

Chapitre H

L'appareillage BT : fonctions et choix

Sommaire

1	Les fonctions de base de l'appareillage électrique BT	H2
	1.1 Protection électrique	H2
	1.2 Sectionnement	H3
	1.3 La commande	H4
2	L'appareillage	H5
	2.1 Les appareils simples	H5
	2.2 Les fusibles	H6
	2.3 Les appareils combinés	H9
3	Choix de l'appareillage	H11
	3.1 Fonctions réalisées	H11
	3.2 Choix du type d'appareillage	H11
4	La solution disjoncteur	H12
	4.1 Normes et description	H11
	4.2 Caractéristiques fondamentales d'un disjoncteur	H14
	4.3 Autres caractéristiques d'un disjoncteur	H16
	4.4 Choix d'un disjoncteur	H19
	4.5 Coordination entre les disjoncteurs	H24
	4.6 Sélectivité MT/BT dans un poste d'abonné à comptage BT	H29

H1

Nota :

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

1 Les fonctions de base de l'appareillage électrique BT

Le rôle de l'appareillage est d'assurer :

- la protection électrique,
- le sectionnement,
- la commande des circuits.

Les normes nationales et internationales définissent

- la manière de réaliser les circuits de distribution électrique et leurs besoins (les normes d'installation CEI 60364 principalement la partie 5-53 pour l'appareillage),

Pour la France, la norme d'installation NF C 15-100 et le décret du 14/11/88 sont à respecter.

- le rôle, les fonctions et les performances de l'appareillage (les normes produits CEI 60947 pour l'appareillage de type industriel).

Les principales fonctions sont :

- protection électrique,
- sectionnement,
- commande.

Les fonctions principales remplies par les différents appareillages électriques sont indiquées dans la **Figure H1**.

Les dispositifs de protection à basse tension sont intégrés dans les disjoncteurs au moyen de déclencheurs magnétothermiques et électroniques et/ou de dispositifs différentiels à courant résiduel (moins communément, des dispositifs voltométriques sont acceptables mais non recommandés par la CEI).

En plus des fonctions de protection de base (comme indiquées dans le tableau de la Figure H1), d'autres fonctions de protection sont à assurer, entre autres :

- la protection contre les surtensions,
- la protection contre les sous tensions.

Des dispositifs spécifiques assurent ces fonctions :

- parafoudres et divers dispositifs parasurtenseurs,
- relais à manque de tension associés à des contacteurs, à des disjoncteurs télécommandés, ou à des disjoncteurs aptes au sectionnement, etc.

H2

Protection électrique contre	Sectionnement	Commande
<ul style="list-style-type: none"> ■ Les courants de surcharge ■ Les courants de court-circuit ■ Les défauts d'isolement 	<ul style="list-style-type: none"> ■ A coupure pleinement apparente ■ A coupure visible 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Commande fonctionnelle ■ Coupure d'urgence ■ Arrêt d'urgence ■ Coupure pour entretien mécanique

Fig. H1 : Fonctions de base de l'appareillage électrique BT

La protection électrique est destinée à éviter tous les dangers et dégâts inhérents aux risques électriques pour les installations, les récepteurs et les personnes.

1.1 Protection électrique

Le rôle de la protection électrique est d'éviter ou de limiter les conséquences destructives et dangereuses des surintensités ou des défauts d'isolement, et de séparer le circuit défectueux du reste de l'installation.

Une distinction est faite entre les protections :

- des éléments de l'installation ou circuits (câbles, câblages, appareillages, etc.),
- des personnes et des animaux,
- des équipements et des appareils alimentés par l'installation.

Les circuits

Ils doivent être protégés contre :

- les courants de surcharge : cela correspond à un courant excessif circulant dans une installation saine (sans défaut),
- les courants de court-circuit, dus, par exemple, à la rupture d'un isolant entre phases ou entre phase et neutre, ou (par exemple en schéma TN) entre phase et conducteur PE.

La protection dans ces deux cas est assurée par un disjoncteur ou un appareillage à fusible installé en amont dans le tableau de distribution. Certaines dérogations à cette règle sont autorisées dans les normes nationales pour les circuits terminaux (c'est à dire pour les circuits alimentant directement les charges) comme indiqué au chapitre G paragraphe 1.4.

Les personnes

Pour éliminer les risques d'électrocution, la protection agit contre les défauts d'isolement : selon le schéma des liaisons à la terre de l'installation BT (schémas TN, TT ou IT), la protection est assurée par des fusibles ou des disjoncteurs, des dispositifs différentiels à courant résiduel et/ou des contrôleurs permanents de la résistance d'isolement de l'installation à la terre.

1 Les fonctions de base de l'appareillage électrique BT

Les moteurs

Ils doivent être protégés contre :

- les défauts thermiques : sur-échauffements, dus, par exemple, à une charge entraînée trop importante, à un calage de rotor, à un fonctionnement sur deux phases. La protection est assurée par des relais thermiques spécialement conçus pour les caractéristiques particulières des moteurs (voir chapitre N paragraphe 5). Ces relais peuvent être intégrés dans certains disjoncteurs (par exemple, disjoncteur Compact NSX équipé d'un déclencheur Micrologic 6 E-M).
- les courants de court-circuit : la protection est assurée soit par des fusibles type aM (accompagnement Moteur), soit par des disjoncteurs moteurs (équipés ou non d'une protection thermique).

La position «sectionnée» d'un appareil apte au sectionnement doit être clairement identifiée :

- soit par un indicateur visible,
- soit par la séparation visible des contacts.

1.2 Sectionnement

Son but est de séparer et d'isoler un circuit ou un appareil du reste de l'installation électrique afin de garantir la sécurité des personnes ayant à intervenir sur l'installation électrique pour entretien ou réparation.

La NF C 15-100 § 462-1 et le "décret de protection des travailleurs" du 14/11/88 article 9 imposent que tout circuit électrique d'une installation électrique puisse être sectionné.

Dans la pratique, afin d'assurer une continuité de service optimale, on installe généralement un dispositif de sectionnement à l'origine de chaque circuit.

La NF C 15-100 § 536-2 définit les conditions à respecter pour qu'un appareil remplisse la fonction de sectionnement.

Un appareil apte au sectionnement doit répondre aux exigences suivantes :

- tous les conducteurs d'un circuit y compris le conducteur neutre (hormis s'il s'agit d'un conducteur PEN) doivent être simultanément coupés⁽¹⁾,
- il doit être verrouillable ou cadennassable en position "ouvert" afin d'éviter toute re fermeture non intentionnelle, au moins en milieu industriel,
- Il doit être conforme aux normes de constructions internationales CEI 60947-1 et -3 et aux normes d'installation en vigueur dans le pays en particulier concernant la distance entre les contacts ouverts, les lignes de fuite, la tenue aux surtensions, etc.

D'autres exigences s'appliquent :

- vérification de l'ouverture des contacts.

Elle peut être :

- soit visuelle pour les appareils à coupure visible (les normes nationales d'installation peuvent imposer cette condition pour un appareillage sectionneur installé à l'origine d'une installation BT alimentée directement par un transformateur MT/BT).

La NF C 13-100 impose un tel dispositif de sectionnement à l'origine d'une installation BT alimentée par un poste MT/BT privé (par ex : Visucompact, appareil débrochable).

- soit mécanique pour les appareils à coupure pleinement apparente comportant un indicateur reflétant la position des contacts. Dans ce dernier cas, les dispositions constructives garantissent qu'en cas de contacts soudés l'indicateur ne peut indiquer que l'appareil est ouvert.

- mesure des courants de fuite, appareil ouvert.

On vérifie, appareil ouvert, que les courants de fuite sont inférieurs à :

- 0,5 mA pour un appareil neuf et,
- 6,0 mA appareil en fin de vie.

- tenue aux ondes de tension de choc.

Elle se vérifie par la tenue du matériel en son lieu d'installation en appliquant entre contact d'entrée et de sortie une onde 1,2/50 μ s de valeur 5 ou 8 ou 10 kV selon la tension de service (cf. **Figure H2**). Le matériel doit tenir ces valeurs jusqu'à une altitude de 2000 m ; en conséquence, pour des essais de matériel effectués en bord de mer, ces valeurs sont à majorer de 23 % pour prendre en compte l'influence de l'altitude. Voir les normes CEI 60947 (série) en particulier les normes CEI 60947-3

Le sectionnement à coupure pleinement apparente et le sectionnement à coupure visible répondent à des définitions précises de la NF C 15-100.

Tension de service (V)	Tenue à l'onde de choc (kV)
230/400	5
400/690	8
1000	10

Fig. H2 : Valeur crête de la tension de choc selon la tension de service de l'équipement

(1) L'ouverture simultanée de tous les conducteurs actifs, bien que non obligatoire, est en outre fortement recommandée pour des raisons de plus grande sécurité et de facilité de manœuvre. Selon la norme CEI 60947-1, le contact du neutre doit s'ouvrir après les contacts des phases et se refermer avant les contacts des phases.

1 Les fonctions de base de l'appareillage électrique BT

Les fonctions de commande permettent à l'utilisateur d'intervenir volontairement sur le fonctionnement de l'installation. Elles regroupent :

- commande fonctionnelle,
- coupure ou arrêt d'urgence,
- coupure pour entretien mécanique.

1.3 La commande

On regroupe généralement sous le terme "commande" toutes les fonctions qui permettent à l'exploitant d'intervenir volontairement à des niveaux différents de l'installation sur des circuits en charge, par action directe ou automatique.

Commande fonctionnelle

Elle est destinée à assurer en service normal la mise "sous tension" et "hors tension" de tout ou partie de l'installation ou d'un récepteur.

Un dispositif assurant cette fonction doit être installé au minimum :

- à l'origine de toute installation,
- au niveau des récepteurs (un seul dispositif de commande pouvant mettre sous tension plusieurs récepteurs).

Le repérage doit être clair.

Par ailleurs, afin d'obtenir un maximum de souplesse en exploitation et de continuité de service (lorsque la commande et la protection sont assurées par le même dispositif), il est souhaitable d'en prévoir un à tous les étages de la distribution.

La manœuvre peut être :

- soit manuelle (par action sur la poignée du dispositif)
- soit électrique (commande à distance, délestage-relestage...).

Les dispositifs de commande fonctionnelle qui assurent en même temps une fonction de protection sont, en général, à coupure omnipolaire⁽¹⁾.

Le dispositif général de commande d'une installation BT ainsi que ceux assurant la permutaion des sources doivent être à coupure omnipolaire.

Coupure d'urgence-arrêt 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 (choc électrique, incendie).

L'arrêt d'urgence est une coupure d'urgence destinée à arrêter un mouvement devenu dangereux. Dans les deux cas :

- le dispositif ou son organe de manœuvre local ou à distance (commande de type "coup de poing") doit être aisément reconnaissable, rapidement accessible et situé à proximité de tout endroit où le danger peut se produire ou être perçu,
- la coupure en une seule manœuvre (ou coupure simultanée) et en charge de tous les conducteurs actifs est exigée⁽²⁾ ⁽³⁾,
- la mise "sous bris de glace" est autorisée, mais dans les installations non surveillées la remise sous tension ne doit pouvoir se faire qu'à l'aide d'une clef détenue par le responsable.

A noter que dans certains cas, l'arrêt d'urgence peut impliquer la mise en œuvre de système de freinage énergétique et le maintien des alimentations correspondantes jusqu'à l'arrêt effectif.

Coupure pour entretien mécanique

Cette fonction est destinée à assurer la mise et le maintien à l'arrêt d'une machine pendant des interventions sur les parties mécaniques, sans nécessiter sa mise hors tension. Elle est généralement assurée par un dispositif de commande fonctionnelle.

(1) La coupure des conducteurs phases et (si approprié) la coupure du conducteur neutre.

(2) Prendre en compte la coupure du courant de surcharge d'un moteur bloqué.

(3) En schéma TNC, le conducteur PEN ne doit cependant pas être coupé puisqu'il assure une fonction de protection.

Correspondance :
CEI 60947-3 et NF EN 60947-3

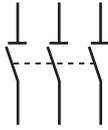


Fig. H3 : Symbole d'un sectionneur

2.1 Les appareils simples

Sectionneur (cf. Fig. H3)

C'est un appareil de connexion à commande manuelle et à deux positions stables (ouvert/fermé) qui assure la fonction de sectionnement. Ses caractéristiques sont définies par les normes CEI 60947-3. Un sectionneur n'est pas conçu pour fermer et couper un courant de charge⁽¹⁾. Aucune valeur pour ces deux manœuvres n'est indiquée dans sa norme produit.

Un sectionneur doit cependant être apte à supporter le passage de courants de court-circuit et, de ce fait, possède un courant assigné de courte durée admissible, généralement pour 1 seconde, à moins d'un accord entre l'utilisateur et le constructeur. Cette caractéristique est normalement plus que suffisante pour qu'il puisse supporter des courants de surcharge normaux (d'intensité plus faible) pendant des périodes plus longues, telles que les courants de démarrage de moteurs.

D'autres caractéristiques normalisées doivent aussi être satisfaites par les appareils sectionneurs telles que l'endurance mécanique, la tenue aux surtensions et la valeur des courants de fuite.

Interrupteur (à coupure en charge) (cf. Fig. H4)

Cet appareil est généralement commandé manuellement (mais il peut être équipé d'une commande électrique pour le confort d'utilisation). C'est un appareil non automatique à deux positions (ouvert/fermé).

L'interrupteur doit être capable d'établir, de supporter et d'interrompre des courants dans les conditions normales du circuit, y compris éventuellement des courants de surcharge en service.

L'interrupteur n'est pas conçu pour assurer la protection des circuits qu'il commande. Les normes CEI 60947-3 définissent :

- la fréquence du cycle de manœuvre (maximum 600/heure),
- l'endurance mécanique et électrique (généralement inférieure à celle d'un contacteur),
- les pouvoirs assignés de fermeture et de coupure dans des conditions normales et occasionnelles.

Quand un interrupteur met sous tension un circuit, il y a toujours le risque qu'un court-circuit non prévisible soit présent sur le circuit. Pour cette raison, les interrupteurs ont des courants assignés de fermeture, c'est à dire qu'ils sont capables de se fermer correctement sur un court-circuit malgré les forces électrodynamiques développées par le courant de court-circuit. Dans les pays anglo-saxons, de tels interrupteurs sont dénommés des «fault-make load-break switches». Ce sont les dispositifs de protection en amont qui doivent éliminer ce courant de court-circuit.

- les catégories d'emploi.

Les catégories d'emploi décrites dans le tableau de la **Figure H5** ne s'appliquent pas à un appareil utilisé pour démarrer, accélérer et/ou arrêter directement un moteur.

La catégorie AC-23 permet la commande directe de moteurs. L'emploi d'un interrupteur pour la commande des batteries de condensateurs ou de lampes à filament de tungstène doit être soumis à un accord entre le constructeur et l'utilisateur.

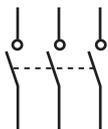


Fig. H4 : Symbole d'un interrupteur

H5

Catégorie d'emploi		Applications caractéristiques	Cos φ	Pouvoir de fermeture x In	Pouvoir de coupure x In
Manœuvres fréquentes	Manœuvres non fréquentes				
AC-20A	AC-20B	Fermeture et ouverture à vide	-	-	-
AC-21A	AC-21B	Charges résistives, y compris surcharges modérées	0,95	1,5	1,5
AC-22A	AC-22B	Charges mixtes résistives et inductives, y compris surcharges modérées	0,65	3	3
AC-23A	AC-23B	Charges constituées par des moteurs ou autres charges fortement inductives	0,45 à I ≤ 100 A 0,35 à I > 100 A	10	8

Fig. H5 : Catégories d'emploi d'un interrupteur en courant alternatif selon CEI 60947-3

(1) un sectionneur BT est un appareil qui peut «commander» des équipements uniquement hors tension, de part et d'autre de ses contacts, en particulier lors de la fermeture, à cause du risque d'un court-circuit non prévisible en aval. Le verrouillage avec un interrupteur ou un disjoncteur installé en amont est fréquemment utilisé.

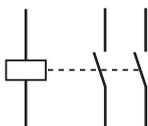
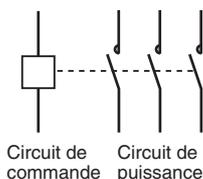


Fig. H6 : Symbole d'un télérupteur

Correspondance :
CEI 60947-4-1 et NF EN 60347-1

H6



Circuit de commande Circuit de puissance

Fig. H7 : Symbole d'un contacteur

Deux types de fusibles :

- à usage domestique,
- à usage industriel type gG, gM ou aM.

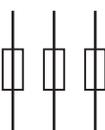


Fig. H8 : Symbole des fusibles

(1) Ce terme n'est pas défini dans les publications CEI (en particulier dans le dictionnaire VEI, CEI 60050) mais il est d'un usage courant dans beaucoup de pays.

Exemple

Un interrupteur de calibre 100 A de catégorie d'emploi AC-23 (circuit inductif) doit :

- établir 10 In (1000 A) à $\cos \varphi = "0,35"$,
- couper 8 In (800 A) à $\cos \varphi = "0,45"$,
- et avoir une tenue aux courants de court-circuit de courte durée, l'appareil étant fermé.

Télérupteur (cf. Fig. H6)

Ce dispositif est de plus en plus utilisé pour la commande des circuits d'éclairage. Une simple pression sur un bouton poussoir (fonction de commande à distance) permet d'ouvrir un interrupteur fermé ou de fermer un interrupteur ouvert dans une séquence bistable.

Les applications types sont :

- interrupteur «va-et-vient» dans les couloirs de circulation et les escaliers des grands immeubles,
- système d'éclairage scénique,
- commande d'éclairage d'usine, etc.

Le télérupteur peut être équipé d'auxiliaires pour réaliser :

- l'indication à distance en temps réel de son état,
- le fonctionnement temporisé,
- la fonction contact maintenu.

Contacteur (cf. Fig. H7)

Le contacteur est un appareil de connexion à bobine commandée qui est généralement maintenu fermé par un courant permanent (réduit) circulant dans la bobine (bien qu'il existe des variantes à maintien mécanique pour des applications particulières). Les contacteurs sont conçus pour effectuer un nombre très important de cycles de manœuvres «fermé/ouvert» et sont généralement commandés à distance par des boutons poussoirs ou des interrupteurs. Les caractéristiques et le nombre de cycles de manœuvres sont définis dans les normes CEI 60947-4-1 :

- la durée de fonctionnement : service continu (8 h), ininterrompu, intermittent, temporaire (par exemple : 3, 10, 30, 60 ou 90 minutes),
- les catégories d'emploi : par exemple, un contacteur de la catégorie AC3 peut être utilisé pour démarrer et arrêter un moteur à cage d'écureuil,
- la fréquence des cycles de manœuvre (1 à 1 200 cycles par heure),
- l'endurance mécanique (nombre de manœuvres à vide),
- l'endurance électrique (nombre de manœuvres en charge),
- les pouvoirs assignés de fermeture et de coupure fonction de la catégorie d'emploi.

Exemple :

Un contacteur de calibre 150 A et de catégorie d'emploi AC3 doit posséder :

- un pouvoir de coupure minimal de 8 In (1 200 A),
- et un pouvoir de fermeture minimal de 10 In (1 500 A) sous $\cos \varphi = 0,35$.

Démarrateur direct ou discontacteur⁽¹⁾

Un contacteur équipé d'un relais thermique pour la protection contre les courants de surcharge est appelé « discontacteur ». Les discontacteurs sont de plus en plus utilisés, par exemple pour la commande à distance par bouton-poussoir des circuits d'éclairage, et peuvent être considérés comme un élément essentiel dans la commande des moteurs.

2.2 Les fusibles (cf. Fig. H8)

Le principe de la protection par fusibles repose sur la fusion contrôlée d'un élément fusible, fusion qui intervient après un temps donné pour un courant donné. Les caractéristiques temps-courant de chaque type et pour chaque calibre de fusible sont présentées sous la forme de courbes de performances typiques.

Caractéristiques des fusibles

Les normes définissent deux classes de fusibles :

- ceux destinés à des usages domestiques, cartouche de calibre jusqu'à 100 A de type gG (CEI 60269-1 et 3),
- ceux destinés à des usages industriels, cartouche de calibre jusqu'à 1000 A de type gG, gM et/ou aM (CEI 60269-1).

Les différences principales entre les fusibles de type domestique et ceux de type industriel sont :

- la tension nominale et les niveaux de courant assignés,
- leur taille : plus le calibre est important, plus la taille de la cartouche est importante,
- leur pouvoir de coupure.

2 L'appareillage

Correspondance :
CEI 60947-4-1 et NF EN 60347-1

Bien qu'un fusible de type gM ait une caractéristique de protection contre les courants de surcharge, il doit aussi être associé à un relais thermique.

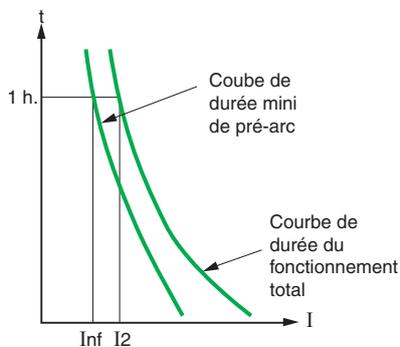


Fig. H9 : Zones de fusion et de non fusion pour fusible gG et gM

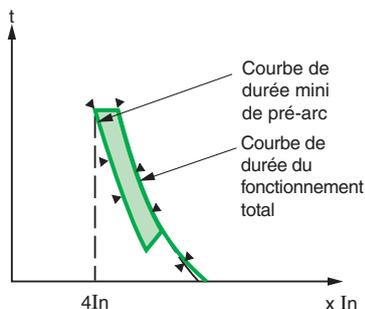


Fig. H11 : Zones de fusion normalisée pour fusible aM (tous courants assignés)

La première lettre indique la zone de :

- élément de remplacement (fusible)⁽²⁾ « g » : élément capable de couper tous les courants,
- élément de remplacement (fusible) « a » : élément capable de couper une partie des courants.

La deuxième lettre indique la catégorie d'utilisation : cette lettre définit avec précision les caractéristiques temps-courant, les temps et les courants conventionnels, les balises.

Par exemple :

- «gG» désigne les fusibles pour usage général pouvant couper tous les courants,
- «gM» désigne les fusibles pour la protection des circuits de moteurs et pouvant couper tous les courants,
- «aM» désigne les fusibles pour la protection des circuits de moteurs et ne pouvant couper qu'une partie des courants.

Les fusibles peuvent être prévus avec ou sans indicateur mécanique de « fusion fusible ».

Les fusibles de type gG sont souvent utilisés pour la protection des départs moteurs, ce qui est possible quand leurs caractéristiques sont capables de supporter le courant de démarrage du moteur sans détérioration.

Un développement récent a été l'adoption par la CEI d'un fusible de type gM pour la protection des moteurs, conçu pour couvrir les conditions de démarrage et de court-circuit. Ce type de fusible est fréquemment utilisé dans les pays anglo-saxons. Cependant, la protection moteur la plus largement utilisée est l'association d'un fusible aM et d'un relais thermique.

Un fusible gM est caractérisé par deux valeurs de courant assigné : « InIch » par exemple « 32M63 ».

- La première valeur In définit à la fois le calibre thermique du fusible et la taille du support fusible.
- La seconde valeur Ich définit la caractéristique temps-courant de type G du fusible ainsi que les balises des tableaux II, III et IV de la norme CEI 60269-1.

Ces deux calibres sont séparés par une lettre qui définit l'application. Par exemple InMlch définit un fusible destiné à être utilisé pour la protection des départs moteurs avec une caractéristique de type G.

Pour plus de détails, voir la note à la fin de ce paragraphe.

Un fusible de type aM est caractérisé par un courant In et une caractéristique temps-courant comme indiquée sur la **Figure H11**.

Note importante : des normes nationales présentent un fusible de type gl (type industriel) similaire pour toutes les principales caractéristiques au fusible de type gG. Les fusibles de type gl ne doivent cependant jamais être utilisés dans des applications domestiques ou analogues.

Zones de fusion - courants conventionnels

Les conditions de fusion d'un fusible sont définies par les normes selon leur classe.

Fusibles de type G

Ces fusibles permettent d'assurer la protection contre les surcharges et les courts-circuits.

Les courants conventionnels de non fusion et de fusion sont normalisés (cf. **Figure H9** et **Figure H10**).

Courant assigné ⁽¹⁾ In (A)	Courant conventionnel de non fusion Inf	Courant conventionnel de fusion I2	Temps conventionnel (h)
In ≤ 4 A	1,5 In	2,1 In	1
4 < In ≤ 16 A	1,5 In	1,9 In	1
16 < In ≤ 63 A	1,25 In	1,6 In	1
63 < In ≤ 160 A	1,25 In	1,6 In	2
160 < In ≤ 400 A	1,25 In	1,6 In	3
400 < In	1,25 In	1,6 In	4

Fig. H10 : Courants et temps conventionnels pour les fusibles de type «gG» et «gM» (Tableau 2 de la norme CEI 60269-1)

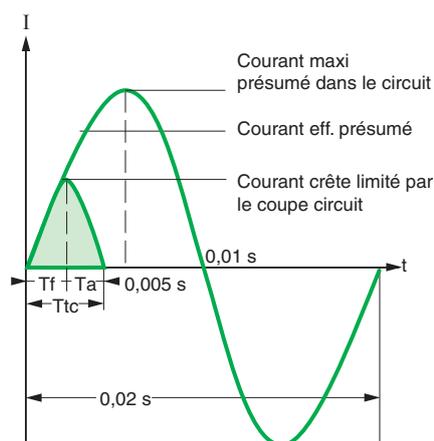
(1) Ich pour les fusibles de type gM.

(2) dénommé couramment cartouche fusible ou fusible.

Correspondances :
 CEI 60269-1 et NF EN 60269-1
 CEI 60929-1 et NF EN 60929-1
 CEI 60947-2 et NF EN 60947-2

La classe aM protège contre les courts-circuits et s'utilise obligatoirement en association avec une protection contre les surcharges.

H8



Tf : Temps de fusion (préarc)
 Ta : Temps d'arc
 Ttc : Temps total de coupure

Fig. H12 : Courant limité par un fusible

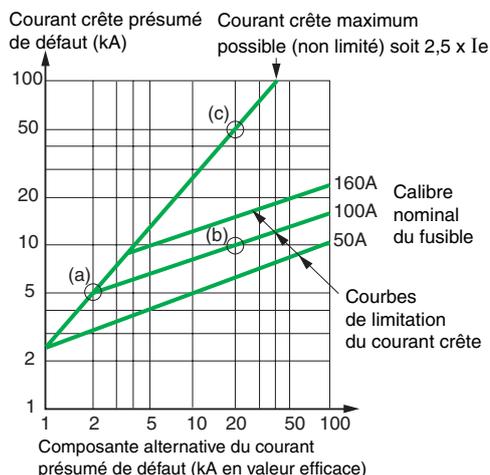


Fig. H13 : Limitation du courant crête en fonction du courant efficace présumé de défaut pour des fusibles BT

■ Le courant conventionnel de non fusion I_{nf} est la valeur du courant que peut supporter l'élément fusible pendant un temps spécifié sans fondre.
 Exemple : un fusible de 32 A traversé par un courant de $1,25 I_n$ (soit 40 A) ne doit pas fondre avant 1 heure.

■ Le courant conventionnel de fusion I_f est la valeur du courant qui provoque la fusion avant l'expiration du temps spécifié.

Exemple : un fusible de 32 A traversé par $1,6 I_n$ (soit 52,1 A) doit fondre avant 1 heure.

Pour chaque calibre de fusible, les essais de la norme CEI 60929-1 imposent à la caractéristique temps-courant de fusion d'un fusible de se situer entre deux courbes limites (voir la Figure H9). Cela signifie que deux fusibles de même calibre et de même type peuvent avoir des temps de fusion très différents particulièrement pour des courants de surcharge de faible valeur.

■ Des deux exemples de caractéristiques de courants conventionnels (précisées pour un fusible de 32 A) complétés par les informations sur les caractéristiques temps-courants exigées et vérifiées par les essais de la norme CEI 60269-1, il ressort que les fusibles ont une performance réduite de protection dans la zone des courants de surcharge de faible intensité.

■ Il est de ce fait nécessaire d'installer une canalisation dimensionnée plus largement que pour le courant d'emploi du circuit (en effet la canalisation a une tenue thermique maximale de 1,45 fois son courant nominal par rapport à une protection par fusible pouvant déclencher jusqu'à 1,6 fois son courant assigné, pour des fusibles de calibre supérieur à 16 A).

Note : pour un disjoncteur selon la norme CEI 60947-2, aucun surdimensionnement n'est requis car il doit déclencher entre 1,05 et 1,25 fois son courant assigné (donc $<< 1,45 I_z$).

Fusibles de type aM (accompagnement moteur)

Ces fusibles n'assurent que la protection contre les courts-circuits et s'utilisent surtout en association avec d'autres appareils (discontacteurs, disjoncteurs) afin d'assurer la protection contre toute surcharge $< 4 I_n$. Ils ne sont donc pas autonomes. Les fusibles aM n'étant pas prévus pour une protection contre les faibles surcharges, les courants conventionnels de fusion ou non fusion ne sont pas fixés. Ils fonctionnent à partir de $4 I_n$ environ (cf. Figure H11).

Note : La norme CEI 60269-1 impose deux balises minimales et deux balises maximales qui encadrent les courbes de caractéristiques temps-courant.

Courants de court-circuit coupés normalisés

Une caractéristique des cartouches fusibles est que, dû à sa rapidité de fusion pour des courants de court-circuit de forte intensité, la coupure du courant commence avant la première pointe de courant présumée, de sorte que le courant de défaut n'atteint jamais la valeur crête présumée (cf. Fig. H12). Cette limitation de courant réduit significativement les contraintes thermiques et électrodynamiques qui auraient lieu sans limitation, ce qui réduit aussi les dommages et les dangers au point de défaut.

Le courant de court-circuit coupé normalisé est basé sur la valeur efficace de la composante alternative du courant présumé de défaut (cas d'un courant de défaut symétrique).

Aucune valeur de courant de fermeture sur court-circuit n'est assignée à un fusible.

Rappel

Les courants de court-circuit comportent initialement des composantes continues, dont l'amplitude et la durée dépendent du rapport X_L/R de la boucle de défaut.

Pour un défaut à l'origine de l'installation, à proximité de la source (transformateur MT/BT), le rapport $I_{crête}/I_{efficace}$ immédiatement après l'instant du défaut (< 10 ms) peut atteindre 2,5 (valeurs normalisées selon le courant présumé de défaut par les normes CEI et indiquées sur la Figure H13).

Pour un défaut en aval, éloigné de l'origine de l'installation, le rapport X_L/R diminue et, en particulier, pour des défauts sur les circuits terminaux, le rapport $I_{crête}/I_{efficace} \approx 1,41$ (courant de défaut quasi symétrique)

Le phénomène de limitation du courant crête ne se produit que lorsque le courant présumé de défaut est au delà d'une certaine valeur. Par exemple sur le graphe de la Figure H13 :

- le fusible 100 A commence à limiter la crête à partir d'un courant présumé de défaut de 2 kA efficace (a),
 - le même fusible limite à 10 kA crête (b) un courant présumé de défaut de 20 kA efficace,
 - sans limitation, la crête de courant atteindrait 50 kA (c) dans ce cas.
- Plus la position du défaut est éloigné de la source, plus le valeur du courant de défaut est faible. De ce fait, l'amplitude du courant présumé de défaut peut être insuffisante pour atteindre le seuil de limitation.

Note : sur les calibres des fusibles de type gM

Un fusible de type gM, soit $InMlch$, est caractérisé par deux nombres lch et In :

- le deuxième nombre définit la caractéristique de coupure de l'élément de type gM équivalent. La valeur lch est la valeur retenue pour réaliser les essais CEI. Mais un fusible de type gM ne peut supporter le courant lch que pendant une durée limitée (ce qui peut correspondre au courant de surcharge durant le temps de démarrage d'un moteur),

- le premier nombre définit le courant assigné In : c'est le dimensionnement du fusible. La dissipation thermique en service normal étant inférieure à la caractéristique de coupure, un élément de diamètre plus petit avec des parties métalliques réduites peut être utilisé.

Par exemple, la protection de moteurs de 10 à 20 A peut être réalisée par un fusible 32M63. Les courants de démarrage de durée limitée (de l'ordre de 60 A < 63 A) peuvent être supportés par le fusible et le courant du moteur en régime permanent, 10 à 20 A, est bien inférieur au courant assigné du fusible (32 A).

De plus, bien que un fusible de type gM ait une caractéristique apte à réaliser une protection contre les courants de surcharge, en pratique celle-ci n'est pas utilisée en protection moteur : un relais thermique de protection est toujours nécessaire avec la mise en œuvre d'une protection par fusible de type gM. Le seul avantage offert par un fusible de type gM, comparé à un fusible de type aM, est la réduction de sa taille physique et son coût légèrement plus faible.

2.3 Les appareils combinés

Ils permettent de réaliser les installations avec moins d'appareillage et moins d'études de compatibilité.

Les appareils simples ne réalisent pas simultanément les trois fonctions de base : protection, commande, sectionnement.

Combiné interrupteur fusible

Deux types sont à considérer :

- type interrupteur à déclenchement automatique : la fusion d'un (ou plusieurs) fusible(s) provoque l'ouverture de l'interrupteur. Cette fonction est réalisée par l'utilisation d'une cartouche fusible équipée d'un percuteur et, pour l'interrupteur, d'un dispositif de déclenchement à ressorts associé au mécanisme de commande manuelle (cf. **Fig. H14**),

- type interrupteur (non automatique ou automatique) : un interrupteur est associé à un jeu de fusibles dans le même coffret.

Dans certains pays (surtout anglo-saxons), les désignations d'interrupteur-fusible et de fusible-interrupteur ont des significations spécifiques (reconnues par la norme CEI 60947-3) :

- un interrupteur-fusible comprend un interrupteur tripolaire (généralement à double coupure par pôle) placé en amont de trois socles fixes, dans lesquels les cartouches fusibles sont insérées (cf. **Fig. H15**),

- un fusible-interrupteur consiste en trois contacts mobiles (couteaux) à double coupure par phase qui constituent les socles des fusibles. Les fusibles sont maintenus par des contacts à pression sur le contact mobile. Certains fusibles-interrupteurs n'ont seulement qu'une coupure par phase, comme l'indique le schéma de la **Figure H16**.

La plage de courants couverte par les fusibles-interrupteurs est limitée à 100 A pour une tension triphasée de 400 V, du fait que leur utilisation principale est dans les installations domestiques ou analogues.

Sectionneur-fusible ou fusible-sectionneur + discontacteur

Interrupteur-sectionneur-fusible ou fusible-interrupteur-sectionneur + discontacteur

Comme mentionné précédemment, un discontacteur n'a pas de protection contre les courants de court-circuit. Il est donc nécessaire de la réaliser avec des fusibles (généralement de type aM). La combinaison est principalement utilisée pour les circuits de protection moteur, car le sectionnement de l'interrupteur-sectionneur permet des interventions en toute sécurité telles que :

- le changement des fusibles (avec sectionnement du circuit),
- l'intervention sur le circuit en aval du discontacteur (risque de fermeture à distance du discontacteur).

Un sectionneur-fusible n'a pas d'aptitude à la coupure en charge, aussi il doit être interverrouillé avec le discontacteur (cf. **Fig. H17**) afin que son ouverture et sa fermeture ne soient possibles que si le discontacteur est ouvert.

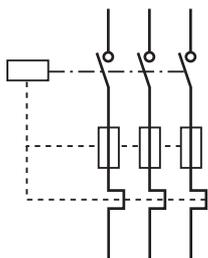


Fig. H14 : Symbole d'un interrupteur-fusible automatique équipé d'un relais thermique



Fig. H15 : Schéma d'un fusible-interrupteur non automatique

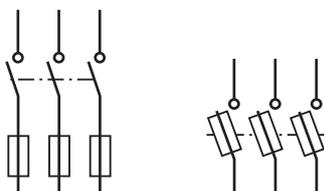


Fig. H16 : Symbole d'un interrupteur-fusible et d'un fusible-interrupteur

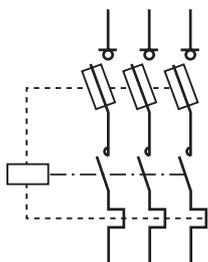


Fig. H17 : Schéma d'un sectionneur-fusible + discontacteur

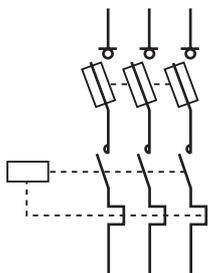


Fig. H18 : Schéma d'un interrupteur-sectionneur-fusible+discontacteur

Un interrupteur-sectionneur-fusible ne nécessite pas d'être interverrouillé avec un autre appareillage (contacteur). (cf. **Fig. H18**).

L'interrupteur doit être de classe AC22 ou AC23 si le circuit alimente un moteur.

