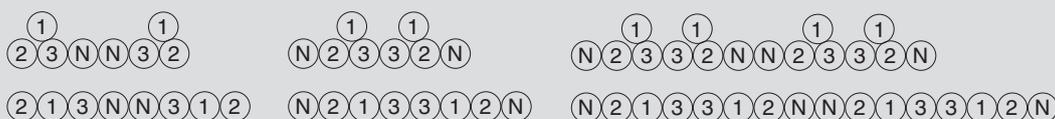


Fig. Gf22 : Dispositions symétriques pour deux câbles et quatre câbles par phase (avec ou sans câble neutre)

G61

Facteur lié au nombre de câbles en parallèle

En fait il s'agit du facteur de groupement (K2 ou K5) : l'application du coefficient de symétrie fs ne dispense pas de la prise en compte du groupement. Ainsi, lorsqu'un circuit est constitué de plusieurs câbles monoconducteurs par phase, il y a lieu de prendre en compte autant de circuits que de câbles par phase.

Détermination de la section

Le courant maximum admissible fictif I'z de chaque conducteur est obtenu à partir du courant d'emploi de la canalisation Iz en tenant compte du facteur de symétrie et du facteur de groupement soit :

$$I'z \geq \frac{Iz}{n \cdot f \cdot fs}$$

avec

n = nombre de câbles en parallèle,

f = effets d'échauffement,

fs = facteur de symétrie.

Détermination de la protection des câbles

La protection contre les courants de surcharge et de court-circuit est identique à celle à réaliser pour un circuit à seul câble parcouru par la même intensité Iz

Les précautions suivantes doivent être prises pour éviter le risque de court-circuit entre des câbles en parallèle :

- le renforcement de la protection mécanique et de celle contre l'humidité,
- le cheminement des câbles doit être tel que les câbles ne soient jamais à proximité de matériaux combustibles.

8.6 Détermination de la section dans le cas d'un conducteur neutre chargé

La considération d'un conducteur neutre chargé est liée à la circulation de courants harmoniques de rang 3. L'étude détaillée des effets de ces courants et de l'impact sur le conducteur neutre est réalisée au paragraphe 7.6.

Un facteur de correction kn est égal à 0,84 est à appliquer à partir d'un taux de courant harmonique de rang 3 en courant (TH 3) > 15 %.

8 Calcul d'une installation suivant la norme française (NF C 15-100 partie 5-52 et guide UTE C 15-105)

8.7 Informations complémentaires

Conditions normales d'exploitation

Le courant transporté par tout conducteur pendant des périodes prolongées en fonctionnement normal doit être tel que la température maximale de fonctionnement ne soit pas supérieure à la valeur appropriée spécifiée dans le tableau de la **Figure Gf23**.

Note : le courant admissible fictif calculé avec les facteurs de correction permet de respecter cette condition.

Type d'isolation	Température maximale de fonctionnement des conducteurs (sources : normes NF C 32-300 et NF C 32-301)
Polychlorure de vinyle (PVC)	70 °C
Polyéthylène réticulé (PR) et éthylène-propylène (EPR)	90 °C

Fig. Gf23 : Températures maximales de fonctionnement pour les isolations (d'après le tableau 52F de la norme NF C 15-100)

G62

Facteurs de correction supplémentaires

Risque d'explosion

Un facteur de correction supplémentaire de 0,85 est à appliquer dans les emplacements à risque d'explosion classés dans les conditions d'influence externe BE3 : présence de matière explosive ou ayant un point d'éclair bas y compris les poussières explosives. Les emplacements concernés sont, par exemples, les raffineries, les sites de stockage d'hydrocarbure, les silos à grains.

Température ambiante

Les facteurs de correction du tableau de la Figure Gf10 ne tiennent pas compte de l'augmentation éventuelle de température due au rayonnement solaire.

Un facteur de correction de 0,85 est à appliquer lorsque les câbles ou conducteurs sont soumis à un tel rayonnement.

Note : lorsque des canalisations électriques sont encastrées dans des parois comportant des éléments chauffants, il est généralement nécessaire de réduire les courants admissibles en appliquant les facteurs de correction du tableau de la Figure Gf10.