Disjoncteur + contacteur

Disjoncteur + discontacteur

Ces associations sont utilisées dans les réseaux de distribution télécommandés qui ont un besoin d'un nombre de manœuvres très élevé, ou pour la commande et la protection des départs moteurs.

3 Choix de l'appareillage

3.1 Fonctions réalisées

Le tableau de la **Figure H19** récapitule les aptitudes des différents appareils à remplir les fonctions de base.

	Sectionnement	Commande				Protection électrique		
		Fonctionnelle	Coupeure d'urgence	Arrêt d'urgence	Coupeure pour entretien mécanique	Surcharge	Court-circuit	Différentielle
Sectionneur ⁽⁴⁾	■							
Interrupteur ⁽⁵⁾	■	■	■ (1)	■ (1) (2)	■			
Interrupteur différentiel ⁽⁵⁾	■	■	■ (1)	■ (1) (2)	■			■
Interrupteur/sectionneur	■	■	■ (1)	■ (1) (2)	■			
Contacteur		■	■ (1)	■ (1) (2)	■	■ (3)		
Télérupteur		■	■ (1)		■			
Fusibles	■					■	■	
Disjoncteur		■	■ (1)	■ (1) (2)	■	■	■	
Disjoncteur/sectionneur et ACP ⁽⁵⁾	■	■	■ (1)	■ (1) (2)	■	■	■	
Disjoncteur différentiel ⁽⁵⁾	■	■	■ (1)	■ (1) (2)	■	■	■	
Lieu d'installation (principe général)	A l'origine de chaque circuit	Partout où, pour, des raisons d'exploitation, il faut pouvoir interrompre l'exploitation	En général à l'origine de chaque tableau	Au niveau des circuits alimentant les machines	Au niveau des circuits alimentant les machines	A l'origine de chaque circuit	A l'origine	A l'origine des circuits avec les SLT TN-S, IT et TT
Textes réglementaires	<ul style="list-style-type: none"> ■ NF C 15-100 § 462 et 536-2 ■ NF C 13-100 (4) ■ décret du 14/11/88 art. 9 ■ NF EN ISO 12100 - 2 (sécurité des machines - notions fondamentales) et NF EN 60204-1 (sécurité des machines - équipement électrique) ■ règlement CNOMO (industrie automobile) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ NF C 15-100 § 465 et 536-5 	<ul style="list-style-type: none"> ■ NF C 15-100 § 463 et 536-3 ■ décret du 14/11/88 art. 10 	<ul style="list-style-type: none"> ■ NF C 15-100 § 463 ■ NF EN ISO 12100 - 2 (sécurité des machines fondamentales) et NF EN 60204-1 (sécurité des machines - équipement électrique) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ NF C 15-100 § 464 et 536-4 ■ NF EN ISO 12100 - 2 (sécurité des machines fondamentales) et NF EN 60204-1 (sécurité des machines - équipement électrique) ■ règlement CNOMO (industrie automobile) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ NF C 15-100 § 43 	<ul style="list-style-type: none"> ■ NF C 15-100 § 43 	<ul style="list-style-type: none"> ■ NF C 15-100 § 415 et 531-2

- (1) Si coupeure de tous les conducteurs actifs
- (2) Le maintien de l'alimentation peut être nécessaire pour assurer le freinage
- (3) S'il est associé à un relais thermique (l'ensemble contacteur + relais constitue un démarreur et est souvent appelé discontacteur)
- (4) La NF C 13-100 impose à l'origine des installations alimentées par un poste à comptage BT un dispositif de sectionnement à coupeure visible
- (5) Certains appareils peuvent être aptes au sectionnement par conformité à leurs normes sans marquage explicite (NF C 61-410, etc.)

Fig. H19 : Fonctions remplies par les différents appareils

3.2 Choix du type d'appareillage

Les logiciels apportent une aide de plus en plus grande dans ce domaine. On procède circuit par circuit. Pour chaque circuit, on détermine la liste des fonctions nécessaires à la protection et à l'utilisation de l'installation parmi celles mentionnées dans le tableau de la **Figure H19**.

Puis, on enlève celles qui seront réalisées en amont (par exemple : protection contre les contacts indirects par DDR) et l'on teste une ou plusieurs associations d'appareils sur le plan :

- du bon fonctionnement,
- de la compatibilité des matériels choisis entre eux, du courant assigné In, jusqu'au pouvoir de coupeure de la protection,
- de la compatibilité avec les appareils placés en amont ou en tenant compte de leur contribution,
- de toutes les prescriptions de sécurité.

Pour déterminer le nombre de pôles de l'appareillage, on se reportera au chapitre G paragraphe 7.4, **Figure G64**.

Les appareils multifonction, plus chers à l'achat, diminuent les coûts d'installation et les aléas à l'installation ou à l'usage. Ils se révèlent souvent la meilleure solution.

4 La solution disjoncteur

Le disjoncteur-sectionneur remplit toutes les fonctions de base de l'appareillage et offre de nombreuses autres possibilités grâce à des auxiliaires.

Comme le montre la **Figure H20** le disjoncteur-sectionneur est le seul appareil qui permet de satisfaire simultanément à toutes les fonctions de base nécessaires dans une installation électrique.

Il assure, en plus, un grand nombre d'autres fonctions, grâce à ses auxiliaires : par exemple, signalisation, protection contre les baisses de tension, télécommande, etc. Cette propriété en fait l'appareil de base de toute distribution électrique.

Fonctions	Mise en oeuvre		
	standard	auxiliaire électrique ou accessoire	
Sectionnement	■		
Commande	Fonctionnelle	■	
	Coupure et arrêt d'urgence	□	Avec bobine de déclenchement pour commande à distance
	Coupure pour entretien mécanique	■	
Protection	Surcharge	■	
	Court-circuit	■	
	Défaut d'isolement	□	Avec relais différentiel
	Baisse de tension	□	Avec bobine à manque de tension
Télécommande	□	Avec commande électrique ou disjoncteur télécommandé	
Mesure / signalisation	□	Généralement en option avec déclencheur électronique	

Fig. H20 : Fonctions du disjoncteur-sectionneur

H12

Les disjoncteurs industriels doivent être conformes aux normes CEI 60947-1 et 60947-2. Les disjoncteurs domestiques doivent être conformes aux normes CEI 60898.

Correspondances :
CEI 60898 et NF EN 60898
CEI 60947 et NF EN 60947

4.1 Normes et description

Normes

En installation industrielle, les disjoncteurs doivent être conformes aux normes CEI 60947 (série) (voir liste des normes au chapitre A paragraphe 2.3) en particulier :

- 60947-1 : Appareillage à basse tension - Règles générales
- 60947-2 : Appareillage à basse tension - Disjoncteurs

En installation domestique et assimilée, ils doivent être conformes à la norme CEI 60898.

Description

La **Figure H21** montre schématiquement la constitution d'un disjoncteur de type industriel et ses différents composants :

- le système de coupure, avec les contacts, fixes et mobiles, et la chambre de coupure ;
- le mécanisme à accrochage qui est déverrouillé par l'action du dispositif de déclenchement en cas de détection de courants anormaux, ce mécanisme est aussi lié à la manœuvre de la poignée du disjoncteur ;
- le déclencheur agissant sur le mécanisme de coupure :
 - soit un déclencheur magnétothermique dans lequel
 - un élément «thermomécanique», généralement un bilame, détecte une condition de surcharge,
 - un circuit magnétique actionne une palette à partir d'un seuil de courant en condition de court-circuit,
 - soit électronique comprenant des capteurs (transformateurs de courants), une électronique de traitement et de commande et un actionneur,
- les plages de raccordement amont et aval.

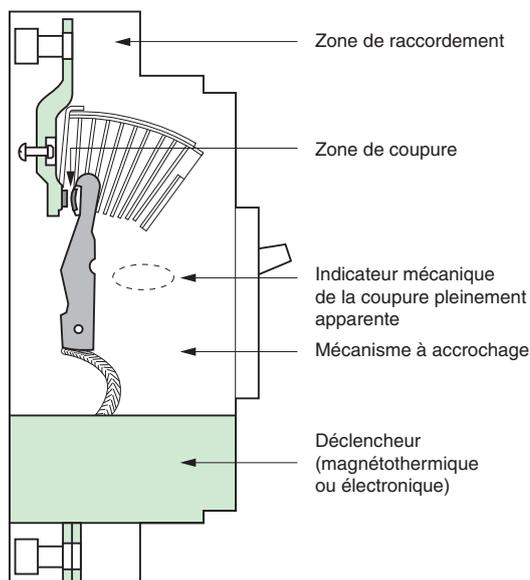


Fig. H21 : Constitution d'un disjoncteur

4 La solution disjoncteur

Correspondances :
CEI 60898 et NF EN 60898
CEI 60947 et NF EN 60947



Fig. H22 : Disjoncteur de type domestique assurant la protection contre les surintensités et l'isolement du circuit



Fig. H23 : Disjoncteur de type domestique comme Fig. H25 avec une protection différentielle intégrée



Fig. H25 : Exemple de disjoncteurs industriels modulaires (Compact NSX) réalisant de multiples fonctions

Certains disjoncteurs modulaires de type domestique (cf. **Fig. H22**), répondant à la norme CEI 60898 et aux normes nationales correspondantes, peuvent fournir une protection contre les défauts d'isolement par ajout d'un module dispositif différentiel à courant résiduel haute sensibilité (30 mA). Alors que cette fonction protection différentielle est intégrée dans les disjoncteurs différentiels modulaires de type domestique répondant à la norme CEI 61009 (cf. **Fig. H23**) et de type industriel répondant à la norme CEI 60947-2 annexe B.

En plus des protections mentionnées ci-dessus, d'autres fonctions peuvent être associées à une base disjoncteur au moyen de modules additionnels (cf. **Fig. H24**) en particulier les fonctions de commande à distance et de signalisation (ouvert-fermé-déclenché).

Les disjoncteurs de puissance en boîtier moulé conformes à la norme CEI 60947-2 correspondent typiquement à des calibres de 100 à 630 A et sont équipés ou équipables d'une gamme d'auxiliaires (cf. **Fig. H25**) réalisant des fonctions identiques à celles décrites ci-dessus.

Les disjoncteurs de puissance forte intensité conformes à la norme CEI 60947-2 ont des calibres plus élevés et sont généralement utilisés dans les TGBT pour assurer la protection des circuits de 630 à 6300 A (cf. **Fig. H26**).

Les déclencheurs Micrologic équipent les disjoncteurs Compact NSX et Masterpact (marque Schneider Electric). En plus des fonctions de protection, ces déclencheurs assurent des fonctions d'optimisation telles que la mesure (y compris la mesure des indicateurs de qualité de l'énergie), le diagnostic, la communication, la commande et la surveillance de la distribution électrique.

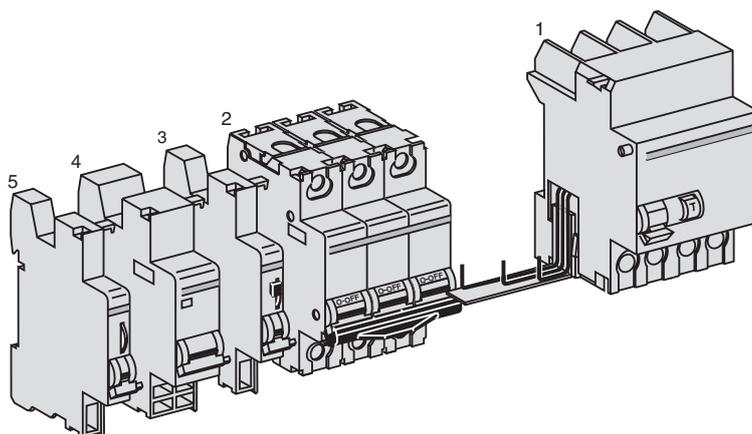


Fig. H24 : Composants des disjoncteurs modulaires BT du Système «Multi 9»

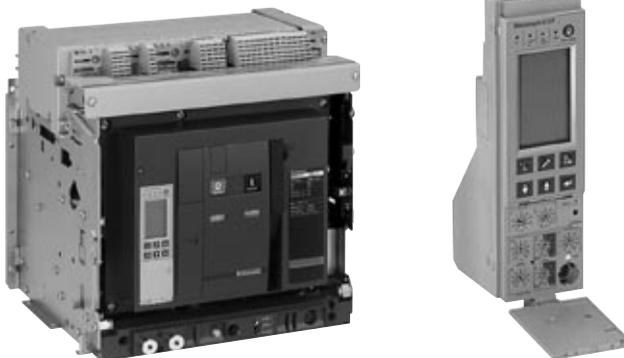


Fig. H26 : Exemple de disjoncteurs de puissance forte intensité Masterpact ayant de multiples fonctions de surveillance et de commande dans son déclencheur Micrologic

H13

4.2 Caractéristiques fondamentales d'un disjoncteur

Les caractéristiques fondamentales d'un disjoncteur sont :

- la tension assignée d'emploi (U_e),
- le courant assigné d'emploi (I_n),
- les courants de réglage des déclencheurs protection contre les courants de surcharge (I_r ou I_{rth}) et de court-circuit (I_m ou I_{sd} et I_i)⁽¹⁾,

Pour des raisons de simplification de l'exposé, la terminologie I_r , I_m et I_i est utilisée pour les seuils de réglage des différentes protections dans les applications générales.

- le pouvoir de coupure industriel ou domestique (I_{cu} ou I_{cn}).

Tension assignée d'emploi U_e

C'est la tension pour laquelle le disjoncteur a été conçu pour fonctionner dans des conditions normales de performances.

D'autres tensions correspondantes à des conditions limites de fonctionnement comme indiqué au paragraphe 4.3 sont aussi assignées au disjoncteur.

Courant assigné I_n

C'est la valeur maximale de courant qu'un disjoncteur équipé d'un déclencheur de protection contre les surintensités spécifié peut conduire indéfiniment pour une température ambiante spécifiée par le constructeur, sans avoir un échauffement excessif (hors de limites spécifiées) des parties conductrices.

Exemple

Un disjoncteur (boîtier) de courant assigné $I_n = 125$ A est prévu pour conduire indéfiniment un courant de 125 A à une température ambiante de 40 °C avec un déclencheur de protection contre les surintensité réglé à 125 A.

Ce même disjoncteur peut cependant être utilisé à une valeur plus élevée de température ambiante s'il est correctement «déclassé». Ainsi ce disjoncteur peut conduire indéfiniment 117 A à une température ambiante de 50 °C, ou de même 109 A à 60 °C, tout en respectant les limites de température spécifiées.

Les disjoncteurs équipés de déclencheur électronique peuvent supporter des températures ambiantes plus élevées jusqu'à 60 °C (ou même 70 °C).

Le déclassement du disjoncteur est réalisé simplement en réduisant le réglage de protection contre les courants de surcharge de son déclencheur.

Note : le courant assigné I_n , défini pour les disjoncteurs dans la norme CEI 60947-2, est égal au courant assigné ininterrompu I_u , défini pour l'appareillage industriel dans la norme CEI 60947-1.

Taille d'un disjoncteur

Lorsqu'un disjoncteur peut être équipé de plusieurs déclencheurs de courants assignés différents, la taille du disjoncteur correspond au courant assigné le plus élevé des déclencheurs qui peuvent l'équiper.

Exemple :

Un disjoncteur Compact NSX630 (taille 630 A) peut recevoir plusieurs types de déclencheurs électroniques Micrologic 5.3 de calibre (courant assigné) 400 A ou 630 A et ainsi couvrir la plage de 160 A à 630 A.

Courant de réglage (I_{rth} ou I_r) des déclencheurs

Les disjoncteurs modulaires de type domestiques (de faibles calibres) sont très facilement interchangeables, et ont des déclencheurs intégrés. Les disjoncteurs de type industriel sont équipés de déclencheurs interchangeables. De plus, afin d'adapter un disjoncteur aux caractéristiques du circuit qu'il protège, et d'éviter le surdimensionnement des conducteurs, le déclencheur est généralement réglable. La valeur I_r ou I_{rth} (les deux désignations sont couramment utilisées) qualifie le réglage du déclencheur : elle correspond au seuil de réglage de la protection Long retard (thermique) du déclencheur et du disjoncteur associé.

Note : Pour le réglage de la protection d'une canalisation par disjoncteur, le courant I_r (ou I_{rth}) doit être plus grand que le courant maximal de charge I_b , mais inférieur au courant maximal admissible I_z dans la canalisation (voir chapitre G paragraphe 1.3), ainsi :

- la protection de la canalisation est assurée : l'utilisation d'une protection par disjoncteur ne nécessite pas un surdimensionnement des canalisations car le disjoncteur déclenche avant que la canalisation atteigne sa limite thermique,
- le fonctionnement du circuit se fait sans déclenchement intempestif de la protection.

Correspondance :
CEI 60947-2 et NF EN 60947-2

(1) Le tableau ci après résume les désignations des différents réglages

Type de protection	Désignation pour les déclencheurs intégrés ou magnétothermiques	Désignation pour les déclencheurs électroniques
Contre les courants de surcharge	$I_r^{(2)}$ Protection thermique	$I_r^{(2)}$ Protection Long retard
Contre les courants de court-circuit	I_m Protection magnétique	$I_{sd}^{(2)}$ Protection Court retard $I_i^{(2)}$ Protection Instantanée

(2) Terminologie conforme à l'annexe K de la norme CEI 60947-2

4 La solution disjoncteur

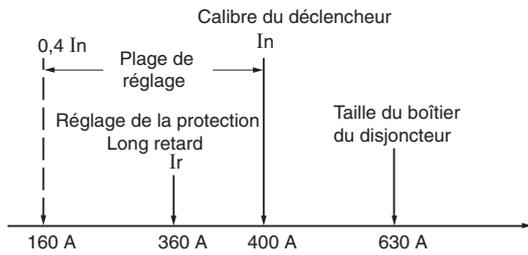


Fig. H27 : Exemple d'un disjoncteur Compact NSX 630N équipé d'un déclencheur Micrologic 6.3 E réglé à 0,9 soit $I_r = 360 A$

Les déclencheurs thermiques sont généralement réglables de 0,7 à 1 fois le courant nominal I_n du déclencheur.

Les déclencheurs électroniques ont des plages de réglage de 0,4 à 1 fois le courant nominal I_n du déclencheur : c'est un avantage intéressant lorsque des évolutions importantes de l'installation sont prévues.

Exemple (cf. Fig. H27)

Un disjoncteur Compact NSX630 N (taille du boîtier) équipé d'un déclencheur Micrologic 6.3 E de calibre 400 A réglé à 0,9 a une protection Long retard égale à :

$$I_r = 400 \times 0,9 = 360 A$$

Note : Si le disjoncteur n'est pas équipé d'un déclencheur réglable (ou intègre un dispositif de déclenchement fixe, cas général des disjoncteurs modulaires de petit calibre), $I_r = I_n$.

Exemple : pour un disjoncteur C60N 20 A, $I_r = I_n = 20 A$.

Courant de fonctionnement (I_m ou I_{sd}) des déclencheurs de court-circuit

Le rôle des déclencheurs de court-circuit (magnétique ou Court retard) est de provoquer l'ouverture rapide du disjoncteur pour les fortes surintensités.

Leur seuil de fonctionnement I_m est :

- soit fixé par la norme pour les disjoncteurs domestiques régis par la norme CEI 60898,
- soit indiqué par le constructeur pour les disjoncteurs industriels régis par la norme CEI 60947-2.

Pour ces derniers, il existe une grande variété de déclencheurs permettant à l'utilisateur de disposer d'un appareil bien adapté aux caractéristiques du circuit à protéger, même dans les cas les plus particuliers (cf. Fig. H28, Fig. H29 et Fig. H30).

Correspondances :
CEI 60898 et NF EN 60898
CEI 60947-2 et NF EN 60947-2

H15

	Type de déclencheur	Protection contre les surcharges	Protection contre les courts-circuits		
			Seuil bas type B	Seuil standard type C	Seuil haut type D
Disjoncteurs domestiques CEI 60898	Magnéto-thermique	$I_r = I_n$	$3 I_n \leq I_m \leq 5 I_n$	$5 I_n \leq I_m \leq 10 I_n$	$10 I_n \leq I_m \leq 20 I_n^{(1)}$
Disjoncteurs industriels ⁽²⁾ modulaires	Magnéto-thermique	$I_r = I_n$ fixe	Seuil bas type B ou Z $3,2 I_n \leq \text{fixe} \leq 4,8 I_n$	Seuil standard type C 7 $I_n \leq \text{fixe} \leq 10 I_n$	Seuil haut type D ou K $10 I_n \leq \text{fixe} \leq 14 I_n$
Disjoncteurs ⁽²⁾ industriels CEI 60947-2	Magnéto-thermique	$I_r = I_n$ fixe	Fixe : $I_m = 7 \text{ à } 10 I_n$		
		Réglable : $0,7 I_n \leq I_r \leq I_n$	Réglable : - Seuil bas : $2 \text{ à } 5 I_n$ - Seuil standard : $5 \text{ à } 10 I_n$		
	Electronique	Long retard $0,4 I_n \leq I_r \leq I_n$	Court retard (I_{sd}) réglable $I_r \leq I_{sd} \leq 10 I_r$ Instantané (I_i) fixe $I_i = 12 \text{ à } 15 I_n$		

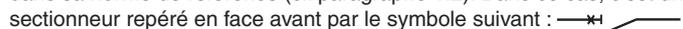
(1) $50 I_n$ dans la norme CEI 60898, ce qui est considéré comme une valeur irréaliste par la plupart des constructeurs européens (produits Schneider Electric = $10 \text{ à } 14 I_n$).

(2) Pour un usage industriel, la norme CEI 60947-2 ne spécifie aucune valeur. Les valeurs ci-dessus sont seulement données comme étant celles les plus couramment utilisées.

Fig. H28 : Plages de réglage des protections contre les courants de surcharge et de court-circuit des déclencheurs des disjoncteurs BT

Aptitude au sectionnement

Un disjoncteur est apte au sectionnement s'il est conforme aux prescriptions prévues dans sa norme de référence (cf. paragraphe 1.2). Dans ce cas, c'est un disjoncteur sectionneur repéré en face avant par le symbole suivant :

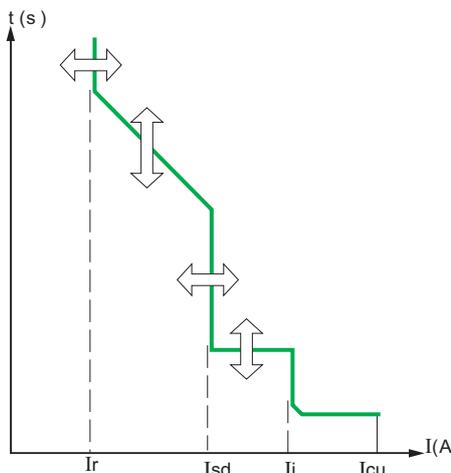


Tous les appareils Multi 9, Compact et Masterpact sont dans cette catégorie.

Pouvoir assigné de coupure en court-circuit (I_{cu} ou I_{cn})

Le pouvoir assigné de coupure en court-circuit d'un disjoncteur est la valeur la plus élevée d'un courant présumé de défaut que le disjoncteur est capable de couper sans être endommagé. La valeur normalisée de ce courant est la valeur efficace de sa composante alternative, la composante transitoire continue, qui est toujours présente dans les cas de court-circuit, étant considérée comme nulle (cas très particulier d'un court-circuit «symétrique»).

La performance de coupure des courants de court-circuit d'un disjoncteur BT est globalement liée au $\cos \varphi$ de la boucle de défaut. Les normes établissent les valeurs normalisées de cette relation.



Ir : Courant de réglage de la protection contre les courants de surcharge (protection thermique ou Long retard)

Isd : Courant de réglage de la protection contre les courants de court-circuit (protection magnétique ou Court retard)

Ii : Courant de réglage de la protection contre les courants de court-circuit Instantané

Icu : pouvoir de coupure

Fig. H30 : Courbe de fonctionnement type d'un disjoncteur électronique

Icu	cos φ
6 kA < Icu ≤ 10 kA	0,5
10 kA < Icu ≤ 20 kA	0,3
20 kA < Icu ≤ 50 kA	0,25
50 kA < Icu	0,2

Fig. H31 : Relation entre Icu et cos φ (selon la norme CEI 60947-2).

Correspondance :
CEI 60947-2 et NF EN 60947-2

La connaissance de ces caractéristiques moins importantes est cependant souvent nécessaire au choix définitif d'un disjoncteur.

(1) O représente une manœuvre d'ouverture.
CO représente une manœuvre de fermeture suivie d'une manœuvre d'ouverture.

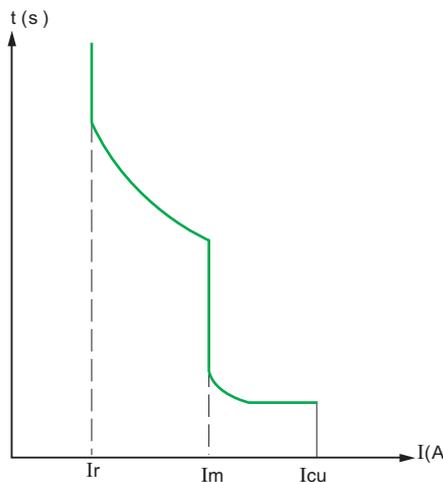


Fig. H29 : Courbe de fonctionnement type d'un disjoncteur magnétothermique

Les valeurs assignées, Icu pour les disjoncteurs de type industriel et Icn pour les disjoncteurs de type domestique, sont données en kA efficace.

La norme CEI 60947-2 définit deux performances de pouvoir de coupure soit :

- le pouvoir assigné de coupure ultime en court-circuit (Icu) : le disjoncteur est capable de couper un tel courant suivant la séquence d'essai normative O – CO⁽¹⁾, ensuite il peut être endommagé mais l'installation ne doit pas être dangereuse (sectionnement assuré),

- le pouvoir assigné de coupure de service en court-circuit (Ics) exprimé en % de Icu : il représente un niveau de courant de court-circuit plus réaliste (au point d'installation). Le disjoncteur doit être capable, après sa coupure, de fonctionner sans dégradation de ses performances suivant la séquence d'essai normative O – CO – CO⁽¹⁾.

D'autres caractéristiques sont définies dans la norme CEI 60947-2 et développées dans le paragraphe 4.3.

- Déphasage courant/tension : si le courant est en phase avec la tension d'alimentation (facteur de puissance (cos φ) = 1 pour le circuit), la coupure du courant est plus aisée à réaliser qu'à toute autre valeur du facteur de puissance. En revanche, la coupure d'un courant avec un facteur de puissance de type inductif de faible valeur est nettement plus difficile à réaliser.

Dans la pratique, pour tous les courants de court-circuit, le facteur de puissance est de type inductif et est (plus ou moins) de faible valeur. En général, à une tension donnée, plus le niveau de court-circuit est élevé, plus le facteur de puissance est faible, par exemple, plus le disjoncteur est proche d'un transformateur MT/BT de forte puissance.

Le tableau de la **Figure H31** extrait de la norme CEI 60947-2 établit les valeurs normalisées du cos φ en fonction de la valeur Icu pouvoir de coupure du disjoncteur. La norme CEI 60947-2 a défini une batterie d'essais regroupés en séquences et devant être répétés sur un nombre spécifié d'appareils.

- le même appareil est soumis à une suite d'essais cumulatifs incluant un essai de fermeture et d'ouverture sur court-circuit,

- après la séquence d'essais de la performance Icu d'un disjoncteur [ouverture (O)-temporisation-fermeture/ouverture (CO)], des mesures et des essais complémentaires sont réalisés pour s'assurer que les caractéristiques suivantes n'ont pas été dégradées :

- la tenue diélectrique,
- la performance de déconnexion (aptitude à l'isolement),
- le fonctionnement correct de la protection contre les courants de surcharge.

4.3 Autres caractéristiques d'un disjoncteur

Tension d'isolement (Ui)

C'est la valeur de la tension qui sert de référence pour les performances diélectriques de l'appareil effectuées généralement à des valeurs supérieures à 2Ui.

La tension d'emploi maximale d'un disjoncteur ne peut être qu'inférieure ou égale à Ui.

Ue ≤ Ui.

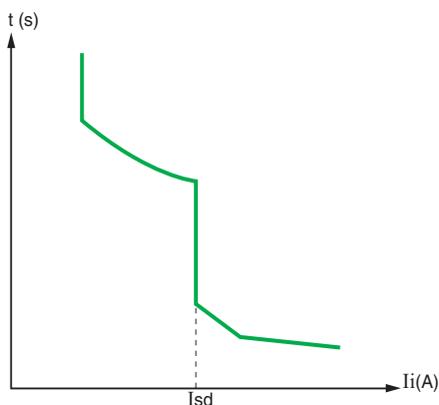


Fig. H32 : Disjoncteur de catégorie A

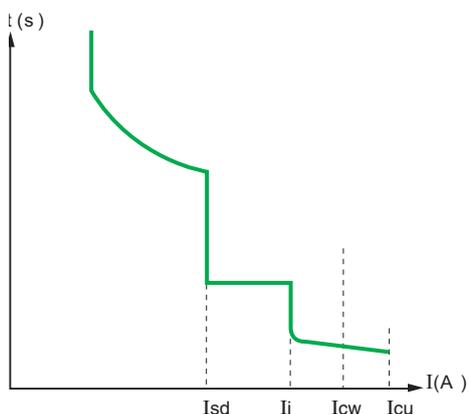


Fig. H33 : Disjoncteur de catégorie B

Dans toute installation, il est exceptionnel qu'un disjoncteur ait à couper un courant de défaut d'intensité analogue à son pouvoir de coupure Icu. C'est pour cette raison qu'un pouvoir de coupure de service Ics a été défini.

Correspondance :
CEI 60947-2 et NF EN 60947-2

Tension de tenue aux chocs (Uimp)

Cette caractéristique exprimée en kV choc traduit l'aptitude d'un matériel à résister aux tensions transitoires susceptibles de se présenter en exploitation.

Généralement pour les disjoncteurs industriels $U_{imp} = 8$ kV, et pour les disjoncteurs domestiques $U_{imp} = 6$ kV.

Catégorie (A ou B) courant de courte durée admissible (Icw)

Pour les disjoncteurs industriels (paragraphe 4.2) il existe deux catégories d'appareils :

- ceux de catégorie A pour lesquels aucun retard au déclenchement sur court-circuit n'est prévu (cf. Fig. H32). C'est le cas généralement des disjoncteurs sous boîtier moulé type Compact NSX,
- ceux de catégorie B pour lesquels, en vue de réaliser une sélectivité chronométrique, il est possible de retarder le déclenchement sur court-circuit de valeur inférieure au courant de courte durée admissible Icw (cf. Fig. H33). C'est généralement le cas des disjoncteurs ouverts type Masterpact et de certains gros disjoncteurs sous boîtier moulé (Compact NS1250N par exemple).

Icw est le courant maximal que peut supporter thermiquement et électrodynamiquement un disjoncteur de catégorie B pendant un temps donné par le constructeur.

Pouvoir de fermeture (Icm)

C'est la plus grande intensité de courant que le disjoncteur peut établir sous la tension assignée dans des conditions spécifiées. En courant alternatif, il s'exprime par la valeur de crête du courant. Le pouvoir de fermeture est égal à k fois le pouvoir de coupure, k étant donné par la Figure H34.

Icu	cos φ	Icm = kIcu
6 kA < Icu ≤ 10 kA	0,5	1,7 x Icu
10 kA < Icu ≤ 20 kA	0,3	2 x Icu
20 kA < Icu ≤ 50 kA	0,25	2,1 x Icu
50 kA ≤ Icu	0,2	2,2 x Icu

Fig. H34 : Relation entre Icu, Icm et cos φ (selon les normes CEI 60947-2 et NF EN 60947-2)

Exemple : un disjoncteur Masterpact NW08H2 a un pouvoir assigné de coupure ultime Icu de 100 kA. La valeur du pouvoir assigné de fermeture en court-circuit Icm (valeur crête) est donné par : $100 \times 2,2 = 220$ kA.

Performance de coupure de service (Ics)

Le pouvoir de coupure (Icu ou Icn) représente le courant de court-circuit maximal que peut avoir à couper un disjoncteur. La probabilité d'apparition d'un tel défaut est extrêmement faible et en exploitation un disjoncteur n'a en général à couper que des courants beaucoup plus faibles.

En revanche, il est important que des courants de court-circuit de probabilité plus élevée, soient coupés dans de très bonnes conditions afin de garantir, après élimination de la cause du défaut, la remise en service rapide et en toute sécurité de l'installation.

C'est pour cette raison que la CEI 60947-2 a introduit le pouvoir de coupure en service Ics, généralement exprimé en % de Icu (valeur à choisir par le constructeur entre 25, 50, 75 et 100 %), défini de la manière suivante :

- O - CO - CO (à la valeur Ics),
- les essais réalisés après cette séquence sont destinés à vérifier que le disjoncteur est en bon état et apte à assurer un service normal.

Pour les disjoncteurs de type domestique, $I_{cs} = k I_{cn}$, les valeurs du facteur k sont données dans le tableau XIV des normes CEI 60898 et NF EN 60898.

En Europe, il est de bonne pratique industrielle d'utiliser un facteur k de 100 %, soit $I_{cs} = I_{cn}$.

De nombreux disjoncteurs BT ont, par conception, une aptitude à limiter le courant de court-circuit c'est à dire à réduire son amplitude et à l'empêcher d'atteindre sa valeur de crête maximale dissymétrique (cf. Fig H35).

Limitation du courant de défaut

La capacité de limitation du courant d'un disjoncteur BT est déterminée par son aptitude à empêcher le passage d'un courant de défaut, en ne laissant passer qu'un courant d'intensité limitée, comme indiqué dans la Figure H35.

Le courant «présumé» de défaut fait référence au courant qui circulerait dans le circuit si le disjoncteur n'avait pas de performance de limitation ou s'il n'y avait pas de protection.

La performance de limitation du courant du disjoncteur est indiquée par le constructeur sous forme de courbes de limitation (cf. Fig. H36).

■ La courbe du graphe « a » représente la valeur crête du courant limité en fonction de la valeur efficace de la composante alternative du courant présumé de défaut. La valeur crête non limitée de ce courant est représentée par une droite tangente à la courbe (aux courants faibles de défauts, il n'y a pas de limitation de courant).

■ La limitation du courant réduit de façon importante les contraintes thermiques (proportionnelles à I^2t) et cette performance est représentée sur le graphe « b » de la Figure H36 en fonction de la valeur efficace de la composante alternative du courant présumé de défaut.

Certaines normes traitant des disjoncteurs pour les installations domestiques ou analogues (en particulier la norme européenne EN 60898) ont établi des classes. De ce fait un disjoncteur appartenant à une classe (de limiteur de courant) a une caractéristique de courant traversant limité I^2t définie par cette classe. Dans ce cas, les constructeurs n'ont pas à fournir des courbes de performance.

H18

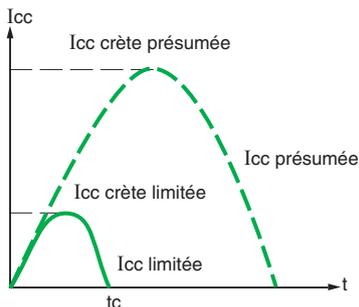


Fig. H35 : Courant présumé et courant limité réel

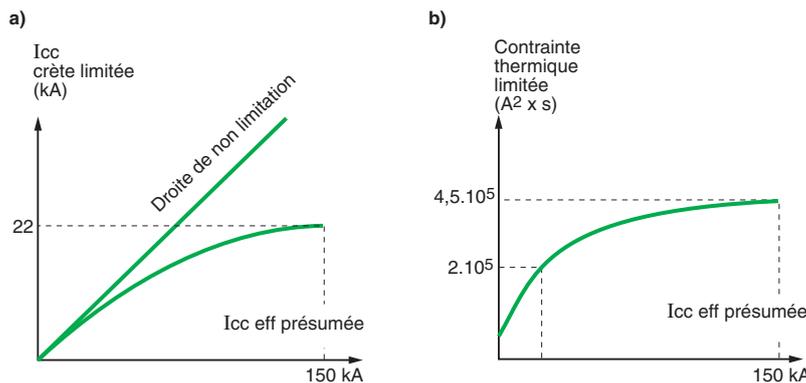


Fig. H36 : Courbes de performance d'un disjoncteur limiteur BT

La limitation de courant réduit à la fois les contraintes thermiques et électrodynamiques sur tous les éléments au travers desquels le courant de défaut passe et ainsi prolonge la durée d'utilisation de ces éléments. De plus, elle permet de mettre en œuvre la technique de filiation qui réduit significativement les coûts de conception et d'installation (cf. § 4.5).

Les avantages de la limitation

L'utilisation de disjoncteurs limiteurs présente de nombreux avantages :

- meilleure conservation de l'installation électrique : la limitation atténue fortement les effets néfastes des courants de court-circuit,
- réduction des effets thermiques : l'échauffement des conducteurs (et aussi de leur isolant) est significativement réduite, de sorte que la durée de vie des conducteurs est prolongée en conséquence,
- réduction des effets mécaniques : les forces dues aux répulsions électrodynamiques sont plus faibles avec moins de risques de déformations et de ruptures, de brûlures des contacts, etc.
- réduction des effets électromagnétiques (CEM) sur les équipements de mesure et les circuits associés, sur les réseaux de télécommunications, etc.

Exemple

Sur un départ ayant un courant présumé de court-circuit I_{cc} de 150 kA efficace, un disjoncteur Compact NSX de type L limite l'amplitude du courant crête à moins de 10 % de celle du courant crête présumé, et réduit les effets thermiques à moins de 1 % de ceux qui auraient été créés par le courant présumé de défaut.

La filiation sur plusieurs niveaux de la distribution d'une installation BT, réalisée en aval d'un disjoncteur limiteur permet des gains économiques importants (cf. paragraphe 4.5) : par exemple, économie sur le choix des disjoncteurs (de performance moindre, donc moins coûteux), sur le dimensionnement des tableaux et sur l'étude (plus simple) de l'installation, soit une réduction totale de 20 % des coûts.

Avec la gamme de disjoncteurs Compact NSX, la sélectivité et la filiation des protections sont possibles simultanément jusqu'au plein pouvoir de coupure du disjoncteur en aval.

Le choix d'un disjoncteur est déterminé par : les caractéristiques électriques de l'installation, l'environnement, les récepteurs et l'aptitude à la télécommande et au type de communication souhaité.

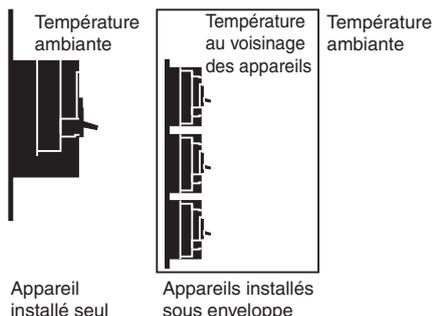


Fig. H37 : Température ambiante

Les disjoncteurs à déclencheurs thermiques non compensés ont un courant de déclenchement dépendant de la température.

4.4 Choix d'un disjoncteur

Choix d'un disjoncteur

Le choix d'un disjoncteur s'effectue en fonction :

- des caractéristiques électriques de l'installation sur laquelle il est installé,
- de l'environnement dans lequel il se trouve, température ambiante, installation en armoire, conditions climatiques,
- des caractéristiques de pouvoir de coupure et de pouvoir de fermeture,
- des impératifs d'exploitation : sélectivité, nécessité ou non de fonctions auxiliaires telles que télécommande, commande rotative, contacts auxiliaires, bobines de déclenchement auxiliaire, MN ou MX, insertion dans un réseau de communication local ou de supervision, etc,
- des règles d'installation, en particulier pour la protection des personnes,
- des caractéristiques des récepteurs, tels que moteurs, éclairage fluorescent, transformateurs BT/BT, etc. Les problèmes posés par ces récepteurs sont examinés en détail au chapitre M.

Ce qui suit s'attache au choix d'un disjoncteur dans les circuits de distribution.

Choix du courant assigné en fonction de la température

Le courant assigné d'un disjoncteur est défini pour un fonctionnement de l'appareil dans une température ambiante donnée, en général :

- 30 °C pour les disjoncteurs de type domestique,
- 40 °C pour les disjoncteurs de type industriel.

Le comportement des disjoncteurs dans des conditions de température différentes dépend de la technologie des déclencheurs. (cf. Fig. H37).

Déclencheurs magnétothermiques non compensés

Les disjoncteurs à déclencheurs thermiques non compensés ont un courant de déclenchement dépendant de la température. Si l'appareil est placé dans un coffret ou une armoire, ou dans une ambiance chaude, le courant de fonctionnement des déclencheurs thermiques peut être modifié. Les appareils Compact NSX sont calibrés à 40 °C. Pour des températures ambiantes supérieures, la déflexion du bilame modifie le seuil de déclenchement. Il y a "déclassement" si l'appareil est soumis à une température supérieure à sa température de référence. Les constructeurs donnent donc pour leurs disjoncteurs des tableaux de déclassement (ex : Fig. H38).

Les appareils de type modulaire (par exemple, gamme Multi 9 de Schneider Electric) sont souvent installés côte à côte dans des coffrets de faibles dimensions. Si des disjoncteurs sont susceptibles d'être simultanément en charge, un facteur de correction (par exemple, 0,8) doit être appliqué à leur courant d'emploi.

Exemple

Quel courant assigné choisir pour un C60N ?

- devant protéger un circuit dont l'intensité d'emploi est 34 A,
- installé avec d'autres appareils côte à côte dans un coffret de distribution terminale,
- dans une température ambiante de 50 °C.

Un C60N calibre 40 A a, dans ces conditions, un courant d'emploi de $35,6 \times 0,8 = 28,5$ A (cf. Fig. H38). Il ne peut donc pas convenir. Il faut choisir un C60N, calibre 50 A dont le courant d'emploi est $44,0 \times 0,8 = 35,2$ A.

Déclencheurs magnétothermiques compensés

Ces déclencheurs comportent un bilame compensé en température qui garantit le déclenchement à la valeur de réglage du courant de surcharge (I_r ou I_{rth}) en évitant l'influence de la température ambiante.

Par exemple

- Dans certains pays, les réseaux de distribution publique BT sont en schéma TT. La protection de l'installation électrique et de l'abonné est réalisée par des disjoncteurs fournis par le distributeur d'énergie. Ces disjoncteurs (de calibre généralement ≤ 60 A) ont un rôle tarifaire de contrôle de la consommation : ainsi ils déclenchent par protection thermique dès que la consommation dépasse la valeur contractuelle de l'abonnement. Afin de conserver un seuil de déclenchement thermique constant, ces disjoncteurs doivent être compensés sous une plage de température de -5 °C à $+40$ °C.
- Les disjoncteurs BT de calibre ≤ 630 A, équipés de déclencheurs magnétothermiques, ont généralement des déclencheurs compensés pour la même plage de température de -5 °C à $+40$ °C.

C60H : courbe C. C60N : courbes B et C (Température de référence : 30 °C)

Calibre (A)	20 °C	25 °C	30 °C	35 °C	40 °C	45 °C	50 °C	55 °C	60 °C
1	1,05	1,02	1,00	0,98	0,95	0,93	0,90	0,88	0,85
2	2,08	2,04	2,00	1,96	1,92	1,88	1,84	1,80	1,74
3	3,18	3,09	3,00	2,91	2,82	2,70	2,61	2,49	2,37
4	4,24	4,12	4,00	3,88	3,76	3,64	3,52	3,36	3,24
6	6,24	6,12	6,00	5,88	5,76	5,64	5,52	5,40	5,30
10	10,6	10,3	10,0	9,70	9,30	9,00	8,60	8,20	7,80
16	16,8	16,5	16,0	15,5	15,2	14,7	14,2	13,8	13,5
20	21,0	20,6	20,0	19,4	19,0	18,4	17,8	17,4	16,8
25	26,2	25,7	25,0	24,2	23,7	23,0	22,2	21,5	20,7
32	33,5	32,9	32,0	31,4	30,4	29,8	28,4	28,2	27,5
40	42,0	41,2	40,0	38,8	38,0	36,8	35,6	34,4	33,2
50	52,5	51,5	50,0	48,5	47,4	45,5	44,0	42,5	40,5
63	66,2	64,9	63,0	61,1	58,0	56,7	54,2	51,7	49,2

Disjoncteurs Compact NSX100-250 N/H/L équipé d'un déclencheur TM-D ou TM-G

Calibre (A)	Température (°C)												
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70
16	18,4	18,7	18	18	17	16,6	16	15,6	15,2	14,8	14,5	14	13,8
25	28,8	28	27,5	25	26,3	25,6	25	24,5	24	23,5	23	22	21
32	36,8	36	35,2	34,4	33,6	32,8	32	31,3	30,5	30	29,5	29	28,5
40	46	45	44	43	42	41	40	39	38	37	36	35	34
50	57,5	56	55	54	52,5	51	50	49	48	47	46	45	44
63	72	71	69	68	66	65	63	61,5	60	58	57	55	54
80	92	90	88	86	84	82	80	78	76	74	72	70	68
100	115	113	110	108	105	103	100	97,5	95	92,5	90	87,5	85
125	144	141	138	134	131	128	125	122	119	116	113	109	106
160	184	180	176	172	168	164	160	156	152	148	144	140	136
200	230	225	220	215	210	205	200	195	190	185	180	175	170
250	288	281	277	269	263	256	250	244	238	231	225	219	213

Fig. H38 : Exemples de tableaux de courants qui servent de base à la détermination de la protection en fonction de la température

H20

Les déclencheurs électroniques procurent l'avantage d'une très grande stabilité de fonctionnement lors des variations de température.

Déclencheurs électroniques

L'électronique procure au déclencheur l'avantage d'une très grande stabilité de fonctionnement lors des variations de température (cf. Fig. H39). Cependant les appareils eux-mêmes subissent les effets de la température à leur voisinage.

Le déclassement de ces appareils est nécessaire pour garder une sécurité suffisante par rapport aux limites physiques de leurs composants (cuvrerie, capteurs, enveloppe, etc.).

Les constructeurs donnent généralement sous forme d'abaque les valeurs maximales de réglage des déclencheurs en fonction de la température.

Disjoncteur Masterpact NW20		40°C	45°C	50°C	55°C	60°C	
H1/H2/H3	Débrochable	In (A)	2 000	2 000	2 000	1 980	1 890
	prises AR horizontales	Réglage max. de Ir	1	1	1	0,99	0,95
L1	Débrochable	In (A)	2 000	200	1 900	1 850	1 800
	prises AR de chant	réglage max. de Ir	1	1	0,95	0,93	0,90

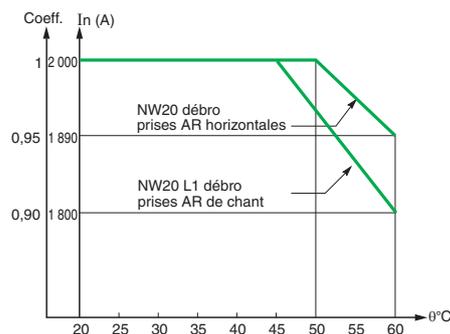


Fig. H39 : Déclassement d'un disjoncteur Masterpact NW20 selon la température

4 La solution disjoncteur

Choix d'un seuil instantané magnétique ou court-retard

La Figure H40 récapitule les principales caractéristiques des déclencheurs magnétiques ou court-retard.

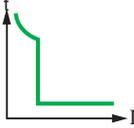
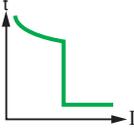
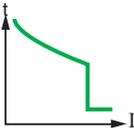
Type	Déclencheur	Applications
	Seuil bas type B	<ul style="list-style-type: none"> ■ Sources à faible puissance de court-circuit (générateurs) ■ Grandes longueurs de câbles
	Seuil standard type C	<ul style="list-style-type: none"> ■ Protection des circuits : cas général
	Seuil haut type D ou K	<ul style="list-style-type: none"> ■ Protection des circuits en présence de fort courant d'appel (exemple : transformateurs ou moteurs)
	12 In type MA	<ul style="list-style-type: none"> ■ Destiné à la protection des moteurs en association avec un discontacteur (contacteur avec protection contre les surcharges)

Fig. H40 : Différents déclencheurs magnétiques ou court-retard

Un disjoncteur dans une distribution BT doit pouvoir couper (seul ou associé à un autre dispositif) le court-circuit présumé en son point d'installation (prescriptions de la CEI 60 364 partie 4-43 § 434.5.1).

Choix d'un disjoncteur selon le pouvoir de coupure

L'installation d'un disjoncteur dans une distribution BT doit répondre à l'une des deux conditions suivantes :

- soit posséder un pouvoir de coupure I_{cu} (ou I_{cn}) au moins égal au courant de court-circuit présumé en son point d'installation,
- soit, si ce n'est pas le cas, être associé à un autre dispositif de coupure situé en amont et ayant le pouvoir de coupure nécessaire.

Dans ce dernier cas, les caractéristiques des deux dispositifs doivent être coordonnées de manière que l'énergie que laisse passer le dispositif placé en amont ne soit pas supérieure à celle que peut supporter sans dommage le dispositif placé en aval et les canalisations protégées par ces dispositifs.

Cette possibilité est mise à profit dans :

- des associations fusibles-disjoncteurs,
- des associations disjoncteurs-disjoncteurs appelées filiation qui utilisent le fort pouvoir de limitation des disjoncteurs Compact (voir le paragraphe 4.5).

Pour la France, la norme d'installation NF C 15-100 CEI 60 364 partie 4-43 reconnaît dans les mêmes termes les prescriptions décrites ci-dessus.

Choix d'un disjoncteur général d'arrivée et des disjoncteurs principaux

Un seul transformateur

Si le transformateur est installé dans un poste d'abonné à comptage BT, certaines normes nationales exigent un disjoncteur à coupure visible (tel qu'un disjoncteur Compact NSX débouchable ou un disjoncteur Compact NSX associé à un interrupteur INV à coupure visible).

Exemple (cf. Fig. H41 page suivante)

Quel doit être le type de disjoncteur général pour une installation alimentée par un transformateur MT/BT triphasé 400 V de 250 kVA installé dans un poste d'abonné à comptage BT ?

In transformateur = 360 A

I_{cc} (triphase) = 8,9 kA

Un disjoncteur Compact NSX 400 N équipé d'un déclencheur Micrologic réglable sur la plage 160...400 A et ayant un pouvoir de coupure I_{cu} de 50 kA est un choix adapté à cette application.

Dans le cas d'une alimentation par plusieurs transformateurs, le disjoncteur d'arrivée d'un des transformateurs doit avoir un pouvoir de coupure tel qu'en cas de court-circuit en amont sur son arrivée, il puisse couper seul un courant de court-circuit alimenté par tous les autres transformateurs.

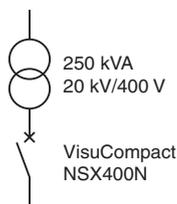


Fig. H41 : Exemple d'un transformateur et comptage BT

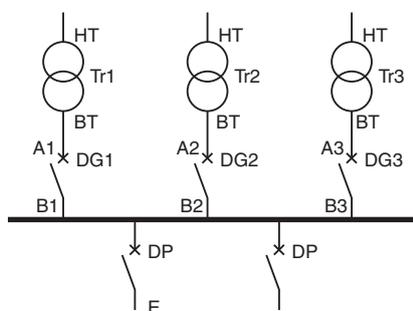


Fig. H42 : Transformateurs en parallèle

Plusieurs transformateurs en parallèle (cf. Fig. H42)

- Chaque disjoncteur principal DP d'un départ du tableau de distribution BT doit pouvoir couper un courant de court-circuit alimenté par tous les transformateurs connectés au jeu de barres soit dans l'exemple $I_{cc DP} = I_{cc1} + I_{cc2} + I_{cc3}$.
- Chaque disjoncteur général DG d'arrivée protégeant le secondaire d'un transformateur, doit pouvoir couper seul la valeur maximale d'un courant de court-circuit situé sur le circuit en amont, soit par exemple $I_{cc} = I_{cc2} + I_{cc3}$ pour un court-circuit situé juste en amont du disjoncteur DG1.

De cette considération, il ressort que :

- le disjoncteur général protégeant l'arrivée du transformateur ayant la plus faible puissance doit pouvoir couper le courant de court-circuit le plus élevé (fourni par tous les autres transformateurs),
- le disjoncteur général protégeant l'arrivée du transformateur ayant la plus forte puissance doit pouvoir couper le courant de court-circuit le moins élevé (fourni par tous les autres transformateurs).

En conséquence chaque disjoncteur général, dont le courant de réglage est déterminé par le calibre en kVA de son seul transformateur d'alimentation, doit être aussi dimensionné en terme de pouvoir de coupure qui dépend des autres transformateurs.

Note : les conditions essentielles pour réaliser la marche en parallèle de 3 transformateurs sont résumées ci-après :

1. tous les transformateurs doivent être du même type de couplage primaire-secondaire,
2. les rapports de transformation des tensions à vide doivent être identiques,
3. les impédances de court-circuit doivent être égales.

Par ailleurs, pour des transformateurs ayant un rapport supérieur à 2 entre les puissances nominales, la marche en parallèle n'est pas recommandée.

Par exemple, un transformateur de 750 kVA avec une impédance de court-circuit $Z_{cc} = 6\%$ peut fonctionner correctement en parallèle avec un transformateur de 1000 kVA ayant la même impédance de court-circuit $Z_{cc} = 6\%$. Les deux transformateurs sont automatiquement chargés proportionnellement à leur puissance en kVA.

Le tableau de la **Figure H43** indique pour les schémas les plus courants (deux ou trois transformateurs de même puissance) le courant maximal de court-circuit que doit couper chaque disjoncteur général et chaque disjoncteur principal (respectivement DG et DP dans la Figure H42).

Le tableau est établi en faisant les hypothèses suivantes :

- la puissance de court-circuit du réseau triphasé en amont est de 500 MVA,
- les transformateurs sont de type standard 20 kV/400 V,
- la connexion entre le transformateur et le disjoncteur général de chaque circuit est réalisée par des câbles unipolaires de 5 mètres,
- la connexion entre un disjoncteur général (d'arrivée) et un disjoncteur principal (de départ) est réalisée par des barres de 1 mètre,
- l'appareillage est installé dans des tableaux fermés dans une température ambiante de 30 °C.

De plus, ce tableau indique des choix de disjoncteurs Schneider Electric :

- pour le disjoncteur général,
- pour le disjoncteur principal pour la valeur de courant assigné 250 A, à titre d'exemple.

Nombre et puissance des transformateurs 20 kV/400 V S en kVA	Disjoncteur général Pouvoir de coupure (PdC) minimum (kA)	Disjoncteur général (Sélectivité totale avec les départs)	Disjoncteur principal Pouvoir de coupure (PdC) minimum (kA)	Disjoncteur principal Choix pour un courant assigné de 250 A
2 x 400	14	NW08N1/NS800N	27	NSX250H
3 x 400	28	NW08N1/NS800N	42	NSX250H
2 x 630	22	NW10N1/NS1000N	42	NSX250H
3 x 630	44	NW10N1/NS1000N	67	NSX250H
2 x 800	19	NW12N1/NS1250N	38	NSX250H
3 x 800	38	NW12N1/NS1250N	56	NSX250H
2 x 1 000	23	NW16N1/NS1600N	47	NSX250H
3 x 1 000	47	NW16N1/NS1600N	70	NSX250H
2 x 1 250	29	NW20N1/NS2000N	59	NSX250H
3 x 1 250	59	NW20N1/NS2000N	88	NSX250L
2 x 1 600	38	NW25N1/NS2500N	75	NSX250L
3 x 1 600	75	NW25N1/NS2500N	113	NSX250L
2 x 2 000	47	NW32N1/NS3200N	94	NSX250L
3 x 2 000	94	NW32N1/NS3200N	141	NSX250L

Fig. H43 : Intensités maximales des courants de court-circuit que doivent couper un disjoncteur général et un disjoncteur principal avec plusieurs transformateurs en parallèle

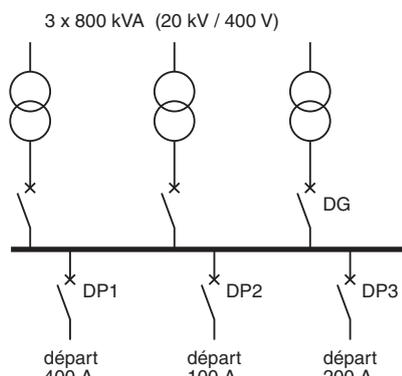


Fig. H44 : Exemple de transformateurs en parallèle

La valeur du courant de court-circuit en tout point de l'installation peut être obtenue sur des tableaux à partir de la valeur du courant de court-circuit à l'origine de l'installation

Exemple (cf. Fig. H44)

- 3 transformateurs de 800 kVA (soit $I_n = 1126$ A) en parallèle.
- La lecture du tableau de la Figure H43 permet de déduire dans ce cas :
 - le pouvoir de coupure (PdC) minimum $I_{cu} = 38$ kA
 - directement, le choix du disjoncteur Compact NS 1250N ($I_n = 1250$ A, $I_{cu} = 50$ kA).
- Choix des disjoncteurs principaux DP :
 - La lecture du tableau de la Figure H43 permet en effet :
 - le pouvoir de coupure (PdC) minimum $I_{cu} = 56$ kA
 - directement, le choix du disjoncteur Compact NSX 250H ($I_n = 250$ A, $I_{cu} = 70$ kA), pour le départ 250 A, disjoncteur DP1.
 - Afin d'optimiser la distribution BT, il est cependant recommandé de choisir pour les disjoncteurs principaux de ces trois départs des disjoncteurs limiteurs respectivement de NSX 400 L, NSX 100 L et NSX 250 L. Le pouvoir de coupure de tous ces disjoncteurs est $I_{cu} = 150$ kA.
- Le choix de ces disjoncteurs permet en :
 - d'être sélectifs (sélectivité totale) avec les disjoncteurs en amont (Compact NS 1250 N),
 - de mettre en œuvre la technique de filiation et, donc, de réaliser d'importantes économies sur les disjoncteurs installés en aval.

Choix des disjoncteurs divisionnaires et des disjoncteurs terminaux

A partir des tableaux de la Figure G39 du chapitre G, la valeur du courant de court-circuit triphasé peut être déterminée rapidement en tout point de l'installation connaissant :

- l'intensité du courant de court-circuit à un point situé en amont de l'emplacement du disjoncteur concerné,
- la longueur, la section et la nature de la canalisation située entre ces deux points.

Il suffit ensuite de choisir un disjoncteur dont le pouvoir de coupure est supérieur à la valeur lue dans le tableau.

Calcul détaillé du courant de court-circuit

Afin de calculer plus précisément le courant de court-circuit, notamment lorsque le pouvoir de coupure du disjoncteur est légèrement plus faible que le courant de court-circuit déduit du tableau, il est nécessaire d'utiliser la méthode indiquée dans le chapitre G paragraphe 4.

Emploi des disjoncteurs Phase-Neutre

Ces disjoncteurs sont munis uniquement d'un seul déclencheur sur la phase et peuvent être installés en schéma TT, TN-S et IT.

En schéma IT, les conditions suivantes doivent cependant être respectées :

- la condition (B) du tableau de la Figure G64 pour la protection du conducteur neutre contre les surintensités en cas d'un défaut double,
- le pouvoir de coupure du disjoncteur, si le courant de court-circuit triphasé est :
 - inférieur à 10 kA, le disjoncteur Phase-Neutre doit être capable de couper sur un pôle (à la tension phase phase) un courant de double défaut égal à 15 % du courant présumé de court-circuit triphasé au point d'installation,
 - supérieur à 10 kA, le disjoncteur Phase-Neutre doit être capable de couper sur un pôle (à la tension phase phase) un courant de double défaut égal à 25 % du courant présumé de court-circuit triphasé au point d'installation,

Ces conditions s'appliquent aussi au choix des disjoncteurs bipolaires, tripolaires et tétrapolaires.

- la protection contre les contacts indirects : elle est assurée selon les règles du schéma IT.

Cette prescription est indiquée dans la norme CEI 60364-4-43 au paragraphe 431.2.2 et dans la norme CEI 60947-2 annexe H.

En France, la norme NF C 15-100 reprend, en termes identiques, les articles de la norme CEI 60364-4-43.

Pouvoir de coupure insuffisant

Dans une distribution électrique à basse tension, il arrive parfois, principalement pour les installations de forte puissance, que l'intensité du courant présumé de court-circuit I_{cc} soit supérieure au pouvoir de coupure I_{cu} du disjoncteur que l'on souhaite installer.

Correspondance :
CEI 60947-2 et NF EN 60947-2

Seuls des essais en laboratoire permettent de déterminer et de garantir la coordination entre deux disjoncteurs.

H24

Correspondance :
CEI 60947-2 et NF EN 60947-2

Les solutions ci-après peuvent être envisagées :

- solution 1 : utiliser la technique de filiation (décrite dans le paragraphe 4.5) si le disjoncteur situé en amont est de type limiteur et le permet,
- solution 2 : remplacer un disjoncteur situé en amont non limiteur par un disjoncteur limiteur. Cette solution est intéressante économiquement seulement si un ou deux appareils sont concernés,
- solution 3 : associer un fusible de type gG ou aM en amont du disjoncteur. Cette association doit respecter les règles suivantes :
 - choisir un fusible de calibre approprié,
 - ne pas installer de fusible sur le conducteur neutre sauf dans certains cas d'installation en schéma IT. En schéma IT si le courant de double défaut conduit à un courant de court-circuit supérieur au pouvoir de coupure du disjoncteur, un fusible peut être aussi installé sur le conducteur neutre à condition que la fusion de ce fusible provoque le déclenchement du disjoncteur.

4.5 Coordination entre les disjoncteurs

Le terme de coordination concerne le comportement de deux appareils D1 et D2 placés en série dans une distribution électrique, en présence d'un court-circuit en aval de D2 (cf. **Fig. H45**). Il recouvre deux notions :

- la filiation ou protection d'accompagnement,
- la sélectivité.

Pour déterminer et garantir la coordination entre deux disjoncteurs, il est nécessaire d'effectuer une première approche théorique et de confirmer les résultats par des essais judicieusement choisis.

La norme CEI 60947-2 annexe A demande aux constructeurs que les résultats soient vérifiés par un grand nombre d'essais et consignés dans des tableaux.

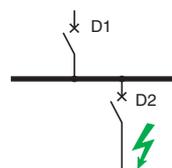


Fig. H45 : Coordination entre disjoncteurs

La technique de filiation consiste à utiliser le pouvoir de limitation des disjoncteurs en amont pour installer en aval des disjoncteurs, en général standard, ayant des performances moindres. Elle procure de ce fait une simplification et des économies pour l'installation.

Filiation

Définition de la filiation

En limitant la valeur crête d'un courant de court-circuit traversant, un disjoncteur limiteur permet l'utilisation, dans les circuits placés en aval de ce disjoncteur, d'appareillages ayant un pouvoir de coupure (disjoncteurs) et des caractéristiques de tenue thermique et électromécanique bien inférieures à ceux nécessaires sans limitation.

La réduction de la taille physique et des performances requises conduit à de substantielles économies et à la simplification de la conception de l'installation. Il est à noter que :

- en conditions de court-circuit, un disjoncteur limiteur a pour effet pour les circuits situés en aval d'augmenter l'impédance de source,
- pour toutes les autres conditions de fonctionnement, il n'a aucun effet similaire, par exemple, lors d'un démarrage d'un moteur de forte puissance (pour lequel une source à faible impédance est hautement recommandée).

Les disjoncteurs de la gamme Compact NSX à haut pouvoir de limitation présentent ainsi des avantages économiques particulièrement intéressants.

Conditions de mise en œuvre

La plupart des normes d'installation nationales autorisent ce type d'association à condition que l'énergie que laisse passer le disjoncteur en amont ne soit pas supérieure à celle que peut supporter sans dommage le ou les disjoncteurs installés en aval bénéficiant du pouvoir de limitation du disjoncteur installé en amont.

La norme CEI 60364-5-53 § 535.2 reconnaît cette association, la norme CEI 60364-4-43 § 434.5.1 permet son application au niveau des pouvoirs de coupure.

Pour la France :

- la norme NF C 15-100 § 535.2 reconnaît cette association dans ces conditions,
- la norme NF C 15-100 § 434.5.1 permet son application au niveau des pouvoirs de coupure.

4 La solution disjoncteur

Correspondance :
CEI 60947-2 et NF EN 60947-2

Pour déterminer et garantir la filiation entre disjoncteurs, le constructeur doit effectuer des essais judicieusement choisis. C'est ainsi que Schneider Electric a toujours pratiqué pour établir les tableaux de filiation qui sont aujourd'hui en parfait accord avec l'annexe A de la norme CEI 60947-2. A titre d'exemple, le tableau de la **Figure H46** indique les possibilités de filiation des disjoncteurs C60, DT40N, C120 et NG125 avec les disjoncteurs Compact NSX 250 N, H ou L pour un réseau triphasé 230-240/400-415 V.

	kA eff.		
Pouvoir de coupure du disjoncteur limiteur en amont	150		NSX250L
	70		NSX250H
	50	NSX250N	
		↓	↓
Pouvoir de coupure renforcé par filiation du disjoncteur en aval	150		NG125L
	70		NG125L
	36	NG125N	NG125N
	30	C60N/H<=32A	C60N/H<=32A
	30	C60L<=25A	C60L<=25A
		C60L<=25A Quick PRD 40/20/8	C60L<=25A
	25	C60H>=40A C120N/H	C60H>=40A C120N/H
	20	C60N>=40A	C60N>=40A

Fig. H46 : Exemple de possibilités de filiation pour un réseau triphasé 230-240/400-415 V

Avantages de la filiation

La limitation du courant se faisant tout au long des circuits contrôlés par le disjoncteur limiteur, la filiation concerne tous les appareils placés en aval de ce disjoncteur. Elle n'est donc pas restreinte à 2 appareils consécutifs et peut être utilisée entre disjoncteurs situés dans des tableaux différents. Il en résulte que l'installation d'un seul disjoncteur limiteur peut engendrer des simplifications et des économies importantes pour toute l'installation aval :

- simplification des calculs de courants de court-circuit en aval, ces courants étant fortement limités,
- simplification du choix des appareils,
- économie sur ces appareils, puisque la limitation des courants de court-circuit permet d'utiliser des appareils moins performants, donc moins chers,
- économie sur les enveloppes, puisque les appareils moins performants sont en général moins encombrants.

Sélectivité

Il y a sélectivité des protections si un défaut, survenant en un point quelconque du réseau, est éliminé par l'appareil de protection placé immédiatement en amont du défaut et lui seul (cf. **Fig. H47**). L'étude de sélectivité décrite ci-après utilise la terminologie de la CEI 60947-2 pour les différents seuils de déclenchement (voir § 4.2).

La sélectivité entre deux disjoncteurs D1 et D2 est **totale** si D2 fonctionne pour toute valeur de court-circuit jusqu'au courant de court-circuit franc triphasé au point où il est placé (cf. **Fig. H48**).

Une sélectivité peut-être de type ampèremétrique, chronométrique ou énergétique, et alors être partielle ou totale, ou encore de type logique. Le système SELLIM (brevet Schneider Electric) associe les avantages de la sélectivité et de la limitation.

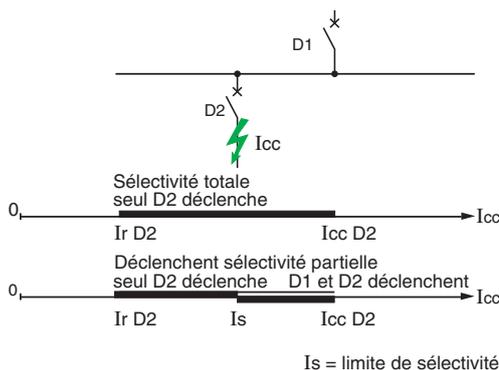


Fig. H47 : Sélectivité totale et partielle

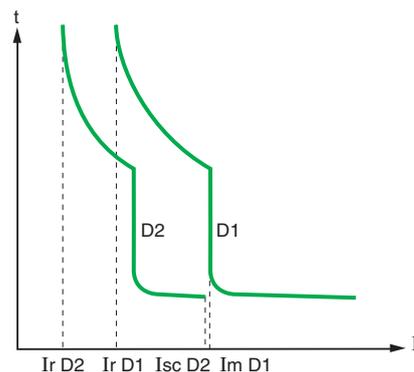


Fig. H48 : Sélectivité totale entre les disjoncteurs D1 et D2

Correspondance :
CEI 60947-2 et NF EN 60947-2

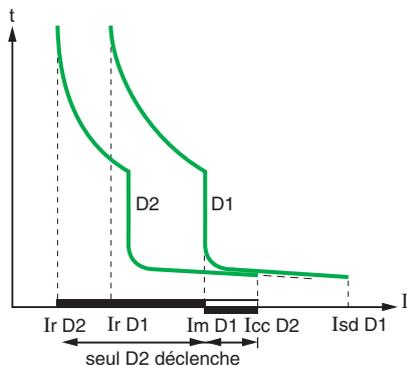


Fig. H49 : Sélectivité partielle entre les disjoncteurs D1 et D2

La sélectivité est **partielle** si D2 fonctionne seul jusqu'à un courant de court-circuit présumé I_s inférieur à $I_{cc} D2$. Au-delà de cette valeur, D1 et D2 fonctionnent simultanément (cf. Fig. H49).

Principe de la sélectivité selon le type de protection

- Protection contre les courants de surcharge : sélectivité ampèremétrique
La sélectivité ampèremétrique est fondée sur l'étagement des niveaux des courants (cf. Fig. H50a).
- Cette technique repose sur le décalage en intensité (vers la droite) des courbes de protection : le réglage de la protection en amont est toujours plus élevé que celui de la protection en aval.
- Cette technique utilisée seule assure une sélectivité totale lorsque le courant présumé de défaut $I_{cc} D2$ est suffisamment faible (distribution terminale) pour être inférieur au magnétique fixe (ou au seuil de réglage de la protection Court retard) du disjoncteur en amont $I_{sd} D1$ (la limite de sélectivité est $I_s = I_{sd} D1$).
Une règle simple pour obtenir une sélectivité totale dans le cas général :
 - $I_r D1 / I_r D2 > 2$,
 - $I_{sd} D1 > I_{sd} D2$.

- Protection contre les courants de court-circuit de faible valeur : sélectivité chronométrique
La sélectivité chronométrique est fondée sur l'étagement des temporisations (cf. Fig. H50b).
Cette technique repose sur le décalage en temps (décalage vers le haut) des courbes de protection :
 - le retard intentionnel (Δt), ou la différence des retards intentionnels, entre les déclenchements des disjoncteurs est suffisant pour assurer la sélectivité,
 - les seuils des protections Court retard sont aussi suffisamment étagés.
 Cette technique de sélectivité ne peut pas être utilisée seule en BT : elle doit être associée à la technique de sélectivité précédente. La sélectivité est totale lorsque le courant présumé de défaut $I_{cc} D2$ est inférieur au seuil de réglage de la protection Instantané du disjoncteur en amont $I_i D1$ (cas du disjoncteur général en amont des disjoncteurs principaux dans les TGBT)

- Combinaison de ces deux techniques (cf. Fig. H50c).
La règle pour obtenir une sélectivité totale dans le cas général
- $I_r D1 / I_r D2 > 2$,
 - $I_{sd} D1 / I_{sd} D2 > 2$,
 - $\Delta t D1 > \Delta t D2$ (généralement 50 % de différence est suffisant),
 - $I_{cc} D2 < I_i D1$.

- Protection contre les courants de court-circuit de forte valeur : sélectivité énergétique
La sélectivité énergétique repose sur la capacité du disjoncteur aval D2 à limiter l'énergie le traversant à une valeur inférieure à celle nécessaire pour provoquer le déclenchement du disjoncteur amont D1.
Aucune règle générale ne peut être établie : seuls des essais conformément aux normes CEI 60947-1 et -2 peuvent garantir une telle sélectivité

Synthèse des techniques de sélectivité

- Sélectivité ampèremétrique (cf. Fig. H51) :
 - $I_s = I_{sd} D2$ si les seuils de la protection Court retard des deux disjoncteurs, $I_{sd} D1$ et $I_{sd} D2$, sont égaux ou très proches,
 - $I_s = I_{sd} D1$ si les seuils de la protection Court retard des deux disjoncteurs, $I_{sd} D1$ et $I_{sd} D2$, sont suffisamment éloignés.