Tolérance sur la détermination de la section des conducteurs

Une tolérance de 5 % est admise sur les valeurs de courants admissibles lors du choix de la section des conducteurs.

Par exemple, dans l'exemple 3 page G59, si la température du sol est de 25 °C, le courant admissible fictif devient 54,9 A. La section de 4 mm² est acceptable puisqu'elle admet un courant admissible de 54 A (écart de courant admissible < 5 %).

Conducteurs faiblement chargés

Canalisation non enterrée :

Pour l'application du tableau de la Figure Gf8, il n'y a pas lieu de tenir compte des circuits dont le courant d'emploi n'est pas supérieur à :

- 30 % du courant admissible dans les conditions de pose pour les méthodes de référence B,
- 70 % du courant admissible dans les conditions de pose pour les méthodes de référence C, E et F.

Canalisation enterrée (méthode de référence D) :

Pour l'application du tableau de la Figure Gf15, il n'y a pas lieu de tenir compte des circuits dont le courant d'emploi n'est pas supérieur à 30 % du courant admissible.

Il en est ainsi par exemple des conducteurs prévus pour transporter un courant nettement inférieur au courant admissible pour des raisons de chute de tension ou de protection contre les contacts indirects.

De même, il n'est pas tenu compte des conducteurs utilisés pour des circuits de commande, de signalisation ou analogues.

9 Exemple de calcul d'une installation

Présentation de l'installation (cf. Fig. G64)

L'installation est alimentée par un transformateur de 630 kVA. Le process exige un haut niveau de continuité d'alimentation en énergie et une partie de l'installation peut être alimentée par un groupe de remplacement de 250 kVA. L'exploitation est en schéma TN-S, exceptée pour les charges les plus critiques qui sont alimentées via un transformateur d'isolement et une configuration aval en schéma IT.

La figure G64 ci-dessous représente le schéma de principe de cette installation. Le tableau de la figure G65 donne les résultats des calculs pour le circuit à partir du transformateur T1 jusqu'au câble C7. Cette étude a été réalisée à l'aide du logiciel Ecodial 3.4. Ecodial est un produit Schneider-Electric.

L'exemple est suivi du même calcul réalisé par la méthode simplifiée décrite dans ce guide.

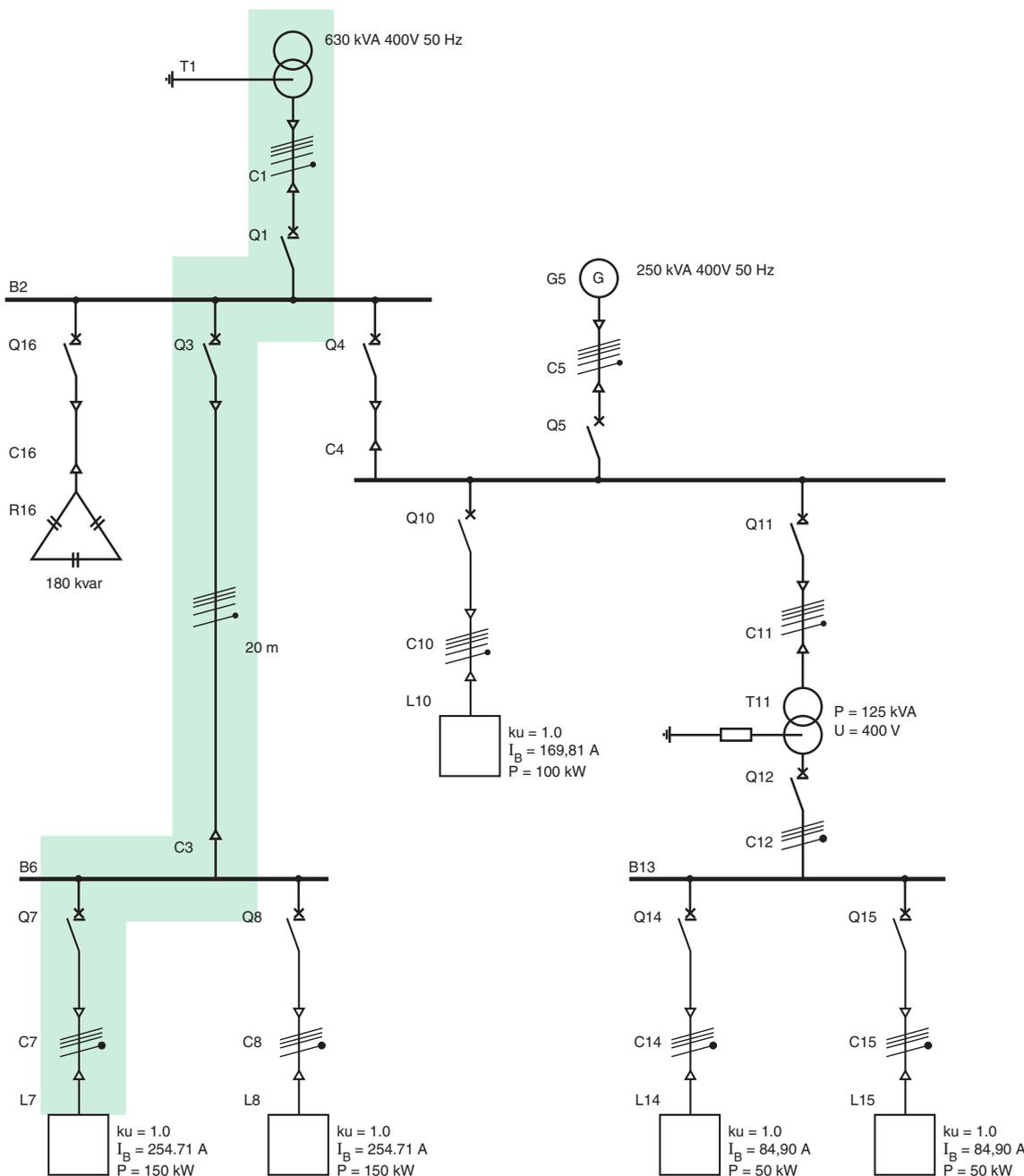


Fig. G64 : Schéma unifilaire de l'application

9.1 Calcul de l'installation en utilisant le logiciel Ecodial 3.4

Caractéristiques générales du réseau			
Schéma de terre	TN-S	Nombre de pôles et de pôles protégés	4P4d
Neutre distribué	Non	Déclencheur	Micrologic 2,3
Tension (V)	400	Seuil de déclenchement long retard (A)	510
Fréquence (Hz)	50	Seuil de déclenchement court retard (A)	5100
Puissance de court-circuit amont (MVA)	500	Cable C3	
Résistance réseau MT (mΩ)	0,0351	Longueur	20
Réactance réseau MT (mΩ)	0,351	Courant de charge maximum (A)	509
Transformateur 1		Type d'isolant	PVC
Puissance (kVA)	630	Température ambiante (°C)	30
Tension de court-circuit (%)	4	Nature du conducteur	Cuivre
Résistance transformateur RT (mΩ)	3,472	Monoconducteur ou multiconducteur	Mono
Réactance du transformateur XT (mΩ)	10,64	Méthode de référence	F
Courant de court-circuit triphasé Ik ₃ (kA)	21,54	Section phase sélectionnée csa (mm ²)	2 x 95
Câble C1		Section neutre sélectionnée csa (mm ²)	2 x 95
Longueur (m)	5	Conducteur de protection sélectionnée csa (mm ²)	1 x 95
Courant de charge maximum (A)	860	Chute de tension ΔU (%)	0,53
Type d'isolant	PVC	Chute totale de tension ΔU (%)	0,65
Température ambiante (°C)	30	Courant de court circuit triphasé Ik ₃ (kA)	19,1
Nature du conducteur	Cuivre	Courant de défaut phase-terre Id (kA)	11,5
Monoconducteur ou multiconducteur	Mono	Jeu de barre B6	
Méthode de référence	F	Référence	Linergy 800
Nombre de circuits à proximité	1	Courant de charge (A)	750
Section phase sélectionnée csa (mm ²)	2 x 240	Disjoncteur Q7	
Section neutre sélectionnée csa (mm ²)	2 x 240	Courant de charge (A)	255
Conducteur de protection sélectionnée csa (mm ²)	1 x 120	Type	Compact
Chute de tension ΔU (%)	0,122	Référence	NSX400F
Courant de court-circuit triphasé Ik ₃ (kA)	21,5	Courant nominal (A)	400
Courant de défaut phase-terre Id (kA)	15,9	Nombre de pôles et de pôles protégés	3P3d
Disjoncteur Q1		Déclencheur	Micrologic 2.3
Courant de charge (A)	860	Seuil de déclenchement long retard (A)	258
Type	Compact	Seuil de déclenchement court retard (A)	2576
Référence	NS 1000N	Cable C7	
Courant nominal (A)	1000	Longueur (m)	5
Nombre de pôles et de pôles protégés	4P4d	Courant de charge maximum (A)	255
Déclencheur	Micrologic 5.0	Type d'isolant	PVC
Seuil de déclenchement long retard (A)	900	Température ambiante (°C)	30
Seuil de déclenchement court retard (A)	9000	Nature du conducteur	Cuivre
Temps de déclenchement (ms)	50	Monoconducteur ou multiconducteur	Mono
Jeu de barre B2		Méthode de référence	F
Référence	Linergy 1250	Section phase sélectionnée csa (mm ²)	1 x 95
Courant de charge (A)	1050	Section neutre sélectionnée csa (mm ²)	-
Disjoncteur Q3		Conducteur de protection sélectionnée csa (mm ²)	1 x 50
Courant de charge (A)	509	Chute de tension ΔU (%)	0,14
Type	Compact	Chute totale de tension ΔU (%)	0,79
Référence	NSX630F	Courant de court circuit triphasé Ik ₃ (kA)	18,0
Courant nominal (A)	630	Courant de défaut phase-terre Id (kA)	10,0