H26

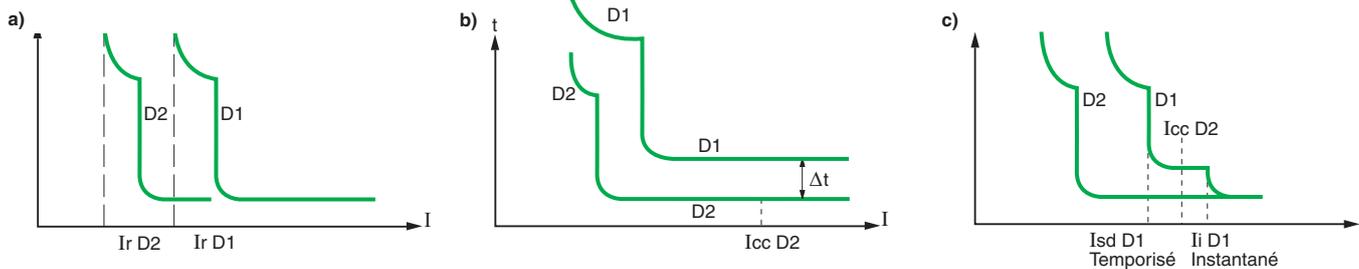


Fig. H50 : Sélectivité

4 La solution disjoncteur

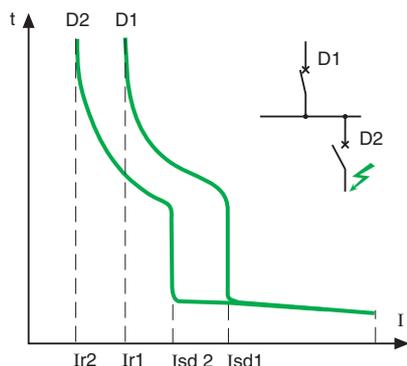


Fig. H51 : Sélectivité ampéremétrique

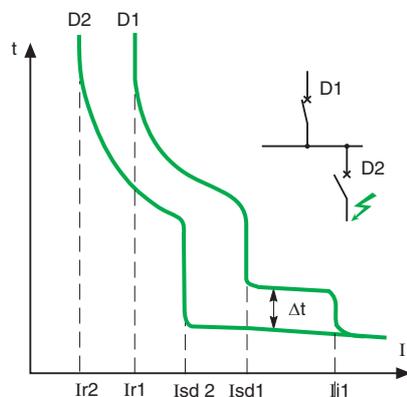


Fig. H52 : Sélectivité chronométrique

Une règle simple, la sélectivité ampéremétrique est pleinement réalisée si

- $I_r D1 / I_r D2 > 2$,
- $I_{sd} D1 / I_{sd} D2 > 2$.

La limite de sélectivité est :

- $I_s = I_{sd} D1$.

Qualité de la sélectivité

La sélectivité est totale si $I_{cc2} < I_{sd} D1$

Cela implique :

- un faible niveau du courant de court-circuit I_{cc2} ,
- une différence importante entre les calibres des disjoncteurs.

La sélectivité ampéremétrique seule est utilisée dans la distribution terminale.

■ Sélectivité chronométrique (cf. Fig. H52)

Les seuils ($I_r D1$, $I_{sd} D1$) de D1 et ($I_r D2$, $I_{sd} D2$) de D2 respectent les règles d'étagement de la sélectivité ampéremétrique.

La limite de sélectivité I_s :

- $I_s \leq I_i D1$ sur les départs terminaux et/ou divisionnaires.

Des disjoncteurs de catégorie A (suivant CEI 60947-2) en aval peuvent être utilisés avec des disjoncteurs légèrement temporisés en amont. Cela permet de prolonger la sélectivité ampéremétrique jusqu'au seuil de protection Instantané I_{i1} du disjoncteur en amont.

- $I_s \geq I_{cw} D1$ sur les arrivées et les départs du TGBT.

A ce niveau, la continuité de service étant prioritaire, les caractéristiques de l'installation permettent l'utilisation de disjoncteurs de catégorie B (suivant CEI 60947-2) conçus pour un déclenchement temporisé. Ces disjoncteurs ont une tenue thermique élevée ($I_{cw} \leq 50\% I_{cu}$ pour $\Delta t = 1s$).

Nota : L'utilisation de disjoncteurs de catégorie B impose à l'installation de supporter des contraintes électrodynamiques et thermiques importantes.

De ce fait, ces disjoncteurs ont un seuil instantané I_i élevé, réglable et inhibable, pour protéger éventuellement les jeux de barres.

Qualité de la sélectivité

La sélectivité est totale si :

- sur les départs terminaux et/ou divisionnaires avec des disjoncteurs en amont de catégorie A :

$$I_{cc} D2 < I_i D1$$

Nota : le courant de court-circuit $I_{cc} D2$ n'est pas trop élevé.

- sur les arrivées et les départs du TGBT avec des disjoncteurs en amont de catégorie B :

$$I_{cc} D2 \geq I_{cw} D1$$

Même pour des $I_{cc} D2$ importants, la sélectivité chronométrique assure une sélectivité totale.

■ Sélectivité énergétique

- Avec les disjoncteurs traditionnels.

Lorsque la filiation est mise en œuvre entre deux appareils, elle se fait par le déclenchement du disjoncteur en amont D1 pour aider le disjoncteur en aval D2 à couper le courant. La limite de sélectivité a une valeur I_s au maximum égale au pouvoir de coupure $I_{cu} D2$ du disjoncteur en aval (car au delà les deux disjoncteurs déclenchent pour assurer la filiation).

- Grâce à la limitation de courant avec Compact NSX

La technique de coupure mise en œuvre sur les courants de court-circuit élevés permet d'augmenter naturellement la limite de sélectivité :

- Le disjoncteur D2 (Compact NSX) en aval voit un courant de court-circuit très important. Le déclenchement réflexe le fait ouvrir très rapidement ($< 1ms$) avec une très forte limitation du courant de défaut.

- Le disjoncteur D1 (Compact NSX) en amont voit un courant de défaut très limité.

Ce courant génère une répulsion des contacts. Cette répulsion entraîne une tension d'arc limitant encore plus le courant de court-circuit. Mais la pression d'arc est insuffisante pour provoquer le déclenchement réflexe. Ainsi D1 (Compact NSX) aide D2 (Compact NSX) à couper le courant sans déclencher.

La limite de sélectivité I_s peut dépasser le pouvoir de coupure $I_{cu} D2$ du disjoncteur en aval et atteindre le pouvoir de coupure renforcé par filiation.

La sélectivité devient alors totale avec un coût optimisé d'appareils.

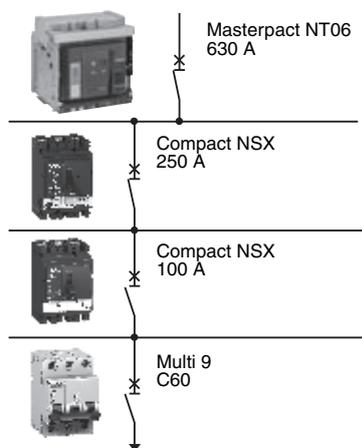


Fig. H53 : Quatre niveaux de sélectivité avec les disjoncteurs Schneider Electric : Masterpact NT Compact NSX et Multi 9

Une règle simple, la sélectivité entre les disjoncteurs Compact NSX est totale dès que leur rapport de taille est $\geq 2,5$.

Qualité de la sélectivité avec Compact NSX

L'avantage principal des disjoncteurs Compact NSX est de rendre naturelle la sélectivité totale (indépendamment de la valeur du courant de court-circuit $I_{cc} D2$) dès que :

- l'étagement des réglages Long retard et Court retard est $\geq 1,6$,
- l'étagement des calibres nominaux (taille des boîtiers) des appareils est $\geq 2,5$.

- Exemple pratique de sélectivité à plusieurs niveaux avec des disjoncteurs Schneider Electric (équipés de déclencheurs électroniques). Le disjoncteur Masterpact NT est totalement sélectif avec n'importe lequel des disjoncteurs de la gamme Compact NSX c'est à dire le disjoncteur en aval déclenche seul pour toute valeur de courant de court-circuit jusqu'à son pouvoir de coupure. De plus, tous les disjoncteurs Compact NSX sont totalement sélectifs entre eux dès que
 - le rapport entre les tailles de boîtier est 2,5,
 - le rapport entre les réglages des protections est de 1,6.
 La même règle s'applique pour la sélectivité totale avec les disjoncteurs modulaires Multi 9 installés en aval (cf. Fig. H53).

H28

La sélectivité logique n'est réalisable qu'avec des disjoncteurs équipés de déclencheurs électroniques conçus à cette fin (Compact, Masterpact).

Sélectivité logique ou "Zone Sequence Interlocking – ZSI"

Ce type de sélectivité est réalisable avec des disjoncteurs équipés de déclencheurs électroniques conçus à cette fin (Compact, Masterpact). Seules les fonctions de protection Court retard ou de protection Terre (GFP) des appareils pilotés sont gérées par la Sélectivité Logique qui nécessite la mise en oeuvre d'un fil pilote reliant tous les dispositifs de protection placés en cascade dans une installation. En particulier, la fonction protection Instantané - fonction de protection intrinsèque - n'est pas concernée.

Réglages des disjoncteurs pilotés

- temporisation : il est nécessaire de respecter l'étagement des temporisations de la sélectivité chronométrique ($\Delta t D1 \geq \Delta t D2 \geq \Delta t D3$),
- seuils : il est nécessaire de respecter l'étagement naturel des calibres des protections ($I_{sd} D1 \geq I_{sd} D2 \geq I_{sd} D3$).

Nota : Cette technique permet d'obtenir une sélectivité même avec des disjoncteurs de calibres proches.

Principes

L'activation de la fonction Sélectivité Logique se fait par la transmission d'informations sur le fil pilote :

- entrée ZSI :
 - niveau bas (absence de défaut en aval) : la fonction de protection est en veille avec une temporisation réduite ($\leq 0,1$ s),
 - niveau haut (présence de défaut en aval) : la fonction de protection concernée passe à l'état de la temporisation réglée sur l'appareil.
- sortie ZSI :
 - niveau bas : le déclencheur ne détecte pas de défaut, n'envoie par d'ordre,
 - niveau haut : le déclencheur détecte un défaut, envoie un ordre.

Fonctionnement

Un fil pilote relie en cascade les dispositifs de protection d'une installation (cf. Fig. H54). Lorsqu'un défaut apparaît, chaque disjoncteur, qui détecte le défaut envoie un ordre (sortie à niveau haut) pour faire passer le disjoncteur situé juste en amont à sa temporisation naturelle (entrée à niveau haut). Le disjoncteur placé juste au dessus du défaut ne reçoit pas d'ordre (entrée niveau bas) et de ce fait déclenche quasi instantanément.

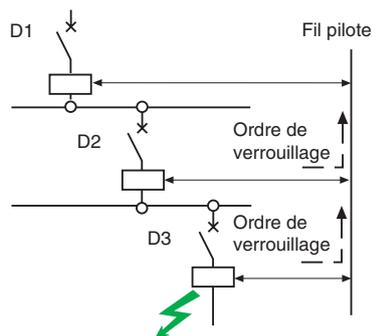


Fig. H54 : Sélectivité logique

Qualité de la sélectivité

Cette technique permet :

- de réaliser en standard la sélectivité sur trois niveaux ou plus,
 - dans le cas d'un défaut directement sur le jeu de barres amont, d'éliminer les contraintes importantes sur l'installation liées à l'utilisation de disjoncteurs à déclenchement temporisé afin d'obtenir une sélectivité chronométrique :
- En sélectivité logique, tous les disjoncteurs sont « virtuellement » à déclenchement instantané.
- de réaliser une sélectivité classique en aval avec des disjoncteurs non pilotés (par la sélectivité logique).

4.6 Sélectivité MT/BT dans un poste d'abonné à comptage BT

En général, le transformateur MT/BT dans un poste d'abonné à comptage BT est protégé par des fusibles MT :

- d'un calibre approprié par rapport au dimensionnement du transformateur,
- en conformité avec les principes développés dans les normes CEI 60787 et CEI 60420,
- en suivant les recommandations du constructeur de fusibles.

L'exigence de base est qu'un fusible MT ne doit pas fonctionner lors de l'apparition d'un défaut sur la distribution à basse tension en aval du disjoncteur général BT. De ce fait, la courbe caractéristique de déclenchement de ce dernier doit toujours être située en dessous de la courbe de pré-arc du fusible MT.

Cette exigence définit généralement les seuils maximaux des réglages du disjoncteur général BT :

- le seuil maximal du réglage de la protection Court retard et de la protection Instantané,
- la temporisation maximale de la protection Court retard (cf. **Fig. H55**),

Exemple :

- le courant de court-circuit aux bornes MT du transformateur : 250 MVA.
- transformateur MT/BT : 1250 kVA ; 20 kV/400 V ;
- fusibles HT : 63 A (tableau C11),
- liaison transformateur-disjoncteur général BT : 10 m de câbles unipolaires,
- disjoncteur général BT : Visucompact NS2000 réglé à 1800 A.

Quel est le réglage maximal du déclencheur court retard et son seuil de temporisation ?

Les courbes de la **Figure H56** montrent que la sélectivité est assurée si le déclencheur court-retard du disjoncteur est réglé comme suit :

- seuil $I_{sd} \leq 6 I_r = 10,8 \text{ kA}$,
- temporisation t_{sd} réglée sur le cran 1 ou 2.

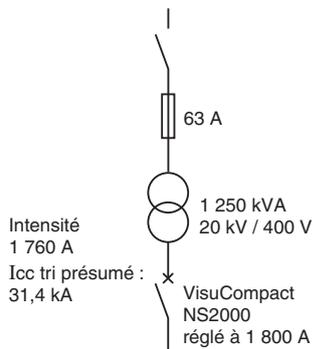


Fig. H55 : Exemple

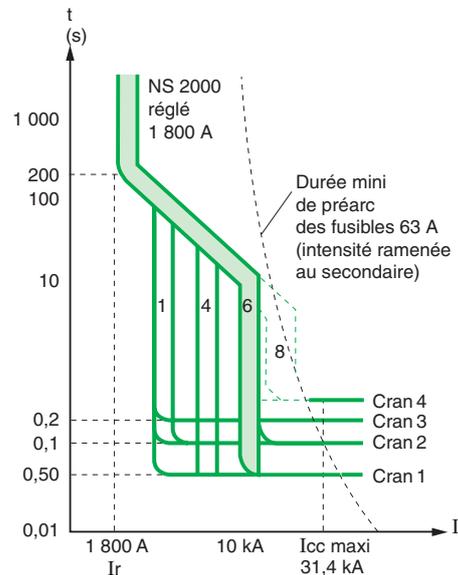


Fig. H56 : Courbes de pré-arc du fusible MT et de déclenchement du disjoncteur général BT

Chapitre J

La protection contre les surtensions

Sommaire

1	Caractéristiques des surtensions d'origine atmosphérique	J2
	1.1 Généralité sur les surtensions	J2
	1.2 Caractéristiques des surtensions d'origine atmosphérique	J3
	1.3 Effets sur les installations électriques	J3
	1.4 Caractérisation de l'onde de foudre	J6
2	Principe de la protection foudre	J7
	2.1 Règles Générales	J7
	2.2 Système de protection du bâtiment	J7
	2.3 Système de protection de l'installation électrique	J9
	2.4 Le Parafoudre	J10
3	Conception du système de protection de l'installation électrique	J13
	3.1 Règle de conception	J13
	3.2 Eléments du système de protection	J14
	3.3 Caractéristiques communes des parafoudres suivant les caractéristiques de l'installation	J16
	3.4 Choix d'un parafoudre de type 1	J19
	3.5 Choix d'un parafoudre de type 2	J20
	3.6 Choix des dispositifs de déconnexion	J20
	3.7 Tableau de coordination parafoudre et dispositif de protection	J23
4	Installation des parafoudres	J25
	4.1 Raccordement	J25
	4.2 Règles de câblage	J26
5	Application	J28
	5.1 Exemples d'installation	J28
6	Compléments techniques	J29
	6.1 Normes des protections foudre	J29
	6.2 Les composants d'un parafoudre	J29
	6.3 Signalisation fin de vie	J30
	6.4 Caractéristiques détaillées du dispositif de protection externe	J31
	6.5 Propagation d'une onde de foudre	J33
	6.6 Exemple de courant de foudre en mode différentiel en schéma TT	J34

J1

1 Caractéristiques des surtensions d'origine atmosphérique

1.1 Généralité sur les surtensions

1.1.1 Différents types de surtension

Une surtension est une impulsion ou une onde de tension qui se superpose à la tension nominale du réseau (cf. Fig. J1).

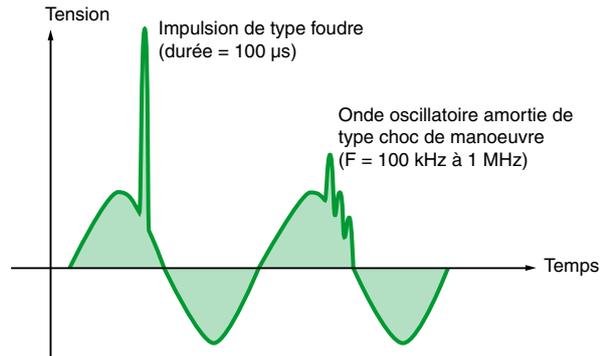


Fig. J1 : Exemple de surtensions

Ce type de surtension est caractérisé par (cf. Fig. J2) :

- le temps de montée t_f (en µs),
- la pente S (en kV/µs).

Une surtension perturbe les équipements et produit un rayonnement électromagnétique. En plus, la durée de la surtension (T) cause un pic énergétique dans les circuits électriques qui est susceptible de détruire des équipements.

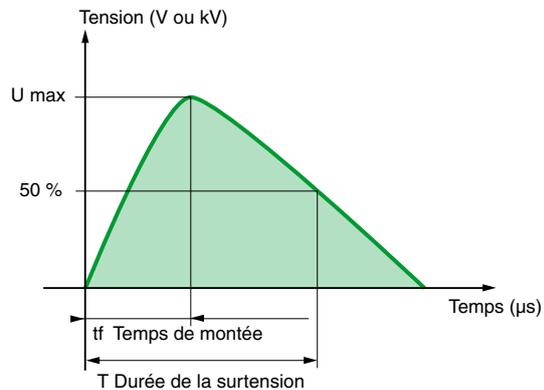


Fig. J2 : Principales caractéristiques d'une surtension

Quatre types de surtension peuvent perturber les installations électriques et les récepteurs :

- surtensions de manoeuvre : surtensions à haute fréquence ou oscillatoire amortie (cf. Fig. J1) causées par une modification du régime établi dans un réseau électrique (lors d'une manoeuvre d'appareillage).
- les surtensions à fréquence industrielle : surtensions à la même fréquence que le réseau (50, 60 ou 400 Hz) causées par un changement d'état permanent du réseau (suite à un défaut : défaut d'isolement, rupture conducteur neutre, ..).
- surtensions causées par des décharges électrostatiques. Surtensions à très haute fréquence très courtes (quelques nanosecondes) causées par la décharge de charges électriques accumulées (Par exemple, une personne marchant sur une moquette avec des semelles isolantes se charge électriquement à une tension de plusieurs kilovolts).
- surtensions d'origine atmosphérique.

1 Caractéristiques des surtensions d'origine atmosphérique

1.2 Caractéristiques des surtensions d'origine atmosphérique

Les coups de foudre en quelques chiffres : les éclairs produisent une énergie électrique impulsionnelle extrêmement importante (cf. Fig.J4)

- de plusieurs milliers d'ampères (et de plusieurs milliers de volts),
- de haute fréquence (de l'ordre du mégahertz),
- de courte durée (de la microseconde à la milliseconde).

Dans le monde, entre 2000 et 5000 orages sont constamment en formation. Ces orages sont accompagnés de coups de foudre qui constituent un sérieux risque pour les personnes et les matériels. Les éclairs frappent le sol à la moyenne de 30 à 100 coups par seconde, soit 3 milliards de coups de foudre chaque année.

Le tableau de la **figure J3** indique les valeurs caractéristiques de foudroiement. Comme il peut être constaté, 50% des coups de foudre sont d'intensité supérieure à 33 kA et 5% d'intensité supérieure à 65 kA. L'énergie transportée par le coup de foudre est donc très élevée.

Probabilité cumulée %	Courant crête (kA)	Gradient (kA/ μ s)
95	7	9,1
50	33	24
5	65	65
1	140	95
0	270	

Fig. J3 : Valeurs des décharges de foudre données par la norme CEI 62305

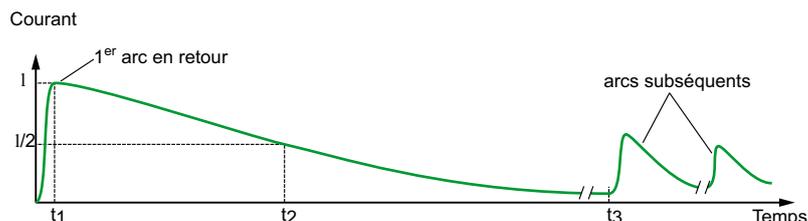


Fig. J4 : Exemple de courant de foudre

La foudre cause aussi un grand nombre d'incendies, la plupart en milieu agricole (détruisant les habitations ou les rendant hors d'usage). Les bâtiments de grande hauteur sont les bâtiments plus particulièrement foudroyés.

1.3 Effets sur les installations électriques

La foudre endommage particulièrement les installations électriques ou électroniques : les transformateurs, les compteurs électriques, les appareils électroménagers dans le résidentiel comme dans l'industrie.

Le coût de réparation des dommages causés par la foudre est très élevé. Mais il est très difficile d'évaluer les conséquences :

- des perturbations causées aux ordinateurs et aux réseaux de télécommunication,
- des défauts créés dans le déroulement de programme des automates ou dans les systèmes de régulation.

De plus les pertes d'exploitation peuvent avoir des coûts très supérieurs à ceux du matériel détruit.

La foudre est un phénomène électrique à haute fréquence qui produit des surtensions sur tous les éléments conducteurs et particulièrement sur les câblages et les équipements électriques.

1.3.1 Impacts des coups de foudre

Les coups de foudre peuvent toucher les installations électriques (et/ou de communication) d'un bâtiment de deux manières :

- par impact direct du coup de foudre sur le bâtiment (a) (cf. Fig. J5 et Fig J6a),
- par impact indirect du coup de foudre sur le bâtiment :
- un coup de foudre peut tomber sur une ligne électrique aérienne alimentant le bâtiment (b) (cf. Fig. J5). La surintensité et la surtension peuvent se propager à plusieurs kilomètres du point d'impact.
- un coup de foudre peut tomber à proximité d'une ligne électrique (c) (cf. Fig. J5 et Fig J6b). C'est le rayonnement électromagnétique du courant de foudre qui induit un fort courant et une surtension sur le réseau d'alimentation électrique. Dans ces deux derniers cas, les courants et les tensions dangereuses sont transmises par le réseau d'alimentation.
- un coup de foudre peut tomber à proximité du bâtiment (d) (cf. Fig. J6c). Le potentiel de terre autour du pont d'impact monte dangereusement.

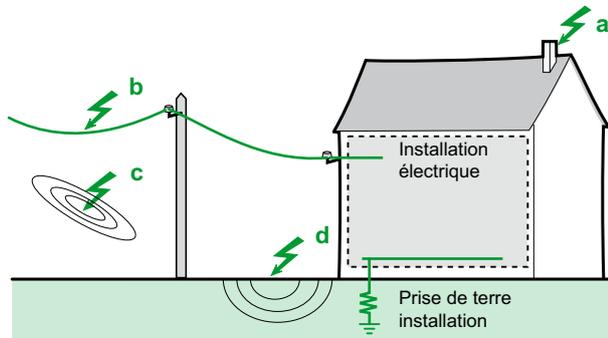


Fig. J5 : Les différents types d'impact de foudre

Dans tous les cas, les conséquences pour les installations électriques et les récepteurs peuvent être dramatiques.

J4

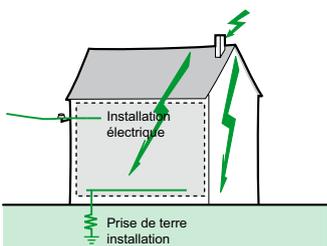
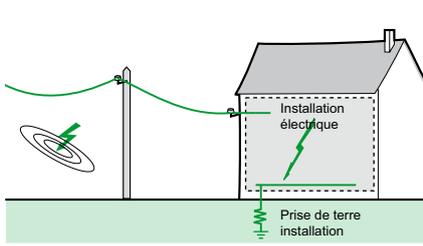
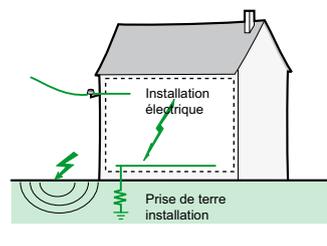
La foudre tombe sur une structure non protégée (cf. Fig. J6a).	La foudre tombe à proximité d'une ligne aérienne (cf. Fig. J6b).	La foudre tombe à proximité d'un bâtiment (cf. Fig. J6c)
		
<p>Fig. J6a : La foudre tombe sur un bâtiment non protégé</p> <p>Le courant de foudre s'écoule à la terre à travers les structures plus ou moins conductrices du bâtiment avec des effets très destructeurs :</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ effets thermiques : échauffements très violents des matériaux provoquant l'incendie ■ effets mécaniques : déformations de structures ■ amorçages thermiques : phénomène particulièrement dangereux en présence de matières inflammables ou explosives (hydrocarbures, poussières...). 	<p>Fig. J6b : La foudre tombe à proximité d'une ligne aérienne</p> <p>Le courant de coup de foudre génère des surtensions par induction électromagnétique dans le réseau de distribution. Ces surtensions se propagent le long de la ligne jusqu'aux équipements électriques à l'intérieur des bâtiments.</p>	<p>Fig. J6c : foudre tombe à proximité d'un bâtiment</p> <p>Le coup de foudre génère les mêmes types de surtension qui sont décrits ci-contre. De plus, le courant de foudre remonte de la terre vers l'installation électrique provoquant ainsi le claquage des équipements.</p>
<p>Le bâtiment et les installations à l'intérieur du bâtiment sont généralement détruits</p>	<p>Les installations électriques à l'intérieur du bâtiment sont généralement détruites.</p>	

Fig. J6 : Conséquence de l'impact de la foudre

1 Caractéristiques des surtensions d'origine atmosphérique

1.3.2 Les différents modes de propagation

■ le mode commun

Les surtensions en mode commun apparaissent entre les conducteurs actifs et la terre : phase/terre ou neutre/terre (cf. **Fig. J7**). Elles sont dangereuses surtout pour les appareils dont la masse est connectée à la terre en raison des risques de claquage diélectrique.

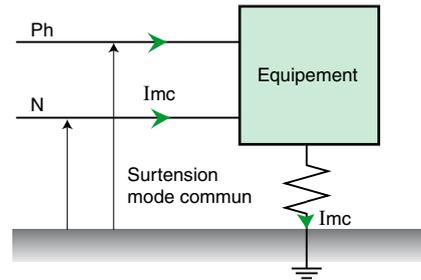


Fig. J7 : Le mode commun

■ le mode différentiel

Les surtensions en mode différentiel apparaissent entre conducteurs actifs phase/phase ou phase/neutre (cf. **Fig. J8**). Elles sont particulièrement dangereuses pour les équipements électroniques, les matériels sensibles de type informatique, etc.

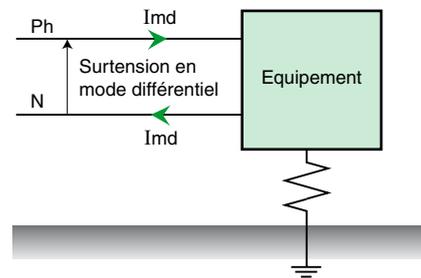


Fig. J8 : Le mode différentiel

1 Caractéristiques des surtensions d'origine atmosphérique

1.4 Caractérisation de l'onde de foudre

L'analyse des phénomènes permet de définir les types d'ondes de courant et de tension de foudre.

- 2 types d'onde de courant sont retenus par les normes CEI :
- onde 10/350 μs : pour caractériser les ondes de courants de coup de foudre direct (cf. Fig. J9),

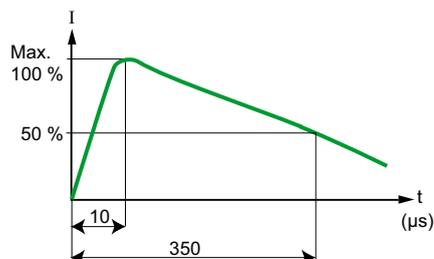


Fig. J9 : Onde de courant 10/350 μs

- onde 8/20 μs : pour caractériser les ondes de courants de coup de foudre indirect (cf. Fig. J10).

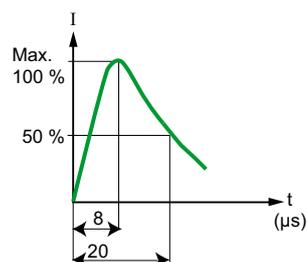


Fig. J10 : Onde de courant 8/20 μs

Ces 2 types d'onde de courant de foudre sont utilisés pour définir les essais des parafoudres (norme CEI 61643-11) et l'immunité des équipements aux courants de foudre. La valeur crête de l'onde de courant caractérise l'intensité du coup de foudre.

- Les surtensions créées par les coups de foudre sont caractérisées par une onde de tension 1,2/50 μs (cf. Fig. J11).
- Ce type d'onde de tension est utilisé pour vérifier la tenue des équipements aux surtensions d'origine atmosphérique (tension de choc suivant CEI 61000-4-5).

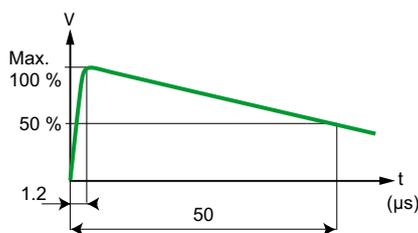


Fig. J11 : Onde de tension 1,2/50 μs

2 Principe de la protection foudre

2.1 Règles Générales

La système de protection d'un bâtiment contre les effets de la foudre doit comprendre :

- une protection des structures contre les coups de foudre directs,
- une protection de l'installation électrique contre les coups de foudre directs et indirects.

2.1.1 Démarche pour prévenir les risques de foudroiement

Le principe de base de la protection d'une installation contre les risques de foudroiement consiste à empêcher l'énergie perturbatrice d'atteindre les équipements sensibles. Pour cela, il est nécessaire :

- de capter et de canaliser le courant de foudre vers la terre par le chemin le plus direct (en évitant la proximité des équipements sensibles),
- de réaliser l'équipotentialité de l'installation.

Cette liaison équipotentielle est réalisée par des conducteurs d'équipotentialité, complétée par des parafoudres ou par des éclateurs (éclateur de mât d'antenne par exemple).

- de minimiser les effets induits et indirects par la mise en œuvre de parafoudres et ou de filtres.

Deux systèmes de protection sont utilisés pour supprimer ou limiter les surtensions : ils sont désignés comme système de protection du bâtiment (à l'extérieur des bâtiments) et système de protection de l'installation électrique (à l'intérieur des bâtiments).

2.2 Système de protection du bâtiment

Le rôle du système de protection du bâtiment est de le protéger contre les coups de foudres directs.

Le système est composé :

- du dispositif de capture : le paratonnerre,
- des conducteurs de descente destinés à écouler le courant de foudre vers la terre,
- des prises de terre en patte d'oie reliées entre elles,
- des liaisons entre toutes les masses métalliques (réseau d'équipotentialité) et les prises de terre.

En effet, lors de l'écoulement du courant de foudre dans un conducteur, si des différences de potentiel apparaissent entre celui-ci et les masses reliées à la terre qui se trouvent à proximité, celles-ci peuvent entraîner des amorçages destructeurs.

2.2.1 Les 3 types de paratonnerre

Trois types de protection du bâtiment sont utilisés :

■ Le paratonnerre à tige simple

Le paratonnerre à tige est une pointe de capture métallique placée au sommet du bâtiment. Il est mis à la terre par un ou plusieurs conducteurs (souvent des bandes de cuivre) (cf. Fig. J12).

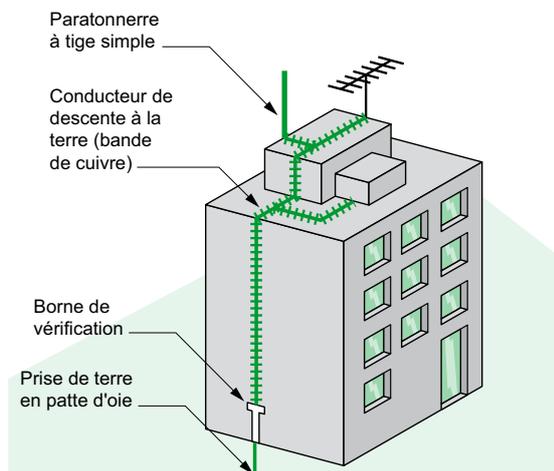


Fig. J12 : Protection par un paratonnerre à tige simple

■ **Le paratonnerre à fil tendu**

Ces fils sont tendus au dessus de la structure à protéger. Ils sont utilisés pour protéger des structures particulières : aires de lancement de fusées, applications militaires et protection des lignes aériennes à haute tension (cf. Fig. J13).

■ **Le paratonnerre à cage maillée (cage de Faraday)**

Cette protection consiste à multiplier de manière symétrique les conducteurs-rubans de descente tout autour du bâtiment. (cf. Fig. J14). Ce type de paratonnerre est utilisé pour des bâtiments très exposés abritant des installations très sensibles comme des salles informatiques.

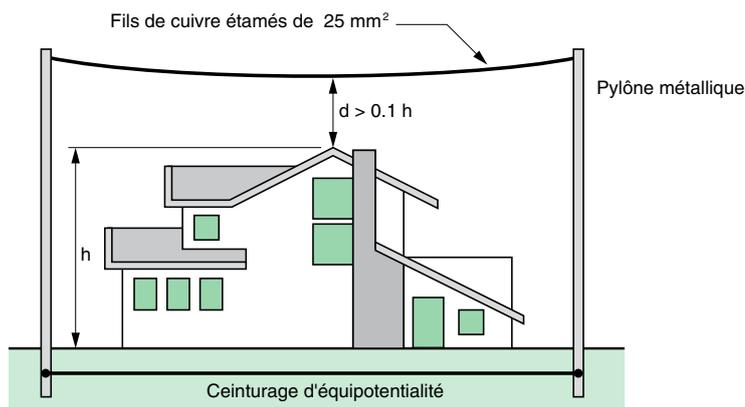


Fig. J13 : Exemple de protection contre la foudre par paratonnerre à fils tendus

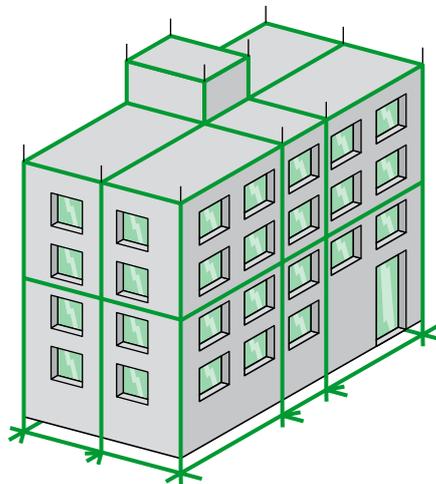


Fig. J14 : Exemple de protection contre la foudre utilisant le principe de la cage maillée (cage de Faraday)

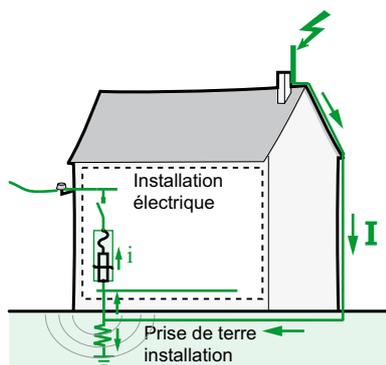


Fig. J15 : Retour de courant de foudre direct

2.2.2 Incidence de la protection du bâtiment sur les équipements de l'installation électrique

50% du courant de foudre écoulee par le système de protection du bâtiment remonte dans les réseaux de terre de l'installation électrique (cf. Fig. J15) : la montée en potentiel des masses dépasse très fréquemment la tenue des isolations des conducteurs des différents réseaux (BT, Télécommunications, câble vidéo, etc.). De plus, l'écoulement du courant à travers les conducteurs de descente génère des surtensions induites dans l'installation électrique.

En conséquence, le système de protection du bâtiment ne protège pas l'installation électrique : il est donc obligatoire de prévoir un système de protection de l'installation électrique.

2.3 Système de protection de l'installation électrique

L'objectif principal du système de protection de l'installation électrique est de limiter les surtensions à des valeurs acceptables pour les équipements.

Le système de protection de l'installation électrique est composé :

- d'un ou de plusieurs parafoudres selon la configuration du bâtiment,
- du réseau d'équipotentialité : maillage métallique des masses et éléments conducteurs.

2.3.1 Mise en œuvre

La démarche pour protéger les installations électriques et de communication d'un bâtiment est la suivante

Recherche d'information

- Identifier tous les récepteurs sensibles et leur localisation dans le bâtiment,
- Identifier les réseaux de puissance et de communication et leur point d'entrée respectif dans le bâtiment,
- Vérifier la présence éventuelle d'un paratonnerre sur le bâtiment ou à proximité,
- Prendre connaissance de la réglementation applicable à la situation du bâtiment,
- Evaluer le risque de foudroiement en fonction de la situation géographique, le type d'alimentation, la densité de foudroiement, ...

Mise en œuvre de la solution

- Réaliser l'équipotentialité des masses par un maillage,
- Installer un parafoudre dans le tableau d'arrivée BT,
- Installer un parafoudre complémentaire dans chaque tableau divisionnaire situé à proximité des équipements sensibles (cf. Fig. J16).

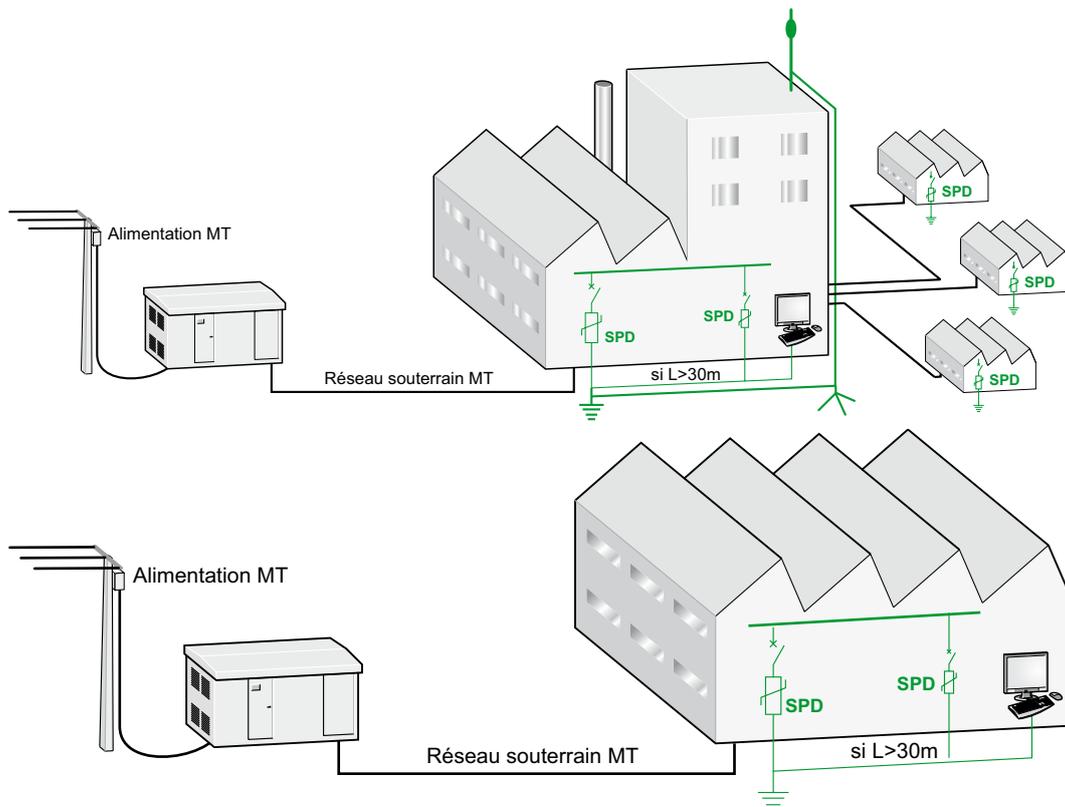


Fig. J16 : Exemple de protection d'une installation électrique de grande dimension

Les dispositifs de protection par parafoudre sont utilisés pour les réseaux d'alimentation électrique, les réseaux téléphoniques, les bus de communication ou d'automatisme.

2.4 Le Parafoudre

Le parafoudre est un composant du système de protection de l'installation électrique. Ce dispositif est connecté en parallèle sur le circuit d'alimentation des récepteurs qu'il doit protéger (cf. Fig. J17). Il peut aussi être utilisé à tous les niveaux du réseau d'alimentation. C'est le type de protection contre les surtensions le plus utilisé et le plus efficace.

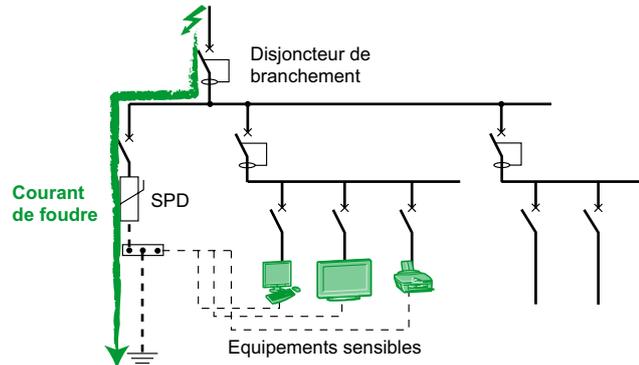


Fig. J17 : Principe de la protection en parallèle

Principe

Le parafoudre est un dispositif destiné à limiter les surtensions transitoires d'origine atmosphérique et à dériver les ondes de courant vers la terre, afin de limiter l'amplitude de cette surtension à une valeur non dangereuse pour l'installation électrique et l'appareillage électrique.

Le parafoudre élimine les surtensions :

- en mode commun, entre phase et neutre ou terre,
- en mode différentiel, entre phase et neutre.

En cas de surtension supérieure au seuil de fonctionnement, le parafoudre

- conduit l'énergie à la terre, en mode commun,
- répartit l'énergie dans les autres conducteurs actifs, en mode différentiel.

Les trois types de parafoudre :

■ parafoudre de type 1

Le parafoudre de type 1 est préconisé dans le cas particulier des bâtiments tertiaires et industriels, protégés par un paratonnerre ou par une cage maillée.

Il protège l'installation électrique contre les coups de foudre directs. Il permet d'écouler le courant de foudre « en retour » se propageant du conducteur de terre vers les conducteurs du réseau

Les parafoudres de type 1 sont caractérisés par une onde de courant 10/350 μ s.

■ parafoudre de type 2

Le parafoudre de type 2 est la protection principale de toutes les installations électriques basse tension. Installé dans chaque tableau électrique, il évite la propagation des surtensions dans les installations électriques et protège les récepteurs.

Les parafoudres de type 2 sont caractérisés par une onde de courant 8/20 μ s.

■ parafoudre de type 3

Ces parafoudres possèdent une faible capacité d'écoulement. Ils sont donc obligatoirement installés en complément des parafoudres de type 2 et à proximité des récepteurs sensibles.

Les parafoudres de type 3 sont caractérisés par une combinaison des ondes de tension (1,2/50 μ s) et de courant (8/20 μ s).

2 Principe de la protection foudre

■ Définition normative des parafoudres

	Coup de foudre direct	Coup de foudre indirect	
CEI 61643-1	Classe I test	Classe II test	Classe III test
CEI 61643-11/2007	Type 1 : T1	Type 2 : T2	Type 3 : T3
EN/IEC 61643-11	Type 1	Type 2	Type 32
Former VDE 0675v	B	C	D
Type d'onde d'essais	10/350	8/20	1.2/50 +8/20

Note 1 : il existe des parafoudres **T1** + **T2** soit (B+C) combinant la protection des récepteurs contre les coups de foudre directs et indirects.

Note 2 : les parafoudres **T2** peuvent aussi être déclarés en **T3**.

Fig. J18 : Définition normative des parafoudres

2.4.1 Caractéristiques des parafoudres

La norme internationale CEI 61643-1 Edition 2.0 (03/2005) définit les caractéristiques et les essais des parafoudres connectés aux réseaux de distribution basse tension (cf. **Fig. J19**)

■ caractéristiques communes

□ U_c : tension maximale de service permanent

C'est la tension efficace ou continue au delà de laquelle le parafoudre devient passant. Cette valeur est choisie en fonction de la tension du réseau et du schéma des liaisons à la terre.

□ U_p : niveau de protection (à I_n)

C'est la tension maximale aux bornes du parafoudre lorsqu'il est passant. Cette tension est atteinte lorsque le courant qui s'écoule dans le parafoudre est égal à I_n . Le niveau de protection doit être choisi inférieur à la tenue en surtension des charges (cf. paragraphe 3.2). Lors de coups de foudre, la tension aux bornes du parafoudre reste généralement inférieure à U_p .

□ I_n : courant nominal de décharge

C'est la valeur de crête d'un courant de forme d'onde 8/20 μ s que le parafoudre est capable d'écouler 15 fois.

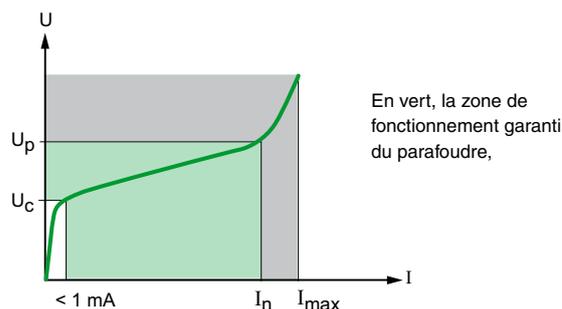


Fig. J19 : Caractéristique temps/courant d'un parafoudre à varistance

■ parafoudre de type 1

□ I_{imp} : courant impulsionnel de décharge

C'est la valeur de crête d'un courant de forme d'onde 10/350 μ s que le parafoudre est capable d'écouler 5 fois.

□ I_{fi} : courant d'auto-extinction

Applicable uniquement à la technologie à éclateur.

C'est le courant (50 Hz) que le parafoudre est capable d'interrompre de lui-même après amorçage. Ce courant doit toujours être supérieur au courant de court-circuit présumé au point d'installation.

■ parafoudre de type 2

- I_{max} : courant maximal de décharge

C'est la valeur de crête d'un courant de forme d'onde 8/20 μs que le parafoudre est capable d'écouler 1 fois.

■ parafoudre de type 3

- U_{oc} : tension en circuit ouvert appliquée lors des essais de class III (type 3)

2.4.2 Les principales applications

■ Les parafoudres BT

Des dispositifs très différents, tant d'un point de vue technologique que d'utilisation, sont désignés par ce terme. Les parafoudres basse tension sont modulaires pour être facilement installés à l'intérieur des tableaux BT.

Il existe aussi des parafoudres adaptables sur les prises de courant mais ces parafoudres ont une faible capacité d'écoulement.

■ Les parafoudres pour les circuits à courant faible

Ces dispositifs protègent les réseaux téléphoniques, les réseaux commutés ou d'automatisme (bus) contre les surtensions issues de l'extérieur (foudre) et celles internes au réseau d'alimentation (équipement polluant, manœuvre d'appareillage, etc.).

De tels parafoudres sont aussi installés dans des coffrets de distribution ou intégrés dans des récepteurs.

3 Conception du système de protection de l'installation électrique

Pour protéger une installation électrique dans un bâtiment, des règles simples s'appliquent au choix

- du ou des parafoudres,
- de son dispositif de protection.

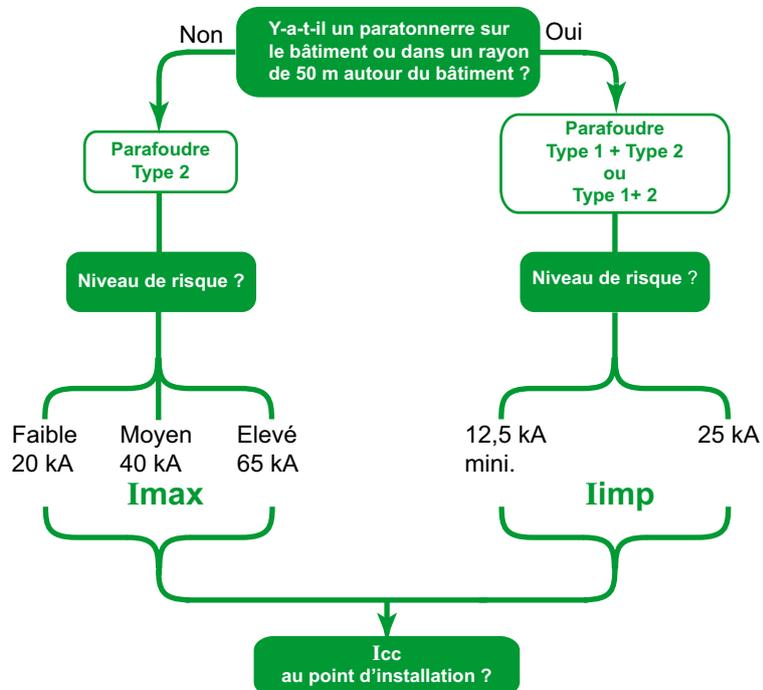
3.1 Règle de conception

Pour une installation de distribution électrique, les caractéristiques essentielles servant à définir le système de protection foudre et choisir un parafoudre pour protéger une installation électrique dans un bâtiment sont :

- parafoudre
 - le nombre de parafoudre,
 - le type,
 - le niveau d'exposition pour définir le courant de décharge I_{max} du parafoudre.
- dispositif de déconnexion
 - courant maximal de décharge I_{max} ,
 - niveau de court-circuit I_{cc} au point d'installation.

Le logigramme ci-après illustre cette règle de conception.

Parafoudre



Dispositif de Protection contre les court-circuits (DPCC)

Fig. J20 : Logigramme pour le choix d'un système de protection

Les autres caractéristiques de choix d'un parafoudre sont prédéfinies pour une installation électrique :

- nombre de pôles du parafoudre,
- le niveau de protection U_p ,
- la tension de service U_c .

Ce sous chapitre J3 décrit plus en détails les critères de choix du système de protection en fonction des caractéristiques de l'installation, des équipements à protéger et de l'environnement.

3.2 Eléments du système de protection

Un parafoudre doit toujours être installé à l'origine de l'installation électrique.

3.2.1 Localisation et type de parafoudres

Le type de parafoudre à installer à l'origine de l'installation dépend de la présence ou non d'un paratonnerre. Si le bâtiment est équipé d'un paratonnerre (selon CEI 62305) un parafoudre de type 1 doit être installé.

Pour les parafoudres en tête d'installation, les normes d'installation CEI 60364 imposent des valeurs minimales pour les 2 caractéristiques suivantes :

- courant nominal de décharge **$I_n = 5 \text{ kA (8/20) } \mu\text{s}$** ,
- niveau de protection **$U_p (\text{à } I_n) < 2,5 \text{ kV}$** .

Le nombre de parafoudre complémentaire à installer est déterminé par :

- la taille du site et la difficulté d'assurer l'équipotentialité. Sur des sites de grande taille, il est impératif d'installer un parafoudre en tête de chaque armoire divisionnaire.
- la distance des charges sensibles à protéger par rapport à la protection de tête. Lorsque les récepteurs sont implantés à plus de 30 m de la protection de tête, il est nécessaire de prévoir une protection fine spécifique au plus près des charges sensibles.
- le risque d'exposition. En cas de site très exposé, le parafoudre de tête ne peut pas assurer à la fois un fort écoulement du courant de foudre et un niveau de protection suffisamment bas. En particulier, un parafoudre de type 1 est généralement accompagné par un parafoudre de type 2.

Le tableau de la **figure J21** ci-après indique le nombre et le type de parafoudre à mettre en œuvre en fonction des 2 paramètres précédemment définis.

J14

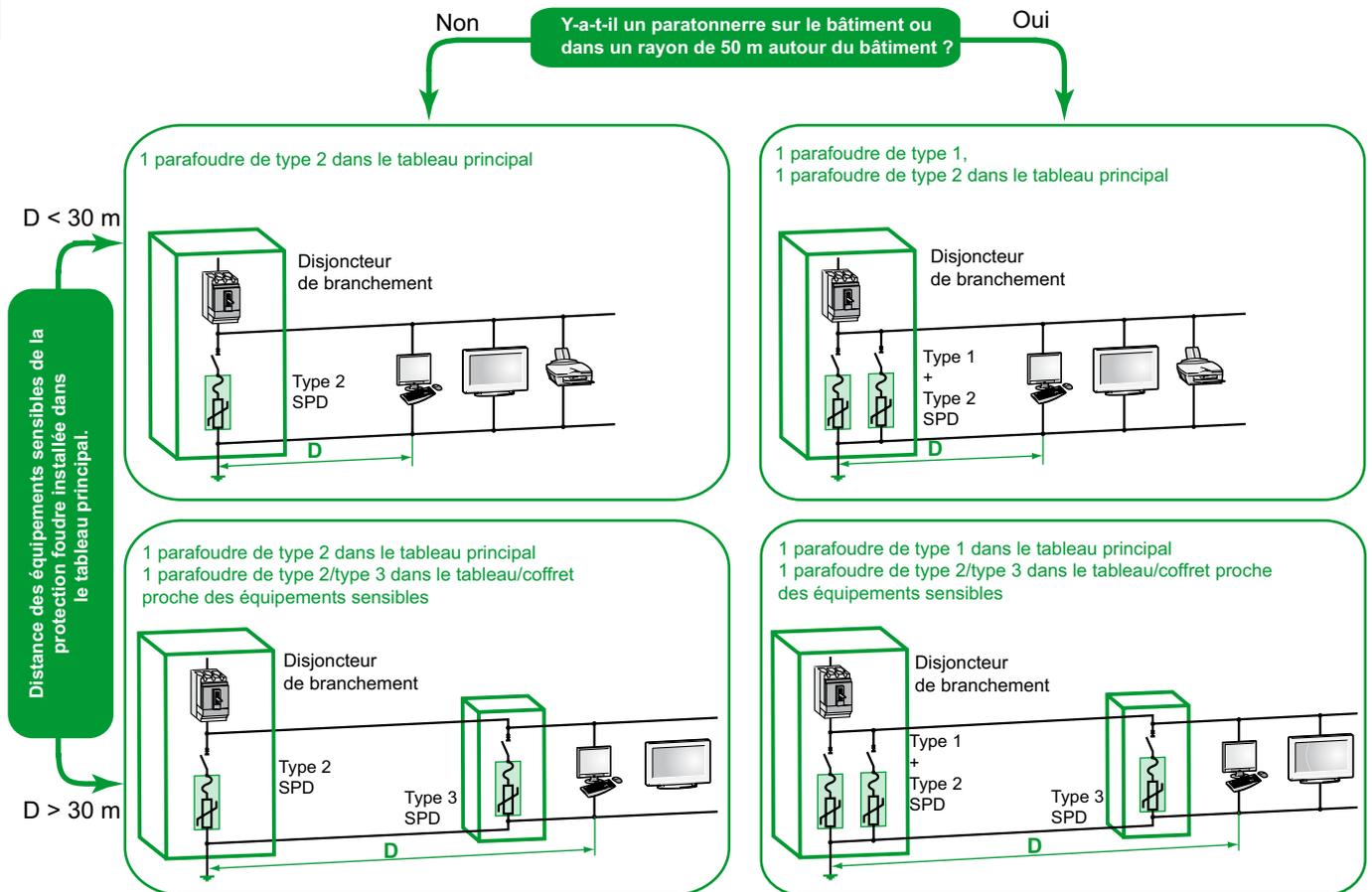


Fig. J21 : Les 4 cas de mise en œuvre de parafoudre

Note 1: Le parafoudre de type 1 est installé dans le tableau électrique raccordé à la prise de terre du paratonnerre.

3 Conception du système de protection de l'installation électrique

3.2.2 Mise en cascade des parafoudres

L'association en cascade de plusieurs parafoudres permet de répartir l'énergie entre plusieurs parafoudres, comme présenté sur la **Figure J22** où les trois types de parafoudre sont prévus :

- type 1 : lorsque le bâtiment est équipé d'un paratonnerre et situé en tête d'installation, il absorbe une quantité d'énergie très importante,
- type 2, il absorbe les surtensions résiduelles,
- type 3, il assure si nécessaire la protection «fine» des équipements les plus sensibles au plus près des récepteurs.

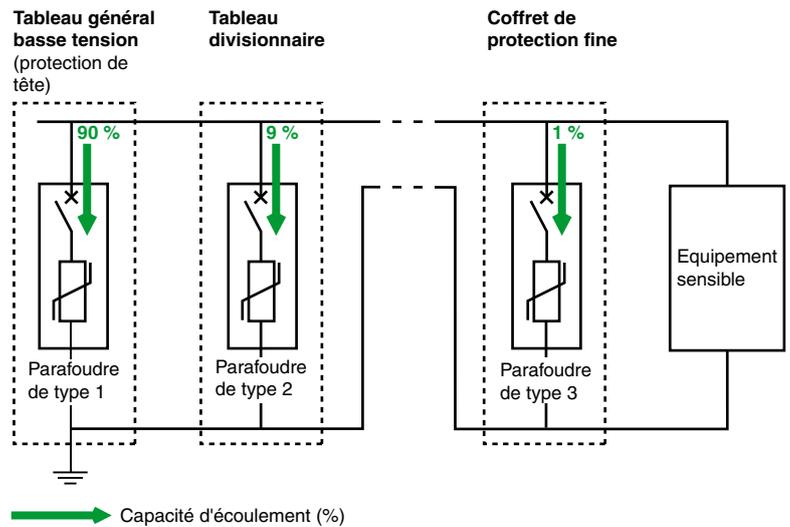


Fig. J22 : Architecture d'une protection fine

Note: Les parafoudres type 1 et 2 peuvent être associés dans un même parafoudre



PRD1 25 r

PRD1 25 r

Fig. J23 : Le parafoudre PRD1 25r remplit les 2 fonctions de type 1 et de type 2 dans le même boîtier

3.3 Caractéristiques communes des parafoudres suivant les caractéristiques de l'installation

3.3.1 Tension de service U_c

Suivant le schéma des liaisons à la terre, la tension maximale de fonctionnement permanent U_c des parafoudres doit être égale ou supérieure aux valeurs indiquées dans le tableau de la **Figure J24**.

Parafoudre connecté entre	Schéma des liaisons à la terre du réseau				
	TT	TN-C	TN-S	IT avec neutre distribué	IT sans neutre distribué
Conducteur de phase et conducteur neutre	1,1 U_o	NA	1,1 U_o	1,1 U_o	NA
Chaque conducteur de phase et PE	1,1 U_o	NA	1,1 U_o	$\sqrt{3} U_o$	$\sqrt{3} U_o$
Conducteur neutre et PE	U_o	NA	U_o	U_o	NA
Chaque conducteur de phase et PEN	NA	1,1 U_o	NA	NA	NA

NA : non applicable

U_o est la tension simple du réseau à basse tension.

Fig. J24 : Valeur minimale prescrite de U_c des parafoudres en fonction des schémas des liaisons à la terre (à partir du tableau 53C de la norme CEI 60364-5-53)

Les valeurs de U_c les plus courantes choisies en fonction du schéma des liaisons à la terre.

TT, TN : 260, 320, 340, 350 V

IT : 440, 460, V

3.3.2 Niveau de protection U_p (à I_n)

Le niveau de protection U_p « installé » généralement retenu pour protéger des équipements sensibles dans installations électriques 230/400 V, est 2,5 kV (catégorie de surtension II, cf. **Fig. J25**)

Note:

Si le niveau de protection prescrit ne peut pas être obtenu par le parafoudre de tête ou si des équipements sensibles sont éloignés (voir paragraphe 3.2.1) des parafoudres supplémentaires coordonnés doivent être mis en œuvre pour obtenir le niveau de protection requis.

Tension nominale de l'installation ⁽¹⁾ V		Tension de tenue aux chocs prescrite pour kV ⁽³⁾			
Réseaux triphasés ⁽²⁾	Réseaux monophasés à point milieu	Matériels à l'origine de l'installation (catégorie de surtension IV)	Matériels de distribution et circuits terminaux (catégorie de surtension III)	Appareils d'utilisation et équipement (catégorie de surtension II)	Matériels spécialement protégés (catégorie de surtension I)
	120-240	4	2,5	1,5	0,8
230/400 ⁽²⁾	-	6	4	2,5	1,5
277/480 ⁽²⁾	-				
400/690	-	8	6	4	2,5
1,000	-	Valeurs définies par les ingénieurs réseau			

(1) Selon la CEI 60038.

(2) Au Canada et aux USA, pour des tensions supérieures à 300 V par rapport à la terre, la tension de tenue aux chocs correspondant à la tension immédiatement supérieure de la colonne est applicable.

(3) Cette tension de tenue aux chocs est applicable entre les conducteurs actifs et le conducteur PE.

Fig. J25 : Choix d'un équipement pour une installation conforme à la CEI 60364 (tableau 44B)

3 Conception du système de protection de l'installation électrique

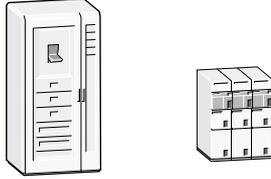
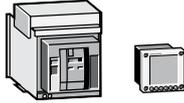
	<p>■ les matériels de la catégorie I sont des matériels particulièrement sensibles aux surtensions transitoires (appareils avec circuits électroniques, etc.).</p>
	<p>■ les matériels de la catégorie II sont des matériels consommateurs d'énergie, alimentés à partir de l'installation fixe (appareils électrodomestiques, outils portatifs, etc.).</p>
	<p>■ les matériels de la catégorie III sont des appareillages de l'installation fixe et des matériels à usage industriel avec un raccordement permanent à l'installation fixe.</p>
	<p>■ les matériels de la catégorie IV sont utilisés à l'origine de l'installation (appareillages, appareils de mesures, compteurs électriques, etc.).</p>

Fig. J26 : Catégorie de surtension des matériels

J17

Le parafoudre a un niveau de protection en tension U_p intrinsèque c.-à-d. défini et testé indépendamment de son installation.

En réalité, pour le choix de la performance U_p d'un parafoudre, il faut prendre une marge de sécurité pour tenir compte des surtensions inhérentes à l'installation du parafoudre (cf. Fig. J27)

La performance U_p « installé » doit être comparée à la tenue aux chocs des récepteurs.

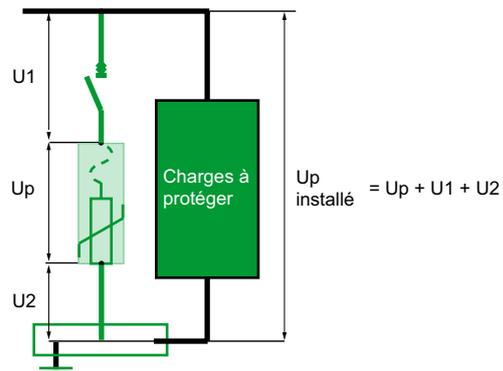


Fig. J27 : U_p « installé »

3.3.3 Nombre de pôles

Suivant le schéma des liaisons à la terre, il est nécessaire de prévoir une architecture du parafoudre assurant la protection en mode commun (MC) et en mode différentiel (MD).

	TT	TN-C	TN-S	IT
Phase –neutre (MD)	Recommandé ¹	-	Recommandé	Non utile
Phase-terre (PE ou PEN) (MC)	Oui	Oui	Oui	Oui
Neutre-Terre (PE) (MC)	Oui	-	Oui	Oui ²

Fig. J28 : Besoin de protection selon le schéma des liaisons à la terre

Note:

■ **surtension de mode commun**

Une protection de base consiste à installer un parafoudre en mode commun entre les phases et le conducteur PE (ou PEN), quel que soit le type de schéma des liaisons à la terre utilisé

■ **surtension de mode différentiel**

Dans les schémas TT et TN-S, la mise à la terre du neutre conduit à une dissymétrie due aux impédances de terre qui entraîne l'apparition de tensions de mode différentiel, bien que la surtension induite par un coup de foudre soit de mode commun.

J18

Parafoudre 2P, 3P et 4P (cf. Fig. J29)

- Ils sont adaptés aux schémas TN-C et IT.
- Ils fournissent seulement une protection contre les surtensions de mode commun.

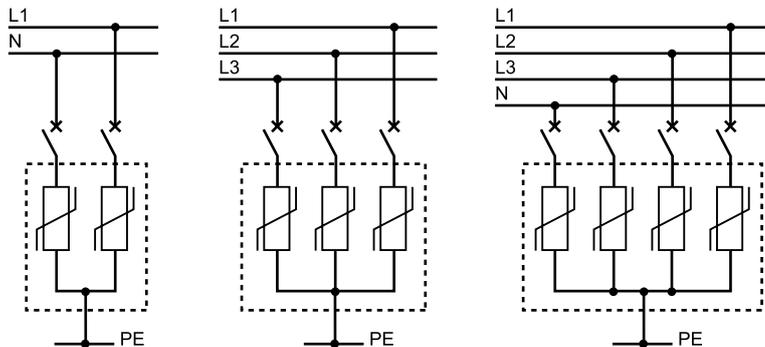


Fig. J29 : Parafoudre 2P, 3P, 4P

3 Conception du système de protection de l'installation électrique

Parafoudre 1P + N, 3P + N (cf. Fig. J30)

- Ils sont adaptés aux schémas TT, TN-S, TN-C.
- Ils fournissent une protection contre les surtensions de mode commun et de mode différentiel.

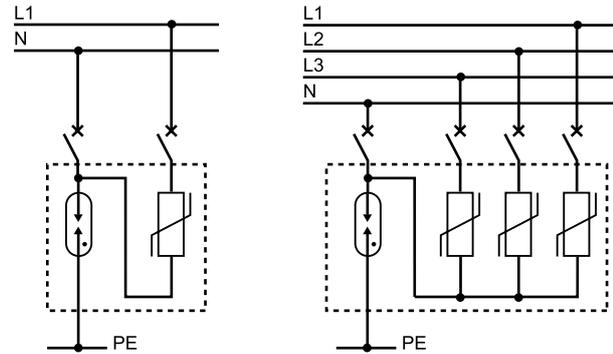


Fig. J30 : Parafoudre 1P + N, 3P + N

3.4 Choix d'un parafoudre de type 1

J19

3.4.1 Courant de décharge impulsionnel I_{imp}

- En absence de réglementations nationales ou spécifiques au type de bâtiment à protéger :
le courant de décharge impulsionnel I_{imp} est au minimum de 12,5 kA (onde 10/350 μ s) par branche suivant la CEI 60364-5-534.
- En présence d'une réglementation :
La norme 62305-2 définit 4 niveaux : I, II, III ou IV
Le tableau de la **figure J31** indique les différents niveaux de I_{imp} dans le cas réglementaire.

Niveau de protection suivant EN 62305-2	Courant de foudre paratonnerre	I_{imp} mini Parafoudre Type 1 (réseau triphasé)
I	200 kA	25 kA/pole
II	150 kA	18.75 kA/pole
III / IV	100 kA	12.5 kA/pole

Fig. J31 : Tableau des valeurs de I_{imp} suivant le niveau de protection du bâtiment (d'après CEI/EN 62305-2)

3.4.2 Courant d'auto-extinction I_{fi}

Cette caractéristique n'est applicable que pour les parafoudres à technologie éclateur. Le courant d'auto-extinction I_{fi} doit toujours être supérieur au courant de court-circuit présumé I_{cc} au point d'installation.

3.5 Choix d'un parafoudre de type 2

3.5.1 Courant de décharge I_{max} des parafoudres

■ Le courant de décharge I_{max} est défini, suivant le niveau d'exposition estimé par rapport à la situation du bâtiment.

La valeur du courant nominal de décharge (I_{max}) est déterminée par une analyse du risque (voir tableau de la **figure J32**).

	Niveau d'exposition		
	Faible	Moyen	Elevé
Environnement des bâtiments	Bâtiment situé dans une zone urbaine ou suburbaine d'habitations groupées	Bâtiment situés en plaine	Bâtiment où il existe un risque spécifique : pylône, arbre, région montagneuse, zone humide ou étang,...
Valeur conseillée I _{max} (kA)	20	40	65

Fig. J32 : I_{max}, courant de décharge maximum en fonction du niveau d'exposition

3.6 Choix des dispositifs de déconnexion

3.6.1 Risques à prévenir en fin de vie du parafoudre

■ **Sur vieillissement**

En cas de fin de vie naturelle sur vieillissement, la protection est de type thermique. Les parafoudres à varistances doivent posséder un déconnecteur interne qui met hors service le parafoudre.

Note : la fin de vie par emballement thermique ne concerne pas les parafoudres à éclateur à gaz ou à air.

■ **Sur défaut**

Les causes de fin de vie sur défaut court-circuit, sont dues à :

- un dépassement de la capacité d'écoulement maximale.
- Ce défaut se traduit par un court-circuit franc,
- un défaut provenant du réseau de distribution (permutation neutre phase, rupture du neutre),
- une dégradation lente de la varistance.

Ces 2 derniers défauts se traduisent par un court-circuit impédant

L'installation doit être protégée des dommages consécutifs à ces types de défaut : le déconnecteur interne (thermique) défini ci-dessus n'a pas le temps de s'échauffer, donc de fonctionner.

Un dispositif spécifique (appelé « dispositif de déconnexion externe »), apte à éliminer le court-circuit, doit être installé. Il peut être réalisé par un disjoncteur ou un appareillage à fusible.

3.6.2 Caractéristiques du dispositif de déconnexion externe

Le dispositif de déconnexion doit être coordonné avec le parafoudre. Il est dimensionné pour tenir les 2 contraintes suivantes :

Tenue au courant de foudre

La tenue au courant de foudre est une caractéristique essentielle du dispositif de déconnexion externe du parafoudre.

Le dispositif doit être capable de tenir les essais normalisés suivants :

- ne pas déclencher sur 15 courants impulsionnels successifs à I_n,
- déclencher à I_{max} (ou I_{imp}) sans être détérioré.

Tenue au courant de court-circuit

■ **Le pouvoir de coupure** est déterminé par les règles d'installation (normes CEI 60364) :

Le dispositif de déconnexion externe doit avoir un pouvoir de coupure égal ou supérieur au courant de court-circuit présumé I_{cc} au point d'installation (suivant les normes CEI 60364).

J20

Le système de protection (thermique et court-circuit) doit être coordonné avec le parafoudre pour garantir un fonctionnement sûr, soit

- assurer la continuité de service :
 - supporter les ondes de courant de foudre,
 - ne générer de tension résiduelle trop importante.
- assurer une protection efficace contre tous les types de surintensités :
 - surcharge suite à emballement thermique de la varistance,
 - court-circuit de faible intensité (impédant),
 - court-circuit de forte intensité.

3 Conception du système de protection de l'installation électrique

■ La protection de l'installation contre les court-circuits

En particulier, le court-circuit impédant dissipe beaucoup d'énergie et doit être éliminé très rapidement pour éviter des dommages à l'installation et au parafoudre. Le choix de la protection est déterminé par le constructeur (dans les catalogues du constructeur du parafoudre).

3.6.3 Mode d'installation du dispositif de déconnexion externe

■ Dispositif « en série »

Le dispositif de déconnexion est désigné « en série » (cf. **Fig. J33**) lorsqu'il est réalisé par la protection générale du réseau à protéger (par exemple, disjoncteur de branchement en amont d'une installation).
normes CEI 60364).

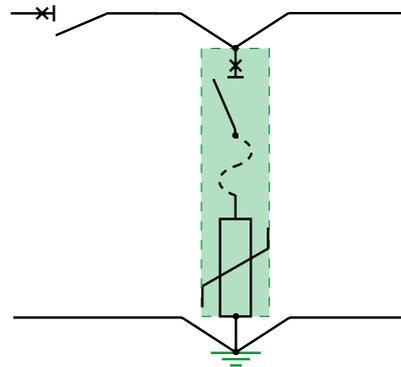


Fig. J33 : dispositif de déconnexion « en série »

■ Dispositif « en parallèle »

Le dispositif de déconnexion est désigné « en parallèle » (cf. **Fig. J34**) lorsqu'il est réalisé spécifiquement par une protection associée au parafoudre.

□ Le dispositif de déconnexion est appelé « disjoncteur de déconnexion » si la fonction est réalisée par un disjoncteur.

□ Le disjoncteur de déconnexion peut être intégré ou non au parafoudre.

Note : dans le cas d'un parafoudre à éclateur à gaz ou à air, le dispositif de déconnexion permet de couper le courant de suite après utilisation.

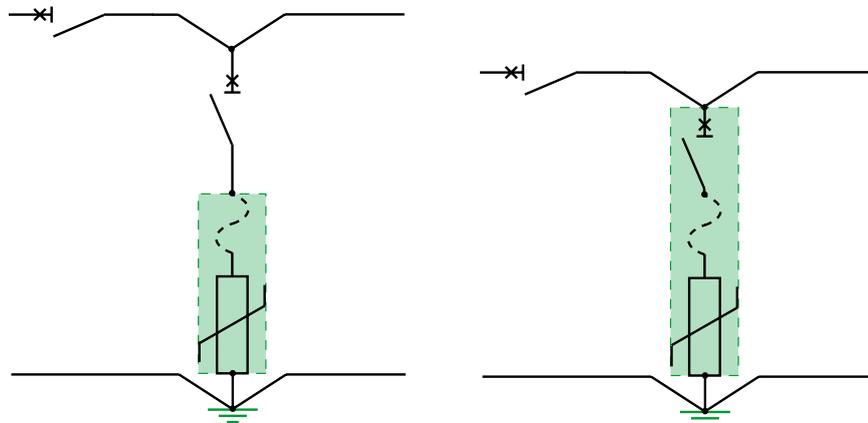


Fig. J34 : dispositifs de déconnexion « en parallèle »

3.6.4 Garantie de la protection

Le dispositif de déconnexion externe doit être coordonné avec le parafoudre, testé et garanti par le constructeur de parafoudre suivant les préconisations de la norme CEI 61643-11 (NF EN 61643-1) chap. 7.7.3 . Il doit aussi être installé suivant les recommandations du constructeur
 Lorsque ce dispositif est intégré, la conformité à la norme produit CEI 61643-11 garantit naturellement la protection.