Fig. G65 : Résultats partiels des calculs de l'installation réalisée par le logiciel Ecodial 3.4 (Schneider Electric)

9.2 Calcul de l'installation en utilisant la méthode simplifiée recommandée dans ce guide

■ Dimensionnement du circuit C1

Le transformateur MT/BT a une tension à vide nominale de 420 V. Le courant maximale dans le circuit C1 est de ce fait égal à :

$$I_B = \frac{630 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 420} = 866 \text{ A par phase}$$

9 Exemple de calcul d'une installation

Deux câbles monoconducteurs en cuivre isolé au PVC en parallèle sont utilisés pour chaque phase. Ces câbles sont placés sur des tablettes perforées suivant la méthode de référence F.

Chaque conducteur a un courant de 433 A. Le tableau de la figure G21a indique que pour 3 conducteurs chargés, le c.s.a requis est 240mm².

La résistance et la réactance, pour 2 les conducteurs en parallèle, pour une longueur de 5 mètres sont :

$$R = \frac{22,5 \times 5}{240 \times 2} = 0,23 \text{ m}\Omega \quad (\text{la résistance linéique des câbles est : } 22,5 \text{ m}\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m})$$

$$X = 0,08 \times 5 = 0,4 \text{ m}\Omega \quad (\text{la réactance linéique des câbles est : } 0,08 \text{ m}\Omega/\text{m})$$

■ Dimensionnement du circuit C3

Le circuit C3 alimente 2 charges de 150W d'un cos φ= 0.85, le courant total est donc de :

$$I_B = \frac{300 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,85} = 509 \text{ A}$$

Deux câbles monoconducteurs en cuivre isolé au PVC en parallèle sont utilisés pour chaque phase. Ces câbles sont placés sur des tablettes perforées suivant la méthode de référence F.

Chaque conducteur a un courant de 255 A. Le tableau de la figure G21a indique que pour 3 conducteurs chargés, le c.s.a requis est 95mm².

La résistance et la réactance, pour les 2 conducteurs en parallèle, pour une longueur de 20 mètres sont :

$$R = \frac{22,5 \times 20}{95 \times 2} = 2,37 \text{ m}\Omega \quad (\text{la résistance linéique des câbles est : } 22,5 \text{ m}\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m})$$

$$X = 0,08 \times 20 = 1,6 \text{ m}\Omega \quad (\text{la réactance linéique des câbles est : } 0,08 \text{ m}\Omega/\text{m})$$

■ Dimensionnement du circuit C7

Le circuit C7 alimente une charge de 150 kW avec un cos φ = 0.85, le courant total est donc de :

$$I_B = \frac{150 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,85} = 255 \text{ A}$$

Un câble monoconducteur en cuivre isolé au PVC est utilisé pour chaque phase. Ces câbles sont placés sur des tablettes perforées suivant la méthode de référence F.