Fig. J35 : Parafoudres à dispositif de protection externe non intégré (C60N + PRD 40r) et intégré (Quick PRD 40r)

3.6.5 Synthèse des caractéristiques du dispositif de déconnexion externe

Une analyse détaillée des caractéristiques est réalisée au paragraphe J6.4. Le tableau de la figure J36 présente, sur un exemple, une synthèse des caractéristiques en fonction des différents types de dispositif de déconnexion externe

J22

Mode d'installation du dispositif de déconnexion externe	En série	En parallèle		
		Protection fusible associé	Protection disjoncteur associée	Protection disjoncteur intégrée
Protection foudre des équipements	=	=	=	=
	Tous les types de dispositifs de déconnexion protègent correctement les équipements			
Protection installation en fin de vie	-	=	+	++
	Aucune garantie de protection possible	Garantie constructeur Protection des courts-circuits impédants mal assurée	Protection des courts-circuits parfaitement assurée	Garantie totale
Continuité de service en fin de vie	--	+	+	+
	L'installation complète est mise hors service	Seul, le circuit du parafoudre est mis hors service		
Maintenance en fin de vie	--	=	+	+
	Mise hors service de l'installation nécessaire	Changement des fusibles	Réarmement immédiat	

Fig. J36 : Caractéristiques de la protections fin de vie d'un parafoudre type 2 suivant le dispositif de déconnexion

3 Conception du système de protection de l'installation électrique

3.7 Tableau de coordination parafoudre et dispositif de protection

Le tableau de la **figure J37** ci-après présente la coordination des disjoncteurs de déconnexion des parafoudres de types 1 et 2 de marque Schneider Electric pour tous les niveaux de courants de court-circuit.

La coordination entre les parafoudres et les disjoncteurs de déconnexion, indiquée et garantie par Schneider Electric, assurent une protection sûre (tenue aux ondes de foudre, protection renforcée des courants de court-circuit impédant,...).

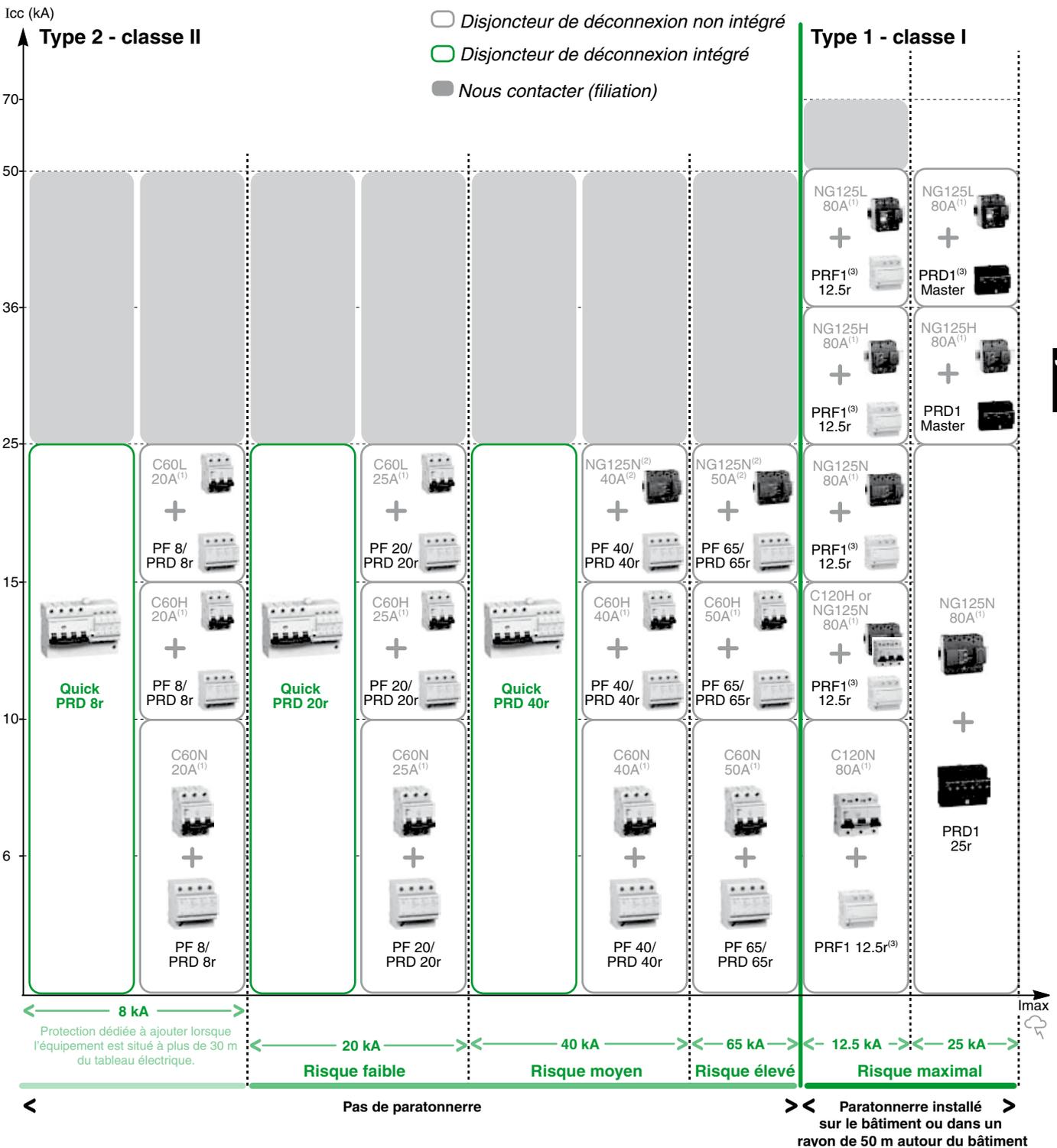


Fig. J37 : Tableau de coordination entre les parafoudres et leur dispositif de déconnexion de la marque Schneider Electric
 (1) : Pour tous les disjoncteurs : courbe C - (2) : NG125L pour 1P et 2P - (3) : Egalement testé classe II

3 Conception du système de protection de l'installation électrique

3.7.1 Coordination avec les protections du réseau

Coordination avec les protections de surintensités

Dans l'installation électrique, le dispositif de déconnexion externe est un appareillage identique à l'appareillage de protection : ce qui permet de mettre en œuvre les techniques de sélectivité et de filiation pour une optimisation technico-économique du plan de protection.

Coordination avec les dispositifs différentiels

Si le parafoudre est installé en aval d'une protection différentielle, celle-ci doit être de type «si» ou Sélectif avec une immunité aux courants impulsionnels d'au moins 3 kA (onde de courant 8/20 μ s).

Note : les dispositifs différentiels de type S conformes aux normes CEI 61008 ou CEI 61009-1 satisfont à cette prescription.

4 Installation des parafoudres

Les connexions aux récepteurs d'un parafoudre doivent être les plus courtes possibles afin de réduire la valeur du niveau de protection en tension (U_p installé) aux bornes des équipements protégés. La longueur totale des connexions du parafoudre au réseau et au bornier de terre ne doit pas dépasser 50 cm.

4.1 Raccordement

Une des caractéristiques essentielles pour la protection d'un équipement est le niveau de protection en tension maximal (U_p installé), que l'équipement peut supporter à ses bornes. De ce fait, un parafoudre doit être choisi avec un niveau de protection U_p adaptée à la protection de l'équipement (voir Fig. J38). La longueur totale des conducteurs de connexion est $L = L_1 + L_2 + L_3$.

Pour les courants à haute fréquence, l'impédance linéique de cette connexion est de l'ordre de $1 \mu\text{H/m}$.

D'où, en appliquant la loi de Lenz à cette connexion : $\Delta U = L di/dt$

L'onde courant normalisée $8/20 \mu\text{s}$, avec une amplitude de courant de $8 \text{ k}\hat{\text{A}}$, crée de ce fait une élévation de tension par mètre de câble de 1000 V .

$$\Delta U = 1 \times 10^{-6} \times 8 \times 10^3 / 8 \times 10^{-6} = 1000 \text{ V}$$

Par suite la tension aux bornes de l'équipement U_p installé est :

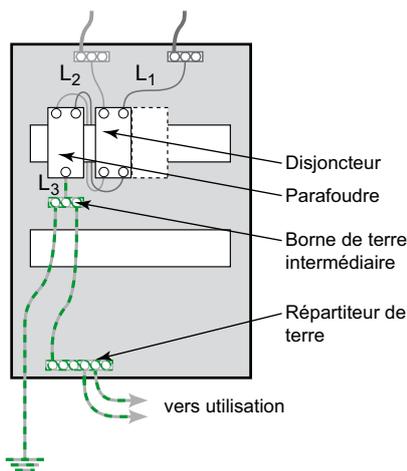


Fig. J39a : Exemple de raccordement en enveloppe plastique

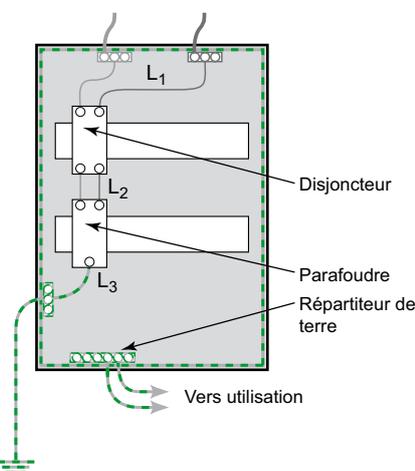


Fig. J39b : Exemple de raccordement en enveloppe métallique

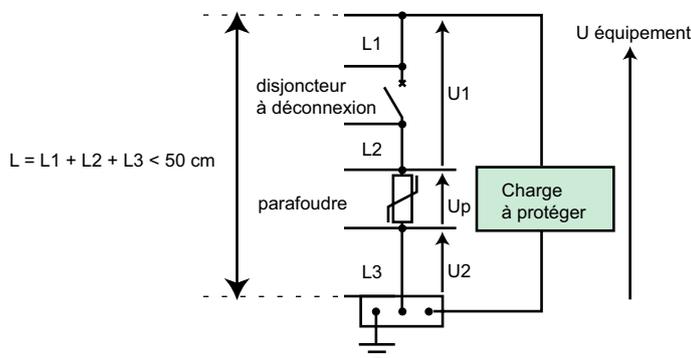


Fig. J38 : Connexions d'un parafoudre $L < 50 \text{ cm}$

$$U_p \text{ installé} = U_p + U_1 + U_2$$

Si $L_1 + L_2 + L_3 = 50 \text{ cm}$, l'onde $8/20 \mu\text{s}$ avec une amplitude de $8 \text{ k}\hat{\text{A}}$, la tension aux bornes de l'équipement sera de $U_p + 500 \text{ V}$

4.1.1 Raccordement enveloppe plastique

La figure J39a montre comment raccorder un parafoudre dans une enveloppe plastique

4.1.2 Raccordement en enveloppe métallique

Dans le cas d'un ensemble d'appareillage en enveloppe métallique, il peut être judicieux de raccorder directement à l'enveloppe métallique le parafoudre, l'enveloppe étant utilisée comme conducteur de protection (cf. Fig. J39b).

Cette disposition est conforme à la norme CEI 60439-1 et le constructeur de l'ensemble d'appareillage doit s'assurer que les caractéristiques de l'enveloppe permettent cette utilisation.

4.1.3 Section des conducteurs

La section minimale recommandée des conducteurs prend en compte :

- le service normal à assurer : écoulement de l'onde courant de foudre sous une chute de tension maximale (règle des 50 cm).

Note : contrairement aux applications à 50 Hz , le phénomène de foudre étant à haute fréquence, l'augmentation de la section des conducteurs ne diminue pas notablement son impédance haute fréquence.

- la tenue aux courant de courts-circuits des conducteurs : le conducteur doit tenir un courant de court-circuit pendant le temps maximal de coupure de la protection.

La CEI 60364 préconise en tête d'installation une section minimale de :

- 4 mm^2 (Cu) pour le raccordement des parafoudres de type 2,
- 16 mm^2 (Cu) pour le raccordement des parafoudres de type 1 (présence de paratonnerre).

4.2 Règles de câblage

■ Règle 1 :

La première règle à respecter est que la longueur des connexions du parafoudre entre le réseau (au travers du dispositif de déconnexion) et le bornier de terre ne dépasse pas 50 cm.

La **Figure J40** montre les 2 possibilités de raccordement d'un parafoudre.

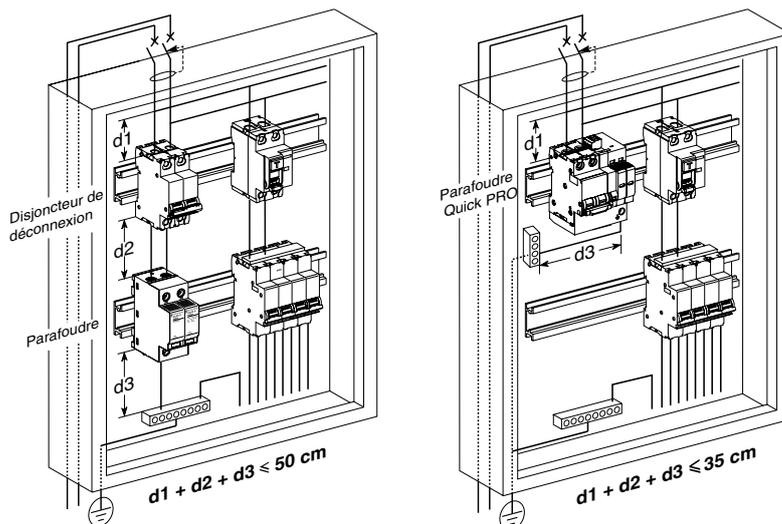


Fig. 40 : Parafoudre avec dispositif de déconnexion séparé ou intégré

Règle 2

Les conducteurs des départs protégés :

- doivent être connectées aux bornes mêmes du dispositif de déconnexion ou du parafoudre,
- doivent être séparés physiquement des conducteurs d'arrivée pollués.

Ils sont placés à la droite des bornes du parafoudre et du dispositif de déconnexion (cf. **Fig. J41**).

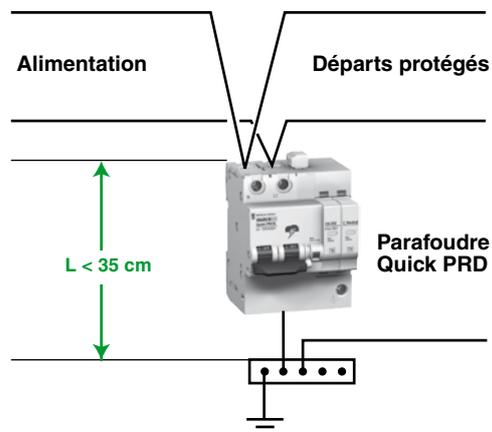


Fig. 41 : Les connexions des départs protégés sont à droite des bornes du parafoudre

4 Installation des parafoudres

■ Règle 3

Les conducteurs de phase, de neutre et de protection (PE) de l'arrivée doivent cheminer les uns contre les autres afin de réduire la surface de la boucle (cf. Fig. J40).

■ Règle 4

Les conducteurs d'arrivée du parafoudre doivent être éloignés des conducteurs de sortie protégés afin d'éviter de les polluer par couplage (cf. Fig. J40).

■ Règles 5

Les câbles doivent être plaqués contre les parties métalliques de l'armoire afin de minimiser la surface de la boucle de masse et donc de bénéficier d'un effet d'écran vis-à-vis des perturbations EM.

Dans tous les cas, il faut vérifier que les masses des armoires ou des coffrets sont mises à la terre par des connexions très courtes.

Enfin, si des câbles blindés sont utilisés, les grandes longueurs doivent être proscrites car elles réduisent l'efficacité du blindage (cf. Fig. J42).

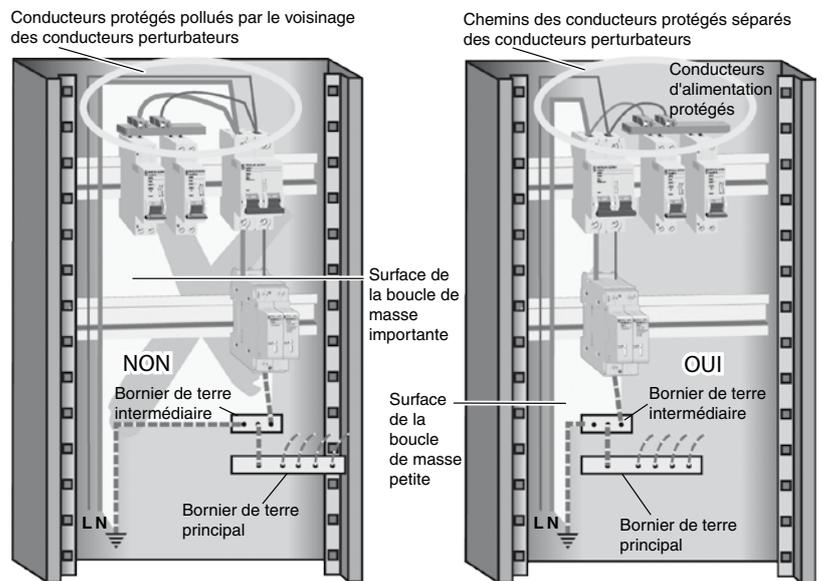


Fig. 42 : Exemple d'amélioration de la CEM par réduction des surfaces de boucle et de l'impédance commune au sein d'un coffret électrique

5 Application

5.1 Exemples d'installation

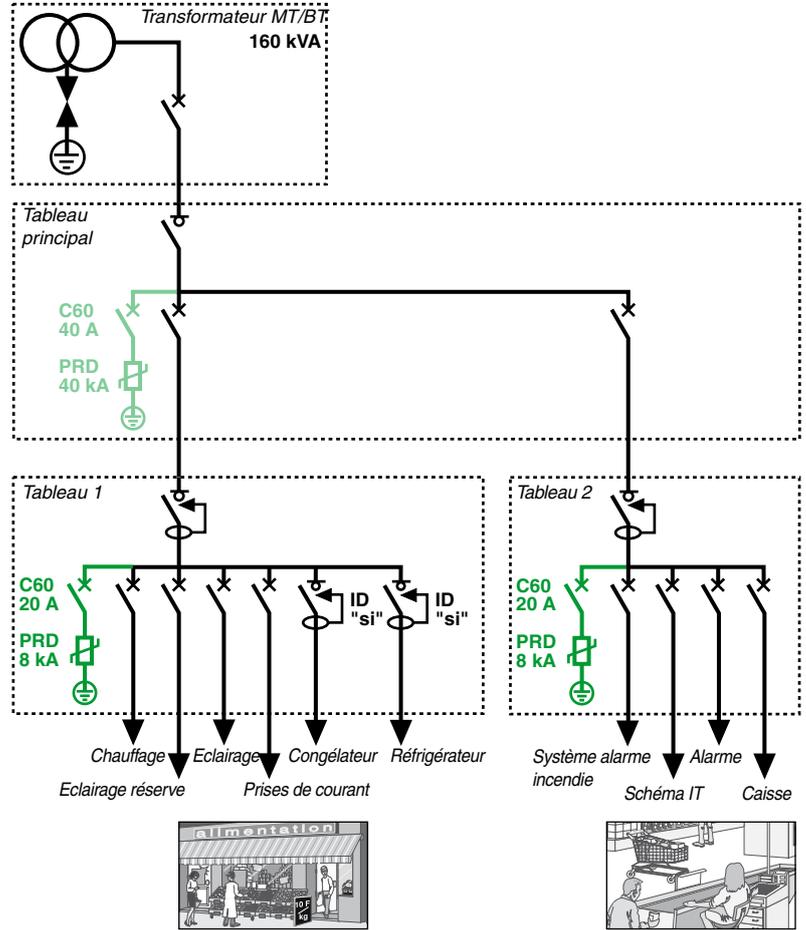


Fig. J43 : Exemple d'application : la supérette

Solutions et schémas de principe

- Le guide de choix des parafoudres a permis de déterminer la valeur exacte du parafoudre de tête d'installation et du disjoncteur de déconnexion associé.
- Les équipements sensibles (Uchoc < 1,5 kV) étant situés à plus de 30 m de la protection de tête, il faut placer les parafoudres de protection fine au plus près des récepteurs.
- Pour assurer une meilleure continuité de service pour les zones chambre froide :
 - on utilisera des Interrupteurs différentiels immunisés du type «si» afin d'éviter tout déclenchement intempestif dû à la montée du potentiel de la terre au moment du passage de l'onde foudre.
- Pour assurer une protection contre les surtensions atmosphériques :
 - prévoir un parafoudre situé dans le TGBT (cf. Fig. 43),
 - installer un parafoudre de protection fine dans chaque tableau 1 et 2 alimentant les équipements sensibles situés à plus de 30 m du parafoudre de tête,
 - installer un parafoudre sur le réseau de télécommunication pour protéger les appareils alimentés du type alarme incendie, modem, téléphone, fax (cf. Fig. 44).

Conseils de câblage

- S'assurer de l'équipotentialité des masses et des terres du bâtiment.
- Réduire les surfaces de boucle constituées par les câbles d'alimentation.

Conseils d'installation

- Installer un parafoudre $I_{max} = 40 \text{ kA}$ (8/20 μs) et un disjoncteur de déconnexion C60 calibre 20 A.
- Installer des parafoudres de protection fine $I_{max} = 8 \text{ kA}$ (8/20) et les disjoncteurs de déconnexion associés C60 calibre 20 A.

J28

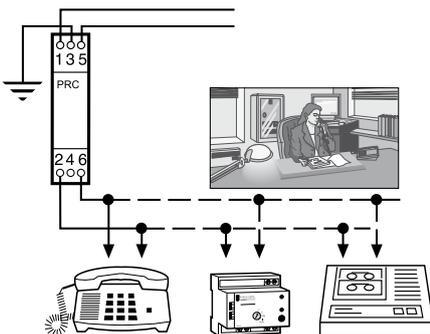


Fig. J44 : Réseau de télécommunication

6 Compléments techniques

6.1 Normes des protections foudre

La norme CEI 62305 parties 1 à 4 (NF EN 62305 parties 1 à 4) restructure et met à jour les publications des normes CEI 61024 (série), CEI 61312 (série) et CEI 61663 (série) sur les protections de foudre

■ **Partie 1 - Principe généraux :**

cette partie présente des généralités sur la foudre et ses caractéristiques, des données générales et elle introduit les autres documents.

■ **Partie 2 - Analyse du risque :**

cette partie présente l'analyse permettant de calculer le risque pour une structure et de déterminer les différents scénarios de protection afin de permettre une optimisation technico-économique.

■ **Partie 3 - Dommages physiques sur les structures et risques humains :**

cette partie présente la protection contre les coups de foudre directs, incluant paratonnerre, conducteur de descente, prise de terre, équipotentialité et donc parafoudres d'équipotentialité (parafoudre de type 1).

■ **Partie 4 - Réseaux de puissance et de communication dans les structures :**

cette partie présente la protection contre les effets induits de la foudre, incluant le système de protection par parafoudres (parafoudre de type 2 et 3), les blindages de câbles, les règles d'installation des parafoudres, etc.

Cette série de normes est complétée

■ par la série de normes CEI 61643 pour la définition des produits parafoudres (voir sous-chapitre J2),

■ par la série des normes CEI 60364-4 et -5 pour la mise en œuvre des produits dans les installations électriques BT (voir sous-chapitre J3).

6.2 Les composants d'un parafoudre

Le parafoudre est principalement constitué (cf. **Fig. J45**) :

- 1) d'un ou de plusieurs composants non linéaires : la partie active (varistance, éclateur à gaz, ...),
- 2) d'un dispositif de protection thermique (déconnecteur interne) qui le protège contre un emballement thermique en fin de vie (parafoudre à varistance),
- 3) d'un indicateur qui signale la fin de vie du parafoudre, Certains parafoudres permettent le report à distance de cette indication,
- 4) d'un dispositif de déconnexion externe qui assure sa protection contre les courts-circuits (ce dispositif peut être intégré au parafoudre).

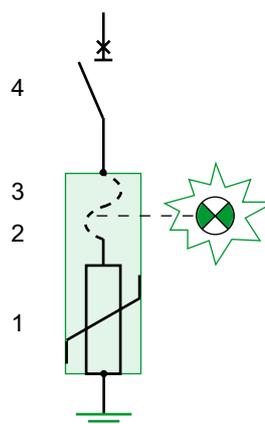


Fig. J45 : Schéma d'un parafoudre

6.2.1 Technologie de la partie active

Plusieurs technologies sont disponibles pour réaliser la partie active. Elles présentent chacune des avantages et des inconvénients :

- Les diodes Zener,
- L'éclateur à gaz (commandé ou non commandé),
- La varistance (à oxyde de zinc).

Le tableau ci-après présente les caractéristiques des technologies couramment employées.

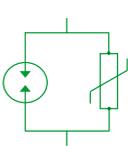
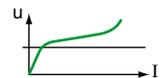
Composant	Eclateur à gaz	Eclateur encapsulé	Varistance (à oxyde de zinc)	Eclateur à gaz et varistance en série	Eclateur encapsulé et varistance en parallèle
Caractéristiques					
Fonctionnement	Coupure de tension	Coupure de tension	Limitation de tension	Coupure et limitation de tension en série	Coupure et limitation de tension en parallèle
Caractéristiques U/I					
Application	<ul style="list-style-type: none"> ■ Réseau télécom ■ Réseau BT (en association avec une varistance) 	Réseau BT	Réseau BT	Réseau BT	Réseau BT
Type de parafoudre	Type 2	Type 1	Type 1 ou Type 2	Type 1+ Type 2	Type 1+ Type 2

Fig. J46 : Tableau de synthèse des performances

Note : 2 technologies peuvent être installées dans le même parafoudre (cf. Fig. J47).

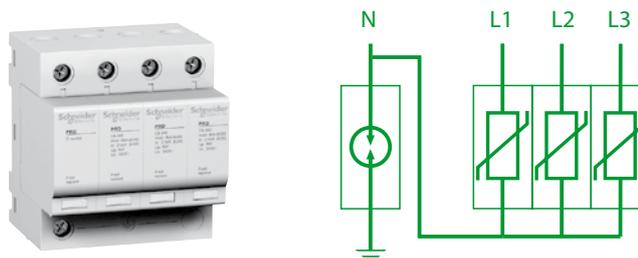


Fig. J47 : Le parafoudre PRD de marque Schneider Electric intègre un éclateur à gaz entre neutre et terre et des varistances entre phase et neutre

J30

6.3 Signalisation fin de vie

Des indicateurs de fin de vie sont associés au déconnecteur interne et au dispositif de déconnexion externe du parafoudre pour informer l'utilisateur que les équipements ne sont plus protégés contre les surtensions d'origine atmosphérique.

Signalisation locale

La mise en œuvre d'indicateurs de fin de vie en local est généralement imposée par les règles d'installation.

La signalisation de la fin de vie est signalée par un indicateur (lumineux ou mécanique) au déconnecteur interne et/ou au dispositif de déconnexion externe. Lorsque le dispositif de déconnexion externe est réalisé par un appareillage à fusible, il est nécessaire de prévoir un fusible à percuteur et un socle équipé d'un système de déclenchement pour assurer cette fonction.

Disjoncteur de déconnexion intégré

L'indicateur mécanique et la position du maneton de commande permet naturellement la signalisation fin de vie.



Fig. J48 : Parafoudre Quick PRD 3P +N de marque Schneider Electric

6.3.1 Signalisation en local et report à distance

Les parafoudres Quick PRD de marque Schneider Electric sont de type «prêt à câbler» avec un disjoncteur de déconnexion intégré.

Signalisation en local

Les parafoudres Quick PRD (cf. Fig. J48) sont équipés d'indicateurs mécaniques d'état en local :

- l'indicateur mécanique (rouge) et la position du maneton du disjoncteur de déconnexion signalent la mise hors service du parafoudre,
- l'indicateur mécanique (rouge) sur chaque cartouche signale la cartouche en fin de vie.

Report à distance (cf. Fig. J49)

Les parafoudres Quick PRD sont équipés d'un contact de signalisation qui permet de signaler à distance :

- la fin de vie d'une cartouche,
- une cartouche manquante, et dès qu'elle a été remise en place :
- un défaut sur le réseau (court-circuit, déconnexion du neutre, inversion phase neutre),
- une manœuvre manuelle en local.

De ce fait, la surveillance à distance de l'état de fonctionnement des parafoudres installés permet de s'assurer que ces protections en état de veille sont toujours prêtes à fonctionner.

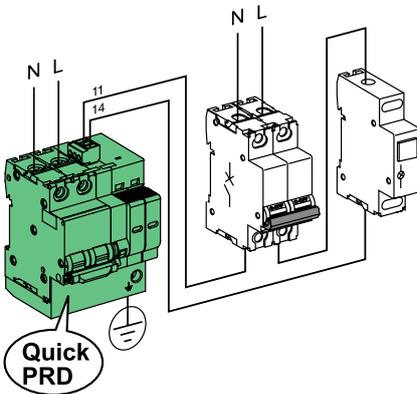


Fig. J49 : Installation de la signalisation lumineuse avec un parafoudre Quick PRD

6.3.2 Maintenance en fin de vie

Lorsque l'indicateur fin de vie signale la mise hors service, le remplacement du parafoudre (ou de la cartouche concernée) est nécessaire.

Dans le cas du parafoudre Quick PRD, la maintenance est facilitée :

- La cartouche en fin de vie (à remplacer) est facilement repérable par le service maintenance.
- La cartouche en fin de vie peut être remplacée en toute sécurité car un dispositif de sécurité interdit la fermeture du disjoncteur de déconnexion si une cartouche est manquante.

6.4 Caractéristiques détaillées du dispositif de déconnexion externe

6.4.1 Tenue aux ondes de courant

Les essais de tenue aux ondes de courant des dispositifs de déconnexion externe font ressortir les constats suivants :

- pour un calibre et une technologie donnée (fusible NH ou cylindrique), la tenue à l'onde de courant est meilleure avec un fusible type aM (protection moteur) qu'avec un fusible de type gG (à usage général).
- pour un calibre donné, la tenue à l'onde de courant est meilleure avec un disjoncteur qu'avec un appareillage à fusible.

La **figure J50** ci-dessous indique les résultats des essais de tenue à l'onde de tension :

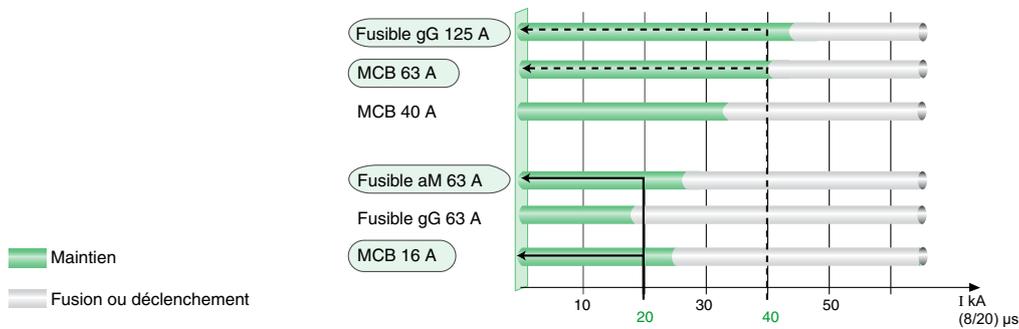


Fig. J50 : Comparaison des tenues à l'onde de tension pour un disjoncteur de 25 A et un fusible gG 63 A

6.4.2 Niveau de protection Up installé

D'une manière générale :

- La chute de tension aux bornes d'un disjoncteur est plus élevée que celle aux bornes d'un appareillage à fusibles. En effet, l'impédance des composants (déclencheurs thermiques et magnétiques) du disjoncteur est plus élevée que celle d'un fusible. Cependant
 - la différence entre les chutes de tension reste faible pour des ondes de courants n'excédant pas 10 kA (95% des cas),
 - le niveau de protection Up installé prend aussi en compte l'impédance de câblage. Celle-ci peut être importante dans le cas d'une technologie fusible (dispositif de protection éloigné du parafoudre) et faible dans le cas de technologie disjoncteur (disjoncteur proche, et même intégré au parafoudre).
- Note : Le niveau de protection Up installé est la somme des chutes de tension :
- dans le parafoudre,
 - dans le dispositif de déconnexion externe,
 - dans le câblage des appareils.

6.4.3 Protection des courts-circuits impédants

Un court-circuit impédant dissipe beaucoup d'énergie et doit être éliminé très rapidement pour éviter des dommages à l'installation et au parafoudre. La **figure J51** compare le temps de réponse et la limitation en énergie d'une protection par fusible 63 A et un disjoncteur 25 A. Ces 2 dispositifs de protection ont la même tenue à l'onde de courant 8/20 μs (respectivement 27 kA et 30 kA).

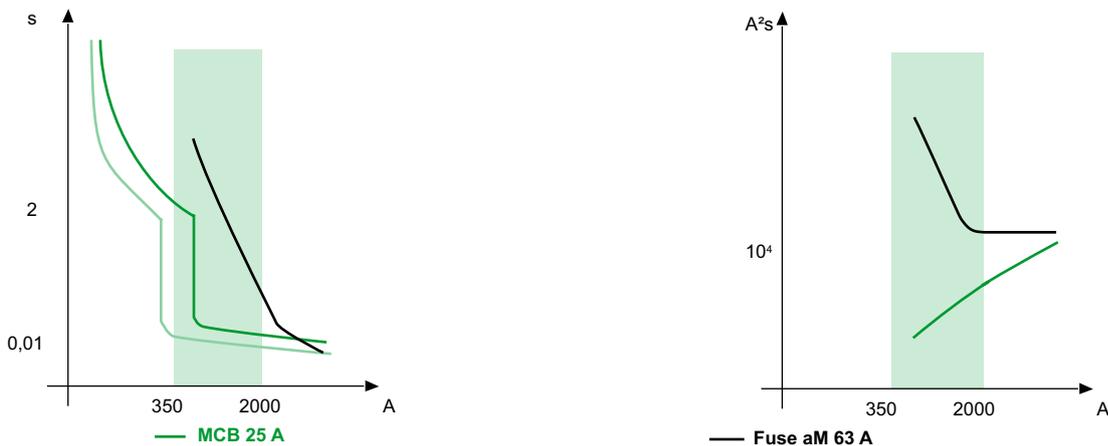


Fig. J51 : Comparaison des courbes temps/courant d'un disjoncteur et d'un fusible ayant les mêmes tenues à l'onde de courant 8/20 μs et comparaison des limitations en énergie d'un disjoncteur et d'un fusible ayant les mêmes tenues à l'onde de courant 8/20 μs

6.5 Propagation d'une onde de foudre

Les réseaux électriques sont à basse fréquence et, de ce fait, la propagation de l'onde de tension est instantanée par rapport à la fréquence du phénomène : en tout point d'un conducteur, la tension instantanée est la même. L'onde de foudre est un phénomène haute fréquence (quelques centaines de kHz au MHz) :

■ l'onde de foudre se propage le long d'un conducteur à une certaine vitesse par rapport à la fréquence du phénomène. De ce fait, à un instant donné, la tension n'a pas la même valeur en tout point du support (cf. **Fig. J52**).

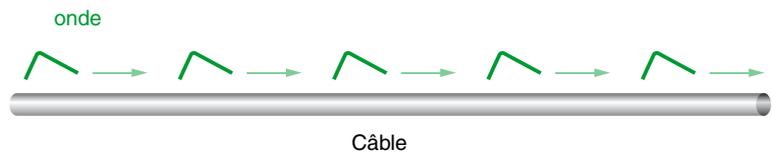


Fig. J52 : Propagation d'une onde foudre dans un conducteur

- un changement de support crée un phénomène de propagation et/ou de réflexion de l'onde dépendant
 - de la différence d'impédance entre les deux supports,
 - de la fréquence de l'onde progressive (raideur du temps de montée en cas d'une impulsion),
 - de la longueur du support.
- En particulier en cas de réflexion totale, la valeur de la tension peut doubler.

Exemple cas de la protection par parafoudre

La modélisation du phénomène appliquée à une onde de foudre et les essais en laboratoire ont montré qu'une charge alimentée par 30 m de câble protégé en amont par un parafoudre à la tension U_p subit du fait des phénomènes de réflexion une tension maximale de $2 \times U_p$ (cf. **Fig. J53**). Cette onde de tension n'est pas énergétique.

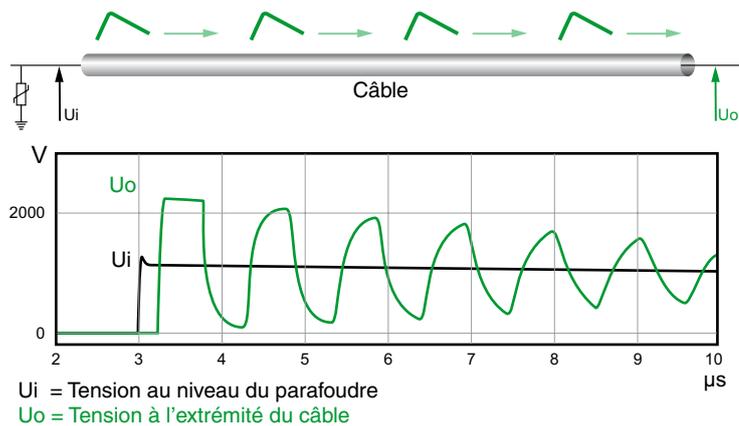


Fig. J53 : Réflexion d'une onde foudre à l'extrémité d'un câble

Action corrective

Des 3 paramètres (différence d'impédance, fréquence, distance), le seul que l'on puisse réellement maîtriser est la longueur de câble entre le parafoudre et le récepteur à protéger. Plus cette longueur est grande, plus la réflexion est importante. En général pour les fronts de surtensions rencontrés dans un bâtiment, les phénomènes de réflexion sont importants à partir de 10 m et peuvent doubler la tension à partir de 30 m (cf. Fig. J54).

Il est nécessaire d'installer un deuxième parafoudre en protection fine si la longueur de câble excède 10 m entre le parafoudre de tête et l'équipement à protéger.

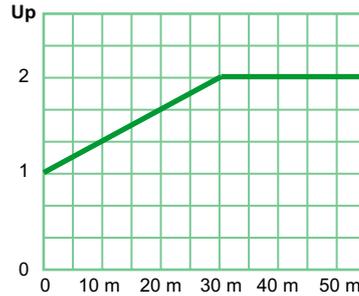


Fig. J54 : Tension maximale à l'extrémité d'un câble à vide en fonction de la longueur du câble pour un front de tension incident de 4kV/μs

6.6 Exemple de courant de foudre en mode différentiel en schéma TT

Un parafoudre bipolaire est installé en mode commun pour protéger l'installation (cf. Fig. J55).

La résistance R1 de la prise de terre de la mise à la terre du conducteur neutre au pylône est inférieure à celle R2 de la prise de terre des masses de l'installation BT. Le courant de foudre In circule à la terre via le chemin le moins résistif (prise de terre du pylône) soit, principalement, suivant le circuit ABCD. Il traverse de ce fait les varistances V1 et V2 en série créant une tension différentielle égale à deux fois la tension Up du parafoudre (Up1 + Up2). Cette tension apparaît entre les bornes A et C, c'est à dire entre phase et neutre à l'entrée de l'installation.

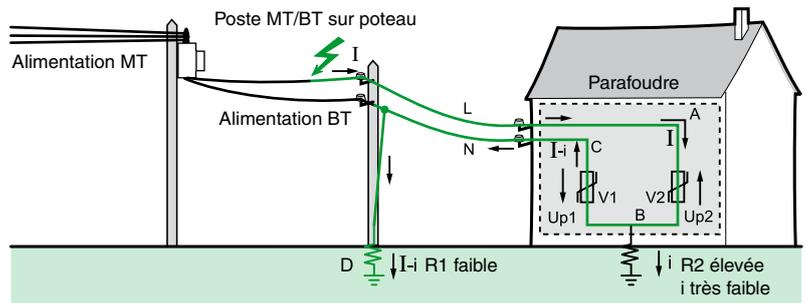


Fig. J55 : Protection seulement en mode commun

6 Compléments techniques

Pour protéger efficacement les charges entre phase et neutre, la tension du mode différentiel doit être réduite.

Un autre schéma de parafoudre est en outre possible (cf. **Fig. J56**).

Le courant de foudre I_n circule principalement suivant le circuit ABCD comme précédemment. La surtension de mode commun est éliminée par l'amorçage de l'éclateur à gaz et la tension de mode différentiel est limitée à la tension U_{p2} du parafoudre.

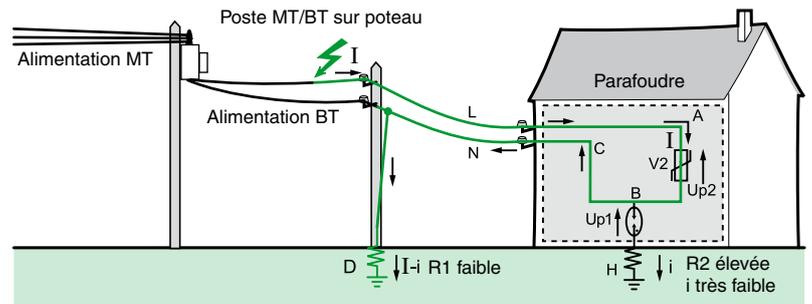


Fig. J56 : Protection en mode commun et différentiel

Chapitre K

Effacité énergétique de la distribution électrique

Sommaire

1	Introduction	K2
2	Efficacité énergétique et électricité	K3
	2.1 Une réglementation volontariste partout dans le monde	K3
	2.2 La norme NF EN 15232	K4
	2.3 Comment parvenir à l'efficacité énergétique	K5
3	Diagnostic par mesures électriques	K8
	3.1 Les mesures électriques	K8
	3.2 Des appareils de mesure adaptés	K8
4	Des gisements d'économies d'énergie	K10
	4.1 Les moteurs	K10
	4.2 La variation de vitesse	K11
	4.3 La régulation	K13
	4.4 L'éclairage	K14
	4.5 La correction du facteur de puissance et le filtrage d'harmoniques	K16
	4.6 La gestion de charge	K17
	4.7 Systèmes d'information et de communication	K18
	4.8 La conception des systèmes d'information et de surveillance	K21
5	Comment évaluer les économies d'énergie	K26
	5.1 Procédures IPMVP et EVO	K26
	5.2 Pour une performance soutenue	K28

K1**Nota :**

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

Ce chapitre est destiné à faciliter les échanges entre les concepteurs d'installations électriques et les utilisateurs, consommateurs d'énergie. Ces derniers devant très souvent être conseillés pour choisir les meilleures options à retenir pour réduire leurs consommations et dépenses énergétiques.

Bien qu'un grand nombre de facteurs influencent attitudes et opinions en matière d'efficacité énergétique, en particulier l'augmentation du coût de l'énergie et un sentiment croissant de nos responsabilités écologiques, il est probable que c'est la législation qui a l'impact le plus profond sur les comportements et les procédures. Les divers gouvernements partout dans le monde se donnent des objectifs d'économie d'énergie et introduisent les réglementations nécessaires pour les atteindre. La réduction des émissions de gaz à effets de serre est un objectif global formulé à la conférence sur l'environnement de Kyoto en 1997 et finalement ratifié par 169 pays en décembre 2006.

Aux termes du protocole de Kyoto, les pays industrialisés se sont engagés à réduire leurs émissions collectives de gaz à effets de serre de 5,2 % d'ici 2008-2012 par rapport à 1990 (ce qui par rapport au niveau d'émissions prévu en 2012 avant le protocole, représente une réduction effective de 29 %). Pour l'Europe, l'un de ses objectifs est une réduction des émissions de CO₂ de 20 % d'ici 2020. Or, si ces émissions de CO₂ proviennent pour 27 % du secteur des transports, 16 % du résidentiel, 8 % du tertiaire et 49 % de l'industriel, jusqu'à 50 % sont attribuables à la consommation électrique des trois secteurs, immobilier, commercial et résidentiel. En outre, avec la prolifération des appareils ménagers et d'autres équipements comme les systèmes de ventilation et de climatisation, la consommation d'électricité augmente plus rapidement que celle des autres formes d'énergie.

Ainsi, pour atteindre l'objectif de réduction de 20 % de la consommation d'ici 2020, il faut satisfaire les conditions suivantes :

- toutes les nouvelles constructions doivent consommer 50 % d'énergie en moins,
- 1/10^{ème} des bâtiments existants doit réduire sa consommation de 30 % chaque année.

Il est évident que d'ici 2020, dans la plupart des pays, 80% de tous les bâtiments auront déjà été construits. La remise à niveau des bâtiments existants et une meilleure gestion de l'énergie sont indispensables pour atteindre les objectifs de réduction des émissions. Etant donné que dans les pays de l'ouest, la plupart des bâtiments bénéficient déjà d'aménagements qui améliorent leur performance thermique comme l'isolation murale, l'isolation des greniers et le double-vitrage, le seul moyen d'obtenir une réduction additionnelle est de réduire la consommation d'énergie. L'amélioration de la performance thermique et énergétique des bâtiments existants deviendra très probablement obligatoire pour répondre aux objectifs définis.

Il existe des technologies qui permettent de promouvoir l'efficacité énergétique à plusieurs niveaux, de la réduction de la consommation d'énergie électrique au contrôle efficace des autres sources d'énergie. Une réglementation ambitieuse peut être nécessaire pour assurer un déploiement de ces technologies suffisamment rapide pour atteindre les objectifs d'ici 2020.

2 Efficacité énergétique et électricité

2.1 Une réglementation volontariste partout dans le monde

Le protocole de Kyoto marque le début de la prise en charge claire par les gouvernements d'objectifs quantitatifs et d'un agenda spécifique de réduction des émissions de CO₂.

Au-delà des engagements de Kyoto, un grand nombre de pays se sont donné des objectifs fermes à long terme qui répondent aux dernières recommandations du GIEE -Groupement d'Intérêt Economique Européen- au CCNUCC -Convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques- sur les économies d'énergie et qui visent à stabiliser la concentration en CO₂.

L'Union Européenne donne l'exemple avec un engagement ferme portant sur une réduction de 20 % avant 2020 auquel tous les chefs d'état des pays membres de l'UE en mars 2007 ont souscrit. Cet accord connu sous le nom de 3x20, vise une réduction de 20 % des émissions de CO₂, une amélioration de 20 % de l'efficacité énergétique et l'utilisation de 20 % d'énergies renouvelables. Certains pays européens envisagent l'adoption d'un objectif de réduction de 50 % à l'horizon 2050. Mais il n'est pas possible d'atteindre ces objectifs sans changements profonds : réglementation, législation et normalisation sont les outils que les gouvernements devront utiliser avec de plus en plus de fermeté.

Partout dans le monde, la législation et les réglementations renforcent les obligations des parties prenantes et mettent en place une infrastructure fiscale et financière.

■ Aux Etats-Unis

- acte sur la politique énergétique de 2005,
- réglementation de la construction,
- réglementation de l'énergie (10CFR434),
- programmes de gestion de l'énergie des divers états (10CFR420),
- règles de conservation de l'énergie pour les produits de grande consommation (10CFR430).

■ En Chine

- loi sur la conservation de l'énergie,
- loi sur l'architecture (Efficacité énergétique et construction),
- loi sur les énergies renouvelables,
- 1 000 principaux programmes de conservation de l'énergie industrielle.

■ Dans l'Union Européenne

- système communautaire d'échange de quotas d'émission,
- directive sur la performance énergétique dans la construction,
- directive sur les produits utilisateurs d'énergie,
- directive sur les prestataires et les consommateurs d'énergie.

■ En France, en octobre 2007, les rencontres du «Grenelle de l'environnement» ont abouti à des décisions à long terme en matière d'environnement et de développement durable dont le planning représenté par la **Figure Kf1** donne un aperçu.

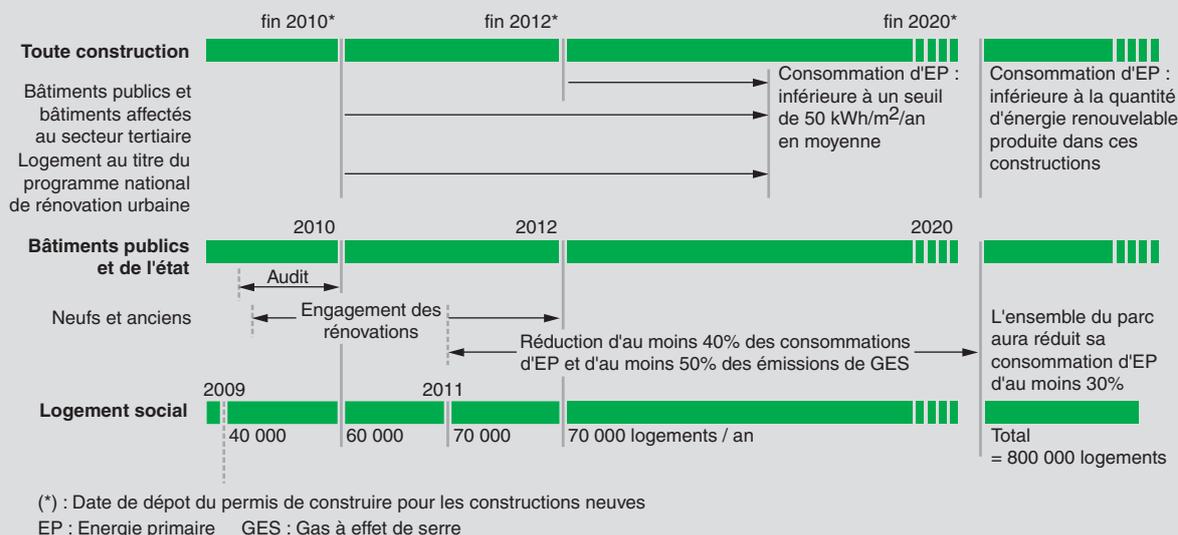


Fig. Kf1 : Des objectifs fixés après le «Grenelle de l'environnement»

Toutes ces réflexions conduisent aussi à un élargissement de la réglementation (cf. **Fig. Kf2**), à de nombreux programmes d'incitation, fiscaux, financiers et législatifs qui sont mis en place aux niveaux national et régional, par exemple :

- programmes d'évaluation et d'audit,
- programmes d'étiquetage de la performance,
- réglementation de la construction,
- certificats de performance énergétique.

Obligations (Sigles et titre)	Détails	Concernés
DPE Diagnostic de Performance Energétique	Evaluation d'un bâtiment, à la vente ou à la location : ■ énergie consommée (chauffage, eau chaude, climatisation, ...), ■ gaz à effet de serre émis, ■ amélioration à apporter.	Les propriétaires d'immeubles
CEE Certificat d'Economie d'Energie	Ce système impose à des fournisseurs d'énergie (EDF, GDF, fuel, ...) de mettre en place chez leurs clients : ■ des actions d'économie d'énergie (isolation, régulation du chauffage, lampes basse consommation, ...), ■ pénalités, si non respect des quotas.	Les fournisseurs d'énergie
RT2005 Réglementation Thermique 2005	Le maître d'œuvre (constructions neuves) s'engage à prendre en compte, toutes les possibilités d'amélioration de la performance énergétique.	Les architectes et maîtres d'oeuvre,
HQE Haute Qualité Environnementale	Démarche pour construire des bâtiments : ■ sains et confortables, ■ avec impacts les plus faibles possibles sur l'environnement.	Les constructeurs : entreprises, administrations, particuliers, promoteurs immobiliers
Grenelle de l'environnement	Plus de 20 plans d'action contre la pollution et les gaspillages d'énergie ■ 2007 - 2012 : l'Etat rénove ses bâtiments dans les 5 ans, ■ 2012 : tous les bâtiments neufs sont basse consommation, ■ 2020 : les bâtiments produisent plus d'énergie qu'ils n'en consomment.	Toutes les administrations

Fig. Kf2 : Un environnement réglementaire français bien orienté «Efficacité énergétique»

K4

Tous les secteurs (administration, industrie, tertiaire et habitat) et toutes les formes d'utilisation de l'énergie (éclairage, ventilation, chauffage, refroidissement et climatisation) sont concernés.

Ces réglementations concernent non seulement les nouvelles constructions et les installations neuves mais aussi les équipements et bâtiments existants dans le secteur industriel.

En outre, les travaux de normalisation ont commencé et un grand nombre de nouvelles normes ont été formulées ou sont en cours de rédaction. C'est le cas des normes réglementant l'emploi des systèmes de gestion de l'énergie (conformes aux normes bien connues ISO 9001 pour la qualité et ISO 14001 pour l'environnement) qui sont en cours de formulation par les agences de réglementation pour les sociétés industrielles et commerciales.

Des normes applicables aux services d'efficacité énergétique sont, elles aussi, en préparation.

2.2. La norme NF EN 15232

Déjà en France, depuis le 12 janvier 2008 la norme NF EN 15232 «Performance énergétique des bâtiments - Impact de l'automatisation de la régulation et de la gestion technique du bâtiment» est en application.

Cette norme spécifie notamment :

- une liste des fonctions d'automatisation, de régularisation et de gestion technique du bâtiment ayant un impact sur la performance énergétique des bâtiments ;
- des méthodes pour :
 - définir les spécifications minimales concernant les fonctions de régulation d'automatisation et de gestion technique du bâtiment,
 - estimer l'impact de ces fonctions sur un bâtiment donné,
 - obtenir une première estimation de l'impact de ces fonctions sur des bâtiments type.

2 Efficacité énergétique et électricité

Elle est destinée aux pouvoirs publics pour définir des spécifications minimales, des procédures d'inspection et des méthodes de calcul, mais aussi aux :

- propriétaires de bâtiments, architectes ou ingénieurs qui spécifient les fonctions à mettre en oeuvre pour un bâtiment neuf ou pour la rénovation d'un bâtiment existant,
- concepteurs qui vérifient que l'impact de toutes les fonctions d'automatisation, de régulation et de gestion technique.

2.3 Comment parvenir à l'efficacité énergétique

Il est possible dès aujourd'hui de réaliser des économies d'énergie jusqu'à 30%, mais pour bien comprendre la nature de cette réduction potentielle, il est essentiel de bien comprendre d'abord la différence entre efficacité énergétique active et passive.

Efficacité énergétique active et passive

L'efficacité énergétique passive est celle qui résulte de la réduction des pertes thermiques, de l'utilisation d'équipements à faible consommation énergétique, etc. L'efficacité énergétique active est celle qui résulte de la mise en oeuvre d'une infrastructure de mesure, de surveillance et de contrôle de l'utilisation de l'énergie pour un changement permanent.

Toutes ces économies peuvent être amplifiées par une analyse et des actions correctives plus adaptées, par exemple, alors qu'une économie de 5 à 15 % est possible par une optimisation de l'usage des installations et des appareillages utilisés (arrêt des systèmes quand ils cessent d'être nécessaires, réglages des moteurs et du chauffage), des économies plus importantes sont possibles, jusqu'à :

- 40 % de l'énergie motrice grâce au contrôle des systèmes motorisés par commande et automatisation,
- 30 % sur l'éclairage lorsqu'il est contrôlé par un système d'optimisation automatique.

Mais les économies peuvent disparaître rapidement dans les cas suivants :

- arrêts non planifiés et non gérés de l'équipement et des processus,
- absence d'automatisation et de réglage (moteurs, chauffage),
- intermittence des comportements d'économie.

Une approche pragmatique est de discerner les consommateurs, envisager les économies passives, puis actives pour terminer par la mise en oeuvre des dispositifs de contrôle et d'entretien pour la pérennisation de ces économies, d'où les quatre étapes suivantes.

- La première étape est le diagnostic, et sa priorité est de mieux identifier les principales sources de consommation, les dynamiques des consommations, etc. Pour cela, des mesures initiales et un processus d'évaluation comparative permettent d'évaluer la performance, de définir les principaux axes d'amélioration et d'estimer l'ampleur des économies qu'il est possible de réaliser. Car : « Nous ne pouvons pas améliorer ce que nous ne savons pas mesurer ! » (Lord Kelvin).
- Il faut ensuite définir les exigences de base en matière d'efficacité énergétique passive, par exemple :

- remplacer les appareils et équipements anciens par d'autres à faible consommation (ampoules, moteurs, etc.),
- améliorer l'isolation thermique et garantir la qualité de l'énergie afin de travailler dans un environnement stable dans lequel les économies peuvent être maintenues dans le temps.

- La phase d'automatisation ou phase d'efficacité énergétique active suit : tout ce qui consomme de l'énergie doit faire l'objet d'une gestion active pour assurer des économies permanentes.

Une efficacité énergétique active est possible non seulement lorsque des dispositifs et appareils à haut rendement énergétique sont installés, mais aussi avec tous les types d'appareils. C'est le contrôle qui est critique pour une efficacité maximale, par exemple une ampoule qui reste éclairée dans une pièce vide même si elle est à faible consommation, gaspille toujours de l'énergie !

En résumé, c'est bien la gestion de l'énergie qui est la clé de l'optimisation de son usage et de l'élimination du gaspillage.

■ Réaliser les modifications de base, introduire l'automatisation et finalement mettre en place l'infrastructure de surveillance, d'entretien et d'amélioration continue, constituent la dernière phase. C'est cette infrastructure qui engage, par un processus continu, la poursuite de l'efficacité énergétique pour l'avenir (cf. **Fig. K1**).

1 Quantification	2 Implémentation des mesures de base	3 Automatisation	4 Surveillance et amélioration
<ul style="list-style-type: none"> ■ Compteurs d'énergie ■ Compteurs de la qualité de l'énergie 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Dispositifs à faible consommation ■ Matériaux d'isolation thermique ■ Qualité de l'énergie ■ Fiabilité de l'énergie 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Systèmes de gestion des bâtiments ■ Systèmes de contrôle de l'éclairage ■ Systèmes de contrôle des moteurs ■ Commandes à vitesse variable ■ Systèmes de contrôle de l'habitat 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Logiciels de gestion de l'énergie ■ Systèmes de surveillance à distance

Fig. K1 : Les 4 conditions de la pérennité des économies

La clé des économies pérennes

Comme le montre la **Figure K2**, 30 % d'économie d'énergie est possible et facilement réalisable dès aujourd'hui, mais une perte jusqu'à 8% par an intervient en l'absence d'entretien approprié et de surveillance des principaux indicateurs. L'information devient dès lors la clé du caractère durable des économies d'énergie.

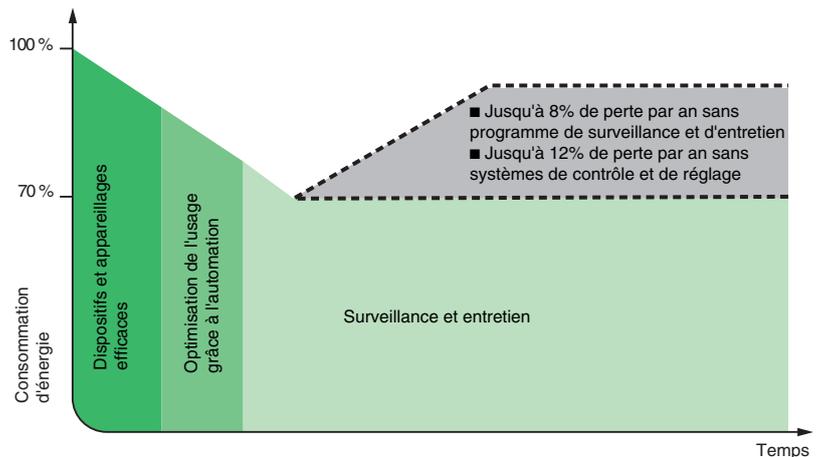


Fig. K2 : Les technologies de contrôle et de surveillance garantissent le caractère pérenne des économies

En conséquence, des systèmes de surveillance de l'énergie ou d'information sont indispensables et doivent être organisés pour relever ce défi.

L'efficacité énergétique requiert donc une démarche structurée pour garantir des économies substantielles et permanentes, mais seules les sociétés qui se sont donné les moyens d'une intervention active sur l'ensemble du processus peuvent fournir à leurs clients les économies promises. Schneider Electric peut aussi apporter une aide avec sa démarche basée sur la gestion du cycle de vie des produits des clients (cf. **Fig. K3**).

L'atteinte des objectifs fixés, en final, ne peut être que le résultat du partage des risques et d'une relation gagnant-gagnant entre les différents acteurs de cette démarche.

Sur la base des rapports fournis par le système de surveillance de l'énergie ou le système d'information, des projets d'efficacité énergétique appropriés peuvent être formulés, selon différentes stratégies acceptables par tous ces acteurs.

■ Commencer par un projet facile et relativement peu onéreux qui permet de réaliser des gains rapides avant de passer à des investissements plus importants, c'est la solution souvent privilégiée des entrepreneurs.

■ Construire un projet en fonction de l'amortissement possible et nécessaire à son autofinancement est une méthode courante d'évaluation et de choix des projets. Son avantage est la simplicité de l'analyse. L'inconvénient est que cette méthode peut ne pas tenir compte de tout l'impact à long terme du projet.

2 Efficacité énergétique et électricité

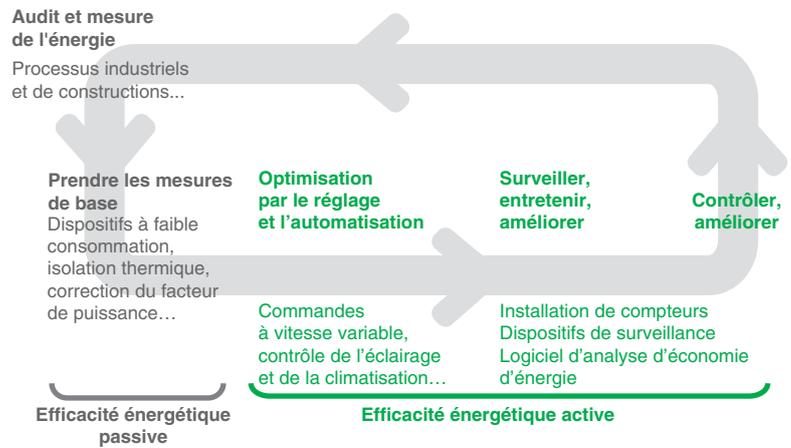


Fig. K3 : Des solutions d'efficacité énergétique basées sur le cycle de vie

■ D'autres stratégies plus complexes peuvent aussi être retenues avec l'analyse de différents paramètres de gestion tels la valeur nette actuelle ou le taux interne de retour sur investissement. Ces stratégies imposent des efforts pour effectuer cette analyse, mais elles fournissent une indication plus exacte de l'impact global du projet.

3 Diagnostic par mesures électriques

3.1 Les mesures électriques

Tension et courant, deux grandeurs à connaître pour tout savoir ou presque

En ce qui concerne les mesures électriques, elles sont réalisées sur les grandeurs de tension et de courant, à partir desquelles se calculent d'autres grandeurs ; puissance, énergie, facteur de puissance, etc.

Il est recommandé de se doter d'un ensemble complet de dispositifs de mesure qui correspond aux exigences de mesures spécifiques de l'application. Il est en effet possible d'améliorer de manière significative la valeur des informations par d'autres données obtenues avec ces mêmes mesures :

- les positions opératoires des dispositifs (marche/arrêt, ouvert/fermé,...),
- le nombre d'heures de fonctionnement et le nombre de commutations,
- la charge d'un moteur,
- la charge d'une batterie,
- les défaillances d'un équipement,
- etc.

Il n'existe pas de solution universelle et il faut rechercher un compromis technico-économique répondant aux besoins spécifiques de chaque situation... Sans oublier que la précision des mesures a, elle aussi, un coût qui doit être mis en rapport avec les retours sur investissement escomptés.

En outre, lorsque des modifications fréquentes du réseau électrique de l'exploitant sont prévisibles compte tenu de son activité, elles doivent inciter à rechercher des optimisations immédiates et substantielles.

A noter que pour une démarche d'efficacité énergétique, d'autres paramètres sont à retenir (températures, éclairage, pression,...) car, si l'énergie se transforme sans perte, l'énergie consommée par un appareil peut être supérieure à l'énergie utile qu'il produit, ainsi un moteur ne transforme pas toute l'énergie qu'il consomme en énergie mécanique, il produit aussi de la chaleur !

Avoir des données électriques pertinentes pour des objectifs spécifiques

De plus, outre la recherche d'efficacité énergétique, les données électriques transformées en informations sont généralement destinées à répondre à plusieurs autres objectifs :

- améliorer la compréhension des utilisateurs et les possibilités d'optimisation des appareils et des procédures,
- optimiser le fonctionnement et prolonger la vie des équipements associés au réseau électrique,
- et finalement, jouer un rôle crucial dans l'augmentation de la productivité des processus afférents (procédures industrielles ou même administratives et de gestion) en évitant ou en réduisant les périodes de non productivité et en garantissant la disponibilité d'une énergie de qualité supérieure.

3.2 Des appareils de mesure adaptés

Les appareils électroniques remplacent de plus en plus les appareils analogiques dans les installations électriques. Ils permettent de mesurer de nouvelles grandeurs, avec une plus grande précision, et de les mettre à disposition de l'utilisateur, soit localement soit à distance.

Tous ces dispositifs de mesure, désignés sous le terme de «PMD» pour «Performance Measuring and Monitoring Device», doivent satisfaire à une norme internationale, la CEI 61557-12. Selon cette norme, ils ont un code qui indique leurs possibilités de montage, leur fourchette de températures de fonctionnement et leur classe de précision. Le choix et l'identification de tous ces appareils est dès lors bien simplifié (cf. **Fig. K4**).

A noter que de nombreux dispositifs sont conçus pour participer à cette collecte, tels les relais de protection et de mesure Sepam, les contrôleurs de moteur TeSys U, les contrôleurs de batterie de condensateurs NRC12, ou encore les dispositifs d'alimentation sans coupure Galaxy. Les nouveaux disjoncteurs Masterpact et Compact qui comportent des dispositifs intégrés de mesure Micrologic (cf. **Fig. K5**) facilitent aussi cette démarche en multipliant les points de mesure.

Enfin, il est maintenant possible de diffuser ces mesures par des réseaux numériques, le tableau de la **Figure K6** donne des exemples de mesures disponibles par Modbus, RS485 ou Ethernet.



K8

- c = Mesure du courant
 - S : avec capteur extérieur, D : mesure directe
- v = Mesure de la tension
 - S : avec capteur extérieur, D : mesure directe
- Classe de température
- Classe précision énergie active

PMD / cv / Ktt / p

Unité de mesure PM 700 (Schneider Electric)

Code : PMD/SD/K55/1

Fig. K4 : Identification des dispositifs de mesure selon CEI 61557-12



Fig. K5 : Disjoncteur Compact NSX équipé d'un déclencheur Micrologic et contrôleur TeSys U (Schneider Electric)

3 Diagnostic par mesures électriques

	Unités de mesure	Relais de mesure et de protection MT	Relais de mesure et de protection BT	Régulateurs de batterie de condensateurs	Dispositifs de surveillance de l'isolation
Exemples	dispositif de surveillance de circuit, compteur d'énergie	Sepam	Disjoncteurs Masterpact et Compact Micrologic	Varlogic	Système VigiloHM
Contrôle de la consommation d'énergie					
Energie, inst., max., min.	■	■	■	■	-
Energie, capacité de réenclenchement	■	■	■	-	-
Facteur de puissance, inst.	■	■	■	-	-
Cos φ inst.	-	-	-	■	-
Amélioration de la disponibilité de l'énergie					
Courant, inst., max., min., déséquilibre	■	■	■	■	-
Courant, capture de forme d'onde	■	■	■	-	-
Tension, inst., max., min., déséquilibre	■	■	■	■	-
Tension, capture de forme d'onde	■	■	■	-	-
État du dispositif	■	■	■	■	-
Historique des défauts	■	■	■	-	-
Fréquence, inst., max., min.	■	■	■	-	-
THDu, THDi	■	■	■	■	-
Meilleure gestion de l'installation électrique					
Température de la charge, état thermique de la charge et du dispositif	■	■	-	■	-
Résistance d'isolation	-	-	-	-	■
	Contrôleurs de moteur	Commandes à vitesse variable BT	Démarrers progressifs BT	Démarrers progressifs BT	Dispositifs d'alimentation sans coupure
Exemples	TeSys U	ATV.1	ATS.8	Motorpact RVSS	Galaxy
Contrôle de la consommation d'énergie					
Energie, inst., max., min.	-	■	-	■	■
Energie, capacité de réenclenchement	-	■	■	■	-
Facteur de puissance, inst.	-	-	■	■	■
Amélioration de la disponibilité de l'alimentation					
Courant, inst., max., min., déséquilibre	■	■	■	■	■
Courant, capture de forme d'onde	-	-	-	■	■
État du dispositif	■	■	■	■	■
Historique des défauts	■	■	■	■	-
THDu, THDi	-	■	-	-	-
Meilleure installation électrique					
Température de la charge, état thermique de la charge et du dispositif	■	■	■	■	■
Nombre d'heures de fonctionnement du moteur	-	■	■	■	-
Suivi de la batterie	-	-	-	-	■

Fig. K6 : Exemples de mesures disponibles par Modbus, RS485 ou Ethernet

4 Des gisements d'économies d'énergie

Les économies d'énergie (cf. **Fig. K7**) peuvent être alors obtenues par différentes mesures :

- de réduction d'énergie

Elles visent à moins consommer pour obtenir les mêmes résultats (ex. : installation de lampes à haut rendement énergétique offrant la même qualité d'éclairage avec moins d'énergie) ou réduisent la consommation d'énergie en veillant à ne pas utiliser plus d'énergie qu'il n'est strictement nécessaire (ex. : une autre méthode est la réduction du nombre de lampes dans une salle qui est trop éclairée).

- d'économie d'énergie

Elles ne réduisent pas la quantité totale d'énergie consommée mais réduisent le coût unitaire. Par exemple, le transfert de certaines activités diurnes pour profiter du tarif préférentiel de nuit ; ou encore évitement des périodes de pointe et des programmes de réponse à la demande.

- de fiabilité de l'énergie

Elles contribuent non seulement à l'efficacité opérationnelle en évitant les arrêts de production, mais évitent aussi les pertes d'énergie associées aux redémarrages fréquents et au travail supplémentaire associé aux lots de produits gâchés.

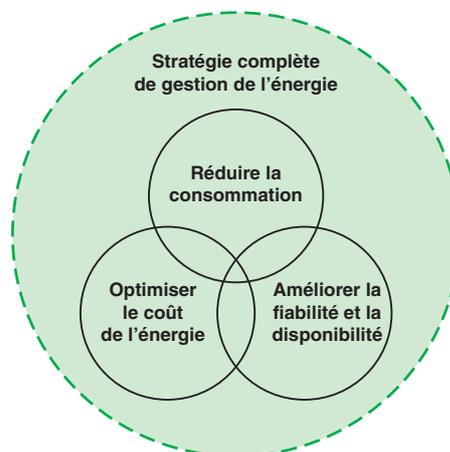


Fig. K7 : Une stratégie complète de gestion de l'énergie

K10

Dans l'industrie 60 % de l'électricité consommée sert au fonctionnement des moteurs.

Les appareils transformateurs d'énergie sont les premiers gisements d'économie exploitables auxquels tout le monde pense : moteurs, dispositifs d'éclairages et de chauffage.

Mais il y a aussi tous les dispositifs et programmes de commande de ces appareils qui sont susceptibles d'être des sources d'économie.

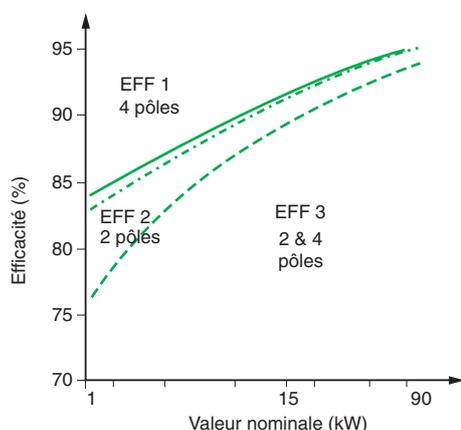


Fig. K8 : Définition des classes d'efficacité énergétique pour les moteurs BT établie par la Commission Européenne et le Comité européen des fabricants d'appareils électriques et électroniques ou CEMEP (European Committee of Manufacturers of Electrical Machines and Power Electronics)

4.1 Les moteurs

Les systèmes motorisés figurent parmi les sources potentielles d'économie d'énergie.

Le remplacement des moteurs est souvent envisagé en premier, pour l'amélioration de l'efficacité énergétique passive, pour deux raisons :

- profiter des avantages offerts par les nouveaux moteurs haute performance (cf. **Fig. K8**),
- remédier au surdimensionnement.

Les moteurs qui fonctionnent pendant de longues périodes sont de bons candidats au remplacement par des moteurs haute performance, surtout lorsque les moteurs existants sont anciens et requièrent un rebobinage.

Les moteurs haute performance, selon leur puissance, fonctionnent avec une efficacité supérieure jusqu'à 10% de celle des moteurs standard et les moteurs ayant subi un rebobinage ont une efficacité inférieure de 3 à 4% à celle du moteur d'origine.

Cependant, si l'utilisation du moteur est faible ou modérée (par exemple moins de 3 000 heures par an), le remplacement des moteurs d'efficacité standard (surtout ceux qui n'ont pas encore subi de rebobinage) par des moteurs haute performance, peut ne pas être économique. Il est aussi important de veiller à ce que les caractéristiques de performance critique (comme la vitesse) du nouveau moteur soient équivalentes à celles du moteur existant.