Chaque conducteur a un courant de 255 A. Le tableau de la figure G21a indique que pour 3 conducteurs chargés, le c.s.a requis est 95mm².

La résistance et la réactance pour une longueur de 20 mètres sont :

$$R = \frac{22,5 \times 5}{95} = 1,18 \text{ m}\Omega \quad (\text{la résistance linéique des câbles est : } 22,5 \text{ m}\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m})$$

$$X = 0,08 \times 5 = 0,4 \text{ m}\Omega \quad (\text{la réactance linéique des câbles est : } 0,08 \text{ m}\Omega/\text{m})$$

■ Calcul des courants de court-circuit pour le choix des disjoncteurs Q1,Q3,Q7 (voir Fig G66)

Composants	R (mΩ)	X (mΩ)	Z (mΩ)	Ikmax (kA)
Réseau amont Puissance de court-circuit 500 MVA	0,035	0,351		
Transformateur 630 kVA 4%	2,9	10,8		
Câble C1	0,23	0,4		
Sous-total	3,16	11,55	11,97	20,2
Câble C3	2,37	1,6		
Sous-total	5,53	13,15	14,26	17
Câble C7	1,18	0,4		
Sous-total	6,71	13,55	15,12	16

Fig. G66 : Exemple d'évaluation des courants de court-circuit

G65

9 Exemple de calcul d'une installation

■ Conducteur de protection PE

En utilisant la méthode adiabatique, le minimum c.s.a pour le conducteur de protection PE peut être calculé en utilisant la formule donnée dans le tableau de la figure G58 :

$$S_{PE} = \frac{\sqrt{I^2 \cdot t}}{k}$$

Pour le circuit C1, $I = 20.2 \text{ kA}$ et $k = 143$.

t est le temps maximum pour la protection MT, e.g 0.5 s

cela donne :

$$S_{PE} = \frac{\sqrt{I^2 \cdot t}}{k} = \frac{20200 \times \sqrt{0,5}}{143} = 100 \text{ mm}^2$$

Un conducteur unique dimensionné à 120 mm^2 pour d'autres raisons (protections des personnes contre les contacts indirects) est largement suffisant.

En général, pour des circuits avec des conducteurs de phase dont le c.s.a $S_{ph} \geq 50 \text{ mm}^2$, le c.s.a. minimum pour le conducteur de protection PE sera de $S_{ph} / 2$. Donc pour le circuit C3, le conducteur de protection sera de 95 mm^2 et pour le circuit C7, il sera de 50 mm^2 .

■ Protection contre les contacts indirects

Pour le circuit C3 (Fig. G64), la formule indiquée dans le chapitre F peut être utilisée :

La longueur maxi est :

$$L_{\max} = \frac{0,8 \times U_0 \times S_{ph}}{\rho \times (1 + m) \times I_a}$$

$$L_{\max} = \frac{0,8 \times 230 \times 2 \times 95}{22,5 \times 10^{-3} \times (1+2) \times 630 \times 11} = 75 \text{ m}$$

(The value in the denominator 630×11 is the maximum current level at which the instantaneous short-circuit magnetic trip of the 630 A circuit-breaker operates).

■ Chute de tension

La chute de tension est calculée en utilisant les données de la Figure G28. Pour un circuit triphasé équilibré en service normal ($\cos\phi = 0.8$)

Les résultats sont résumés dans la **figure G67** :

	C1	C3	C7
c.s.a.	2 x 240mm ²	2 x 95mm ²	1 x 95mm ²
ΔU par conducteur (V/A/km) voir Fig. G28	0.21	0.42	0.42
Courant de charge (A)	866	509	255
Longueur (m)	5	20	5
Chute de tension (V)	0.45	2.1	0.53
Chute de tension (%)	0.11	0.53	0.13

Fig. G67 : Chute de tension introduite par les différents câbles

La chute totale de tension à l'extrémité du câble C7 est de 0.77%