4 Des gisements d'économies d'énergie

■ Les moteurs surdimensionnés ne sont pas seulement inefficaces, ils sont aussi plus chers à l'achat que les moteurs correctement dimensionnés. Les moteurs ont une efficacité optimale lorsqu'ils fonctionnent entre 60 et 100 % de leur charge nominale. L'efficacité baisse rapidement lorsque la charge est inférieure à 50 %. D'un point de vue historique, les concepteurs ont eu tendance à développer des moteurs surdimensionnés pour leur donner une marge de sécurité suffisante et éliminer les risques de défaillance même dans des conditions hautement improbables. Les études montrent qu'au moins un tiers des moteurs sont nettement surdimensionnés et fonctionnent à moins de 50 % de leur charge nominale. La charge moyenne des moteurs est d'environ 60 %.

Les plus gros moteurs ont aussi tendance à avoir un facteur de puissance inférieur, ce qui peut conduire à la facturation de frais de puissance réactive. Les décisions de remplacement doivent tenir compte de ces facteurs et de la période résiduelle de la vie utile du moteur. En outre, il faut noter que certains moteurs peuvent être surdimensionnés, mais que leur charge est si légère ou leur utilisation si peu fréquente, qu'ils ne consomment pas suffisamment d'électricité pour justifier le coût d'un remplacement.

En résumé, la décision du changement doit être précédée d'une réflexion intégrant tous ces paramètres.

D'autres considérations peuvent être appliquées aux moteurs.

■ Améliorer l'efficacité énergétique **active** en arrêtant simplement les moteurs quand ils ne sont pas nécessaires. Cela peut requérir des améliorations en matière de contrôle automatique, de formation ou de surveillance et peut-être d'incitation des opérateurs. Si l'opérateur n'est pas tenu pour responsable de la consommation d'énergie, il est probable qu'il oubliera d'arrêter un moteur dont la marche est momentanément inutile.

■ Surveiller et corriger tous les éléments composant les chaînes cinématiques, en commençant par celles des plus gros moteurs, qui peuvent affecter le rendement global, par exemple rectifier si nécessaire l'alignement des arbres ou des accouplements. A savoir : un décalage angulaire de 0,6 mm au niveau d'un accouplement peut causer une perte possible de puissance de 8%.

■ Avoir une approche prioritaire sur les pompes et ventilateurs car

- 63% de l'énergie utilisée par les moteurs sert à la propulsion des fluides, comme dans les pompes et les ventilateurs ;
- la régulation du flux est souvent faite avec des vannes, des registres et des papillons d'obturation qui sont des organes provoquant des pertes énergétiques par obturation des conduits alors que les moteurs fonctionnent à plein régime ;
- des projets bien conçus permettent souvent l'amortissement des investissements en moins de dix mois.

Le juste dimensionnement d'un moteur associé à un contrôle et/ou un variateur de vitesse est une source potentielle d'économie.

4.2 La variation de vitesse

Pour faire varier le flux ou la pression dans un système, il existe plusieurs techniques (cf. Fig. K9). Le choix de la technique dépend de la conception de la pompe ou du ventilateur, selon par exemple que la pompe utilisée soit une pompe volumétrique ou centrifuge et le ventilateur centrifuge ou à flux axial.

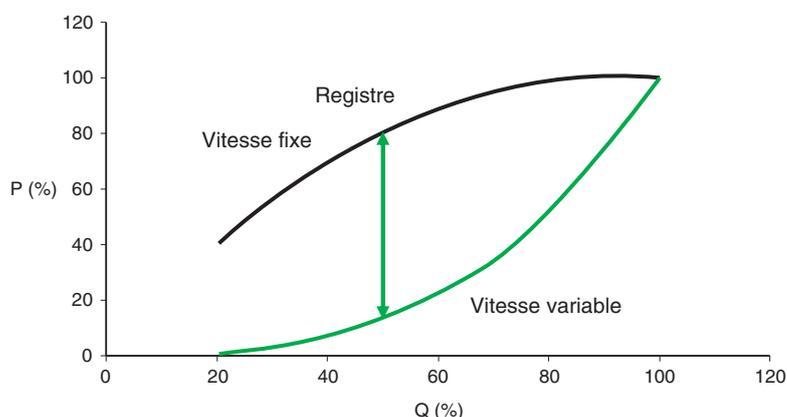


Fig. K9 : Economie d'énergie théorique avec un ventilateur tournant à une vitesse réduite de moitié

Chaque fois qu'un ventilateur ou une pompe est installé dans le but d'obtenir une certaine plage de débits ou de pressions, le dimensionnement est basé sur la demande maximale. Il est donc généralement surdimensionné et n'opère pas efficacement dans les autres régimes. Ce surdimensionnement systématique, combiné à l'inefficacité des méthodes de contrôle décrites ci-dessus, signifie qu'il est généralement possible de réaliser des économies d'énergie significatives par recours à des méthodes de contrôle qui réduisent le courant d'alimentation de la pompe ou du ventilateur pendant les périodes de demande réduite.

Les systèmes à ventilateur et pompe sont régis par certaines lois d'affinité :

■ Le flux est proportionnel à la vitesse de l'arbre : réduire de moitié la vitesse de l'arbre réduit le flux de moitié (cf. Fig K10) ;

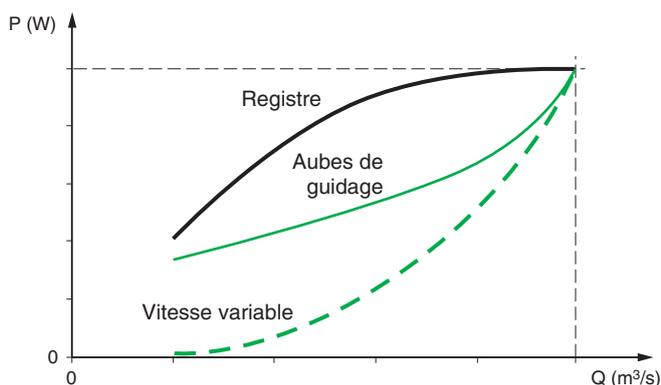


Fig. K10 : Rapport entre énergie et flux pour les différentes méthodes de contrôle de ventilateur telles que, registre, aubes de guidage d'admission et vitesse variable

K12

■ La pression ou la hauteur est proportionnelle au carré de la vitesse de l'arbre : réduire de moitié la vitesse de l'arbre réduit la pression au quart de sa valeur.
 ■ L'énergie est proportionnelle au cube de la vitesse de l'arbre : Réduire de moitié la vitesse de l'arbre réduit dans un rapport de 8 la consommation, et donc, réduire le flux de moitié réduit dans un rapport de 8 la consommation. De fait, s'il n'est pas nécessaire que le ventilateur ou la pompe produise 100% du flux ou de la pression, il est possible de réduire l'énergie consommée et l'économie réalisée est substantielle même pour une réduction modeste du flux (cf. Fig K11). Malheureusement, en pratique, les pertes en efficacité des divers composants font que ces valeurs théoriques ne sont pas réalisables.

Technique	Inconvénient
Commande d'arrêt et de démarrage	Cette méthode n'est efficace que lorsqu'un flux intermittent est acceptable.
Vanne de commande : une vanne contrôle le flux en augmentant la résistance frictionnelle à la sortie de la pompe.	Gaspillage d'énergie car la pompe produit un flux qui est ensuite réduit par l'action de la vanne. En outre, les pompes ont une plage de fonctionnement optimal et l'augmentation de la résistance par cette méthode peut obliger la pompe à opérer dans une plage d'efficacité réduite (avec gaspillage d'énergie supplémentaire) et dans laquelle sa fiabilité est compromise.
Dispositif de contournement : dans cette méthode, la pompe tourne en continu à plein régime et l'excès de fluide à la sortie de la pompe est canalisé vers la source, d'où un flux réduit sans risque d'augmentation de la pression de sortie.	Le système est très inefficace car l'énergie utilisée pour pomper l'excédent de fluide est entièrement gaspillée.
Pompes ou ventilateurs multiples : ces configurations permettent une augmentation ponctuelle par actionnement de pompes ou de ventilateurs additionnels, ce qui rend le contrôle difficile.	Généralement il y a une perte d'efficacité car le besoin réel est souvent situé entre les différents régimes disponibles.
Registre : technique similaire de celle de la vanne de commande dans un système équipé d'une pompe, elle réduit le flux en obstruant partiellement la sortie du ventilateur.	Gaspillage d'énergie car le ventilateur produit un flux qui est ensuite réduit par l'action du registre.
Vanne de trop plein : technique semblable à celle de la vanne de contournement dans un système équipé d'une pompe. Le ventilateur tourne en permanence à plein régime et le flux excédentaire de gaz est évacué.	Le système est très inefficace car l'énergie utilisée pour propulser l'excédent d'air ou de gaz est entièrement gaspillée.
Ventilateur à pales orientables : l'orientation des pales permet de moduler le flux.	Gaspillage d'énergie car le ventilateur produit un flux qui est ensuite réduit par l'action des pales.
Pales de guidage d'admission : des ailettes obstruent ou facilitent le flux du gaz dans un ventilateur et modulent ainsi le rendement du ventilateur.	Le ventilateur ne produit pas de flux superflu, mais ne fonctionne pas à son meilleur rendement.

Fig. K11 : Exemples de techniques pouvant bénéficier de commandes à vitesse variable

4 Des gisements d'économies d'énergie

L'utilisation d'une commande à vitesse variable (cf. **Fig. K12**) en remplacement des techniques évoquées précédemment est une méthode d'efficacité énergétique **active** qui assure le rendement variable requis pour un fonctionnement optimal d'une pompe ou d'un ventilateur.



Altivar 12 (< 4 kW)

Altivar 21 (< 75 kW)

Altivar 71 (< 630 kW)

Fig. K12 : Des variateurs Altivar de différentes puissances (Schneider Electric)

Dans certains cas des solutions simples peuvent être envisagées :

- Quand une modification des dimensions des poulies permet de faire tourner les ventilateurs ou les pompes à leur vitesse optimale. Cette solution ne fournit pas la flexibilité des commandes à vitesse variable, mais elle est peu onéreuse et peut probablement être financée dans le cadre du budget d'entretien sans investissement supplémentaire.
- Lorsque ventilateur ou pompe peut fonctionner à plein régime en permanence sans les méthodes de contrôle décrites précédemment ou avec des méthodes de contrôles installées mais inutilisées (par exemple avec les registres et les vannes ouverts au maximum). Dans ce cas, le dispositif fonctionne avec une efficacité optimale ou proche de l'optimum.

Les économies réalisables, en pratique, dépendent du modèle du ventilateur ou de la pompe, de leur efficacité propre, de la taille du moteur, du nombre d'heures d'utilisation par an, et du coût local de l'électricité. Ces économies peuvent être calculées en utilisant des logiciels spécifiques (Eco 8), ou estimées avec précision par l'installation de compteurs temporaires et l'analyse des données obtenues.

K13

La régulation de vitesse : une juste adaptation de la consommation énergétique au besoin.

4.3. La régulation

Les lignes précédentes ont déjà présenté l'intérêt des commandes à variation de vitesse pour les pompes et les ventilateurs. Cet intérêt peut être augmenté par leur association à des dispositifs de contrôle et de régulation bien adaptés au besoin.

- Contrôle par pression fixe et variation du flux : ce type de régulation est souvent appliqué aux systèmes de distribution de l'eau (eau potable, irrigation). Il est aussi appliqué pour la circulation des fluides de refroidissement.
- Contrôle des systèmes de chauffage : dans les circuits de chauffage et de refroidissement, le flux doit varier en fonction de la température.
- Contrôle par flux fixe mais avec variation de la pression : Les applications les plus courantes sont dans le pompage (différences de pression dues à des différences de niveaux) comme c'est le cas pour les installations de nettoyage, d'arrosage, de refroidissement et de congélation qui requièrent la fourniture d'un certain volume d'eau même si les conditions d'aspiration et de refoulement varient. Les avantages immédiats sont les suivants :
- meilleur contrôle et précision supérieure des valeurs de pression ou de flux,
- forte atténuation des effets transitoires dans le réseau électrique et des contraintes mécaniques sur les mécanismes,
- réduction du bruit et des vibrations, car un variateur permet un réglage fin des vitesses qui empêche le fonctionnement de l'équipement à la fréquence de résonance des tuyaux ou des conduites,
- démarrages et arrêts en douceur ;

D'où des avantages induits de :

- plus grande fiabilité et prolongement de la vie des systèmes,
- systèmes de tuyaux ou de conduites simplifiés (élimination des registres, des vannes de commande et des conduites de contournement),
- maintenance réduite.

Pour en final avoir une réduction de la consommation d'énergie et donc des coûts !

4.4. L'éclairage

L'éclairage peut représenter plus de 35% de la consommation d'énergie dans les bâtiments en fonction des activités. Le contrôle de l'éclairage est un des moyens les plus faciles de réaliser des économies d'énergie importantes avec un investissement minimal et c'est une des mesures d'économie d'énergie la plus souvent utilisée.

Les systèmes d'éclairage des bâtiments commerciaux sont régis par des normes, réglementations et codes de construction. L'éclairage doit non seulement être fonctionnel, mais il doit aussi répondre aux normes de santé et de sécurité professionnelles et aux exigences opérationnelles.

Dans bien des cas, les bureaux sont trop éclairés et des économies d'énergie passives substantielles sont possibles, par remplacement des luminaires inefficaces, des lampes obsolètes par des lampes haute performance et à faible consommation et par l'installation de ballasts électroniques. Ces réponses sont appropriées dans les salles dans lesquelles l'éclairage est requis constamment ou pendant de longues périodes, avec impossibilité de réaliser des économies en éteignant les lampes. Les périodes d'amortissement peuvent varier, mais de nombreux projets ont des périodes d'amortissement d'environ deux ans.

Lampes et ballasts électroniques

Selon les besoins en éclairage, du type et de l'âge du système d'éclairage, des lampes plus efficaces peuvent être disponibles. Par exemple il existe de nouvelles lampes fluorescentes, mais le changement d'une lampe requiert généralement le changement du ballast.

Il existe aussi de nouveaux modèles de ballasts permettant de réaliser des économies d'énergie considérables par rapport aux ballasts électromagnétiques antérieurs. Par exemple, les lampes T8 équipées de ballasts électroniques utilisent entre 32 % à 40 % d'électricité de moins que les lampes T12 équipées de ballasts électromagnétiques.

Mais le ballast électronique présente certains inconvénients par rapport au ballast magnétique : sa fréquence de fonctionnement (entre 20 000 et 60 000 Hz) peut induire des bruits ou des distorsions harmoniques dans le réseau électrique avec le risque de surchauffe ou de réduction de la durée de vie des transformateurs, moteurs, conducteurs neutres, voire des déclenchements des systèmes de protection contre les surtensions et des dommages des composants électroniques. En fait ce risque est surtout limité aux installations requérant un éclairage important avec un grand nombre de ballasts électroniques et, la plupart des modèles de ballast sont maintenant équipés de filtres passifs pour limiter la distorsion harmonique à moins de vingt pour cent du courant fondamental, voire à moins de cinq pour cent pour les installations sensibles (hôpitaux, les ateliers de fabrication sensibles, etc.).

D'autres types d'éclairage peuvent être plus appropriés selon les conditions. Une évaluation des besoins en éclairage passe par une évaluation des activités, du degré d'éclairage et de rendu des couleurs requis. Un grand nombre de systèmes d'éclairage anciens ont été conçus pour fournir un éclairage plus intense que nécessaire. Des économies facilement quantifiables peuvent être réalisées en concevant un nouveau système qui répond exactement aux besoins en éclairage.

Outre ces économies, tout en répondant aux normes et réglementations en vigueur, la modernisation d'un éclairage apporte d'autres avantages : réduction des coûts d'entretien, juste adaptation aux besoins (bureaux, ateliers passage,...), amélioration du confort visuel (suppression des battements et scintillements souvent causes de migraines et de stress oculaire), et meilleur rendu des couleurs.

Réflecteurs

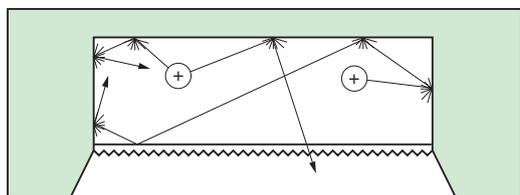
Une mesure d'efficacité énergétique **passive** moins populaire, mais qui doit être néanmoins considérée en parallèle à l'utilisation de lampes équipées de ballast, est le remplacement des réflecteurs qui dirigent la lumière des lampes vers les zones d'utilisation. Les progrès réalisés au niveau des matériaux et de la conception ont permis d'améliorer la qualité des réflecteurs qui peuvent être installés sur les lampes existantes. Ce qui permet une intensification de la lumière utile et autorise dans certains cas une réduction du nombre de lampes utilisées, et donc une économie d'énergie sans compromission de la qualité de l'éclairage.

Les nouveaux réflecteurs à haute performance ont une efficacité spectrale supérieure à 90 % (cf. **Fig. K13**). Cela signifie :

- que deux lampes peuvent être remplacées par une seule lampe. Il est ainsi possible de réduire le coût de l'énergie nécessaire à l'éclairage de 50 % ou plus,

- et que les luminaires existants peuvent être modernisés par l'installation de réflecteurs de type miroir tout en conservant leur écartement, ce qui rend la modernisation facile et peu onéreuse, avec un impact minimal sur la configuration du plafond.

K14



En haut : Environ 70 % de la lumière des tubes fluorescents est émise latéralement et vers le haut.

En bas : Les nouvelles surfaces argentées sont conçues pour réfléchir un maximum de lumière vers le bas.

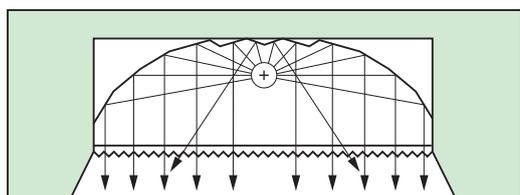


Fig. K13 : Vue d'ensemble du principe de fonctionnement des réflecteurs à hautes performances

4 Des gisements d'économies d'énergie

Le contrôle de l'éclairage

En elles-mêmes, les mesures d'économie d'énergie passives précédemment décrites ne maximisent pas les économies. L'objectif des programmes de contrôle de l'éclairage est d'assurer le confort et la flexibilité requis par les utilisateurs, tout en assurant simultanément une économie d'énergie active qui minimise les coûts en éteignant les lampes dès qu'elles cessent d'être utilisées. Pour cela, les techniques sont nombreuses et leur sophistication peut varier énormément, mais la période d'amortissement est généralement courte, entre six et douze mois. De nombreux dispositifs sont actuellement exploitables (cf. **Fig. K14**)



Fig. K14 : Exemples de dispositifs de contrôle d'éclairage : minuteries, détecteurs de lumière, détecteurs de mouvement

- Les minuteries, elles éteignent la lumière au bout d'un certain temps, utiles lorsque les périodes d'occupation ou d'activité sont clairement définies tels que pour des lieux de passage.
- Les capteurs d'occupation et des détecteurs de mouvement, ils éteignent la lumière quand aucun mouvement n'a été détecté pendant un certain temps. Ils sont particulièrement adaptés là où les périodes de présence et d'activité ne peuvent pas être connues avec précision (salles d'entreposage, escaliers, ...).
- Les cellules photoélectriques et les capteurs de lumière naturelle pour contrôler les lampes situées à proximité des fenêtres. Lorsque la lumière naturelle est suffisante, les lampes sont éteintes ou mises en veilleuse.
- Les horloges programmables, elles allument et éteignent les lumières à certaines heures prédéterminées (devantures de magasin, bureaux pour les W-E et les nuits).
- Les luminaires à intensité variable, ils délivrent un éclairage réduit (veilleuse) pendant les périodes de faible activité (ex. : parking bien éclairé jusqu'à minuit, mais avec peu de lumière de minuit jusqu'à l'aube).
- Les régulateurs de tension, ballasts ou dispositifs électroniques spéciaux, ils optimisent l'énergie consommée par les lampes (tube fluorescent, lampe à sodium haute pression, ..).
- Les télécommandes sans fil, dont l'application permet une modernisation simple et économique d'installations existantes.

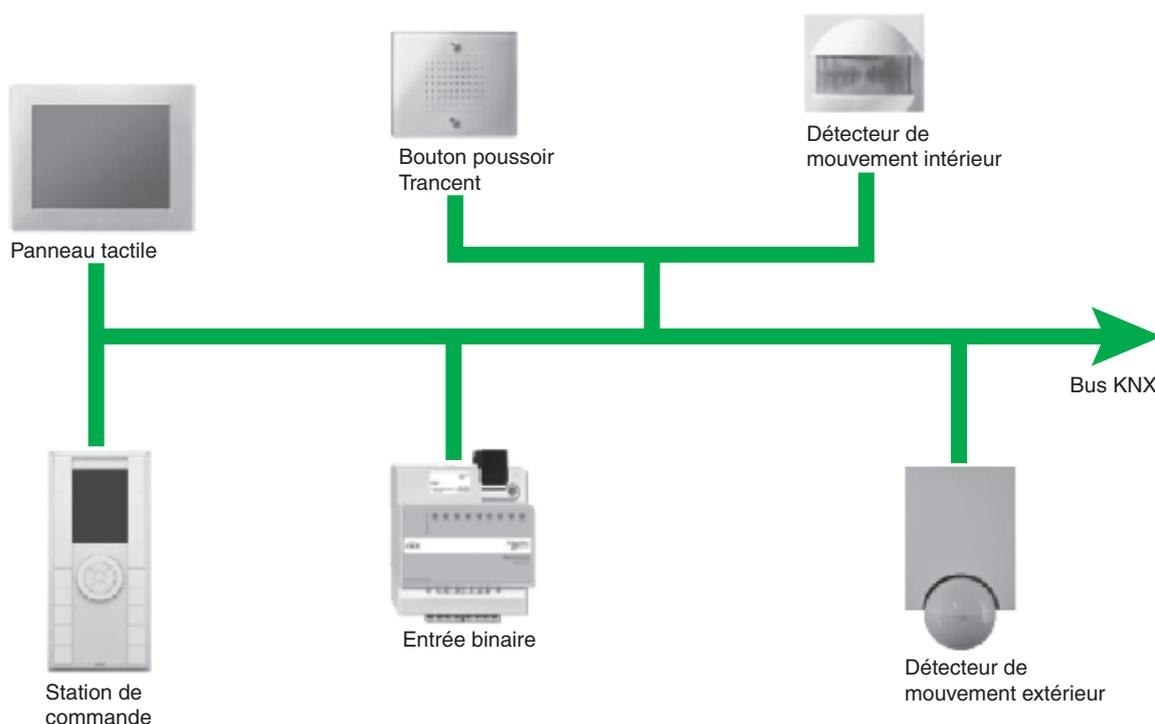
Ces techniques peuvent être combinées et aussi associées à des critères esthétiques, par exemple les panneaux d'éclairage programmables dans des salles de réunions qui ont plusieurs formules d'éclairage (conseil d'administration, exposés, colloques, etc.) actualisables par la simple touche d'un bouton.

K15

La gestion centralisée de l'éclairage

Il existe maintenant des systèmes de contrôle de l'éclairage tels que ceux basés sur le protocole KNX qui offrent l'avantage supplémentaire de pouvoir être intégrés au système de gestion du bâtiment (cf. Fig. K15).

Ils apportent une plus grande flexibilité de gestion, une surveillance centralisée et une intégration des contrôles d'éclairage à d'autres systèmes tels que la climatisation, pour une plus grande économie d'énergie. Certains peuvent permettre des économies d'énergie de 30 %, leur efficacité dépend de l'application dont le choix est donc très important.



K16

Fig. K15 : Exemple de liaisons réalisées avec le système KNX de Schneider Electric

La conception et la mise en oeuvre de tels systèmes, pour obtenir un résultat commence par un audit de la consommation d'énergie et une étude du système d'éclairage pour définir la meilleure solution d'éclairage et identifier les possibilités de réduction des coûts et de la consommation d'énergie. Dans ce domaine, Schneider Electric propose aussi des solutions de gestion pour les bureaux, et également pour l'éclairage extérieur, parkings et parcs ou jardins paysagés.

4.5 La correction du facteur de puissance et le filtrage d'harmoniques

■ Lorsque le distributeur d'énergie impose des pénalités pour la consommation de puissance réactive, l'amélioration du facteur de puissance est une mesure d'économie d'énergie passive typique : son rendement est immédiat dès sa mise en oeuvre et elle ne requière aucune modification des procédures ni du comportement du personnel. Les périodes d'amortissement peuvent être de moins d'un an. Pour plus de détails se reporter au chapitre L.

■ De nombreux équipements (variateurs de vitesse, ballasts électroniques,...) ainsi que les ordinateurs sont à l'origine d'harmoniques dans leurs réseaux d'alimentations avec parfois des effets significatifs. (surtensions transitoires qui entraînent des déclenchements des relais de protection, échauffements et vibrations qui peuvent réduire l'efficacité et la durée de vie des matériels y compris des batteries de condensateurs destinées à la correction du facteur de puissance). Leur filtrage est aussi une mesure d'économie d'énergie passive typique à envisager. Pour plus de détails se reporter au chapitre M.

4 Des gisements d'économies d'énergie

4.6 La gestion de charge

Pour adapter en permanence la consommation d'énergie électrique à la production, les distributeurs modulent leurs tarifs pour inciter les consommateurs à réduire leurs besoins en période de pointe.

Différentes stratégies peuvent être envisagées selon l'importance des consommations et les impératifs d'exploitation : restriction de la demande (cf. **Fig. K16**), évitement des heures de pointe, programmation des charges voire génération complémentaire d'énergie sur le site.

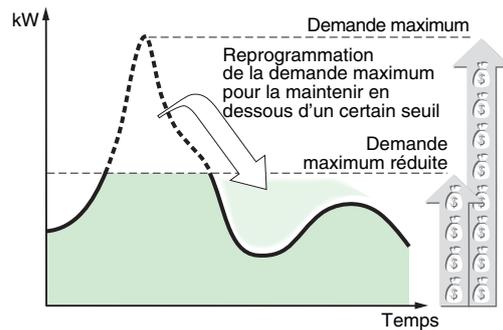


Fig. K16 : Exemple d'une stratégie de gestion de charge

■ Restriction de la demande

Cette solution peut être prévue par les distributeurs dans des contrats de fourniture comportant des clauses de restriction d'urgence (limite impérative) ou optionnelle dont l'application se fait sur décision du consommateur (avec des tarifs spéciaux). Cette politique de gestion est généralement appliquée pendant les mois les plus chauds ou les plus froids de l'année, lorsque les besoins en ventilation et en climatisation ou en chauffage des entreprises et des particuliers sont très élevés et consomment une grande quantité d'électricité en plus de la demande normale. Cette réduction de la consommation dans l'habitat et le tertiaire est difficilement applicable en raison de l'impact significatif sur le confort des occupants, les clients industriels sont plus susceptibles de participer à un tel programme, et s'ils disposent d'une quantité significative de charges non essentielles ils peuvent bénéficier de ces contrats qui réduisent le coût unitaire jusqu'à 30 %.

■ Evitement des heures de pointe

Il s'agit alors de déplacer les pointes de consommation selon les plages tarifaires, et ainsi minimiser la part correspondante de la facture... même si la consommation totale reste inchangée.

■ Programmation des charges

Ce mode de gestion est possible pour des entreprises qui peuvent planifier leur consommation de manière à profiter des tarifs inférieurs pour toutes leurs activités pour lesquelles l'heure n'est pas un facteur important ou critique.

■ Génération complémentaire d'énergie sur le site

Cette alimentation par des groupes électrogènes augmente la flexibilité de l'exploitation en fournissant l'énergie requise pour continuer à fonctionner normalement pendant les périodes de demande de pointe et de restriction de la demande. Un système de contrôle automatisé peut être configuré pour gérer cette production selon les besoins et selon les tarifs applicables à chaque instant. Lorsque le prix de l'énergie fournie dépasse celui de la génération interne, le système de contrôle effectue un transfert automatique.

K17

4.7. Systèmes d'information et de communication

Un système d'information

Pour être utiles, les données (mesures, états de fonctionnement, bases tarifaires,...) doivent être transformées en informations diffusées à tous les acteurs de l'efficacité énergétique selon leur besoin (pour augmenter le savoir de tous les intervenants du processus de gestion de l'énergie), et expliquées (pour une parfaite compréhension nécessaire au développement des capacités de contrôle et d'intervention qui seules permettent les économies d'énergie effectives). La circulation de ces données doit aboutir à l'action, puis pour maintenir l'efficacité énergétique, elle doit perdurer... (cf. Fig. K19).

Ce cycle opérationnel ne peut fonctionner que si un réseau de communication efficace est en place.

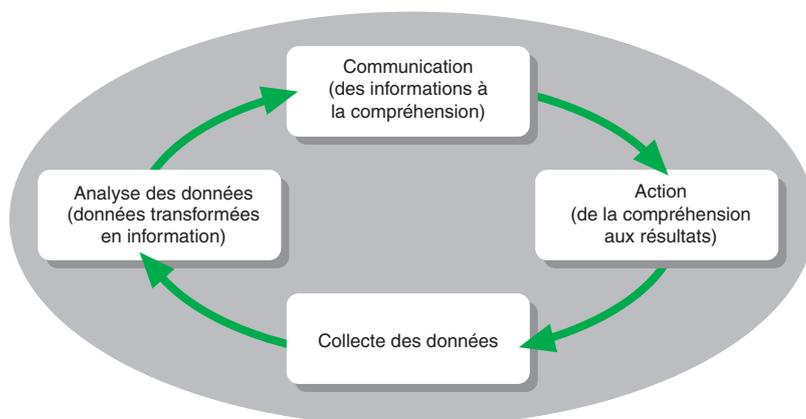


Fig. K17 : Le cycle opérationnel des données indispensable à l'efficacité énergétique

Le système d'information est alors prêt à être utilisé quotidiennement, pour atteindre les objectifs d'efficacité énergétique spécifiés par la direction de la société, par les opérateurs aux différents postes de consommation d'électricité (processus industriels, éclairage, climatisation, etc) et à la contribution positive de ces postes de consommation au fonctionnement de la société (quantité de produits fabriqués, confort des visiteurs dans un supermarché, température ambiante dans une salle réfrigérée, etc).

Un système de surveillance

■ Pour un audit rapide, voire permanent

La connaissance et la diffusion de ces données sont des facteurs de progrès dans l'instant, mais les réseaux électriques sont soumis à des évolutions rapides nécessitant de répondre toujours à la même question, «Ce réseau peut-il prendre en charge cette nouvelle évolution ?».

Dans cette situation, un système de surveillance des échanges et des consommations d'énergie est à même de fournir toutes les informations requises pour un audit complet du site. Cet audit couvrant non seulement l'électricité, mais aussi l'eau, l'air, le gaz et la vapeur.

Le degré d'efficacité des processus et des installations industrielles peut être déterminé à partir des mesures, évaluations comparatives et données de consommation d'énergie normalisées.

■ Pour des prises de décisions rapides et justifiées

Des plans d'action appropriés peuvent être mis en place incluant la mise en place de systèmes de contrôle et d'automatisation de l'éclairage et des bâtiments, une commande à vitesse variable, l'automatisation de processus, etc.

Les enregistrements des informations sur l'utilisation effective des équipements permettent de déterminer avec précision la capacité disponible sur le réseau ou sur un transformateur, et aussi de déterminer les interventions d'entretien les plus appropriées et le moment le plus approprié pour les réaliser... ni trop tôt, ni trop tard.

Les réseaux de communication

Système d'information et système de surveillance vont de pair avec les réseaux de communication, Intranet ou Internet, les échanges étant organisés au sein d'architectures informatiques à définir selon les besoins de chaque exploitant.

4 Des gisements d'économies d'énergie

■ L'Intranet

Les échanges de données dans le secteur industriel utilisent généralement les technologies Web implémentées de manière permanente sur le réseau de communication d'entreprise et plus spécialement, sur un réseau Intranet qui est d'usage privé pour l'exploitant, industriel ou gestionnaire.

En ce qui concerne les échanges de données industrielles entre les systèmes connectés par un lien de transmission physique, par exemples RS 485 et modem (GSM, Radio etc.), le protocole Modbus est un protocole très largement utilisé avec les compteurs et les dispositifs de protection des réseaux électriques. A noter que ce protocole créé par Schneider Electric, est maintenant normalisé.

En pratique, les données électriques sont enregistrées dans des serveurs Web industriels installés dans les armoires électriques ; elles sont transmises en utilisant le protocole TCP/IP extrêmement commun et normalisé pour limiter les coûts récurrents d'entretien informatique inhérents à tout réseau informatique. C'est ce principe qui est utilisé par Schneider Electric pour la communication de données utiles à la recherche de l'efficacité énergétique, sans logiciel additionnel, par la seule utilisation d'un navigateur Internet sur PC. Ces armoires électriques sont autonomes sans qu'il soit nécessaire de recourir à un système informatique additionnel. Ainsi, la totalité des données relatives à l'efficacité énergétique est enregistrée et peut être communiquée de la manière ordinaire sur les réseaux intranet, GSM, de téléphonie fixe, etc.

■ L'Internet

Enfin la télésurveillance et la télécommande donnent une plus grande disponibilité et accessibilité aux données ainsi qu'une plus grande souplesse d'intervention. La **Figure K18** montre le schéma d'une telle installation : grâce à une connexion sur un serveur et un navigateur Web standard, il est possible d'utiliser très simplement les données et de les exporter vers des tableurs de type Microsoft Excel™ pour tracer les courbes de puissance en temps réel.

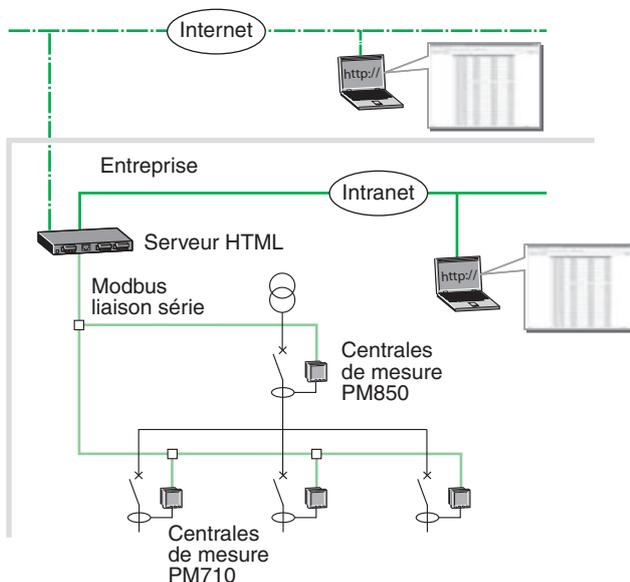


Fig. K18 : Exemple d'un réseau d'information Intranet protégé par un serveur (EGX400 - Schneider Electric) et surveillé à partir du réseau Internet

■ Les architectures

Traditionnellement et pendant de nombreuses années, les systèmes de surveillance et de contrôle ont été centralisés et basés sur les systèmes d'automatisation SCADA (Supervisory, Control et Data Acquisition).

Actuellement, trois niveaux d'architecture sont couramment distingués (cf. **Fig. K19** page suivante).

□ Architecture de niveau 1

Un nouveau concept d'équipement intelligent a été conçu récemment grâce aux nouvelles capacités inhérentes à la technologie Web. Il peut être positionné comme l'équipement de base dans la gamme des systèmes de surveillance en donnant l'accès aux informations sur l'électricité n'importe où dans le site. L'accès à l'Internet est aussi possible pour tous les services externes au site.

K19

□ Architecture de niveau 2

Ce système a été conçu spécifiquement pour les électriciens, et adapté aux exigences des réseaux électriques.

Cette architecture est basée sur un système de surveillance centralisé qui répond à tous les besoins de surveillance du réseau électrique. L'installation et l'entretien nécessitent naturellement un niveau de compétence inférieur que le niveau 3, tous les dispositifs de distribution électrique étant déjà présents dans une bibliothèque spécialisée. Finalement, le coût d'acquisition est minimisé en raison de la simplicité des besoins d'intégration du système.

Sur certains sites, les niveaux 2 et 3 peuvent cohabiter.

□ Architecture de niveau 3

L'investissement dans un tel système est généralement réservé aux installations haut de gamme qui sont soit grosses consommatrices d'énergie, soit utilisatrices d'équipements très sensibles aux variations de la qualité de l'énergie et ayant besoin d'une grande disponibilité de l'électricité. Pour répondre à l'exigence de très grande disponibilité, ce système requiert très souvent la prise en charge de manière transparente (sans impact visible), au premier défaut, des composants de l'installation. Le coût initial conséquent, les compétences requises pour réaliser correctement ce système et le coût des mises à jour nécessaires pour répondre à l'évolution du réseau peuvent rebuter les investisseurs potentiels qui imposent alors des études préalables très détaillées.

K20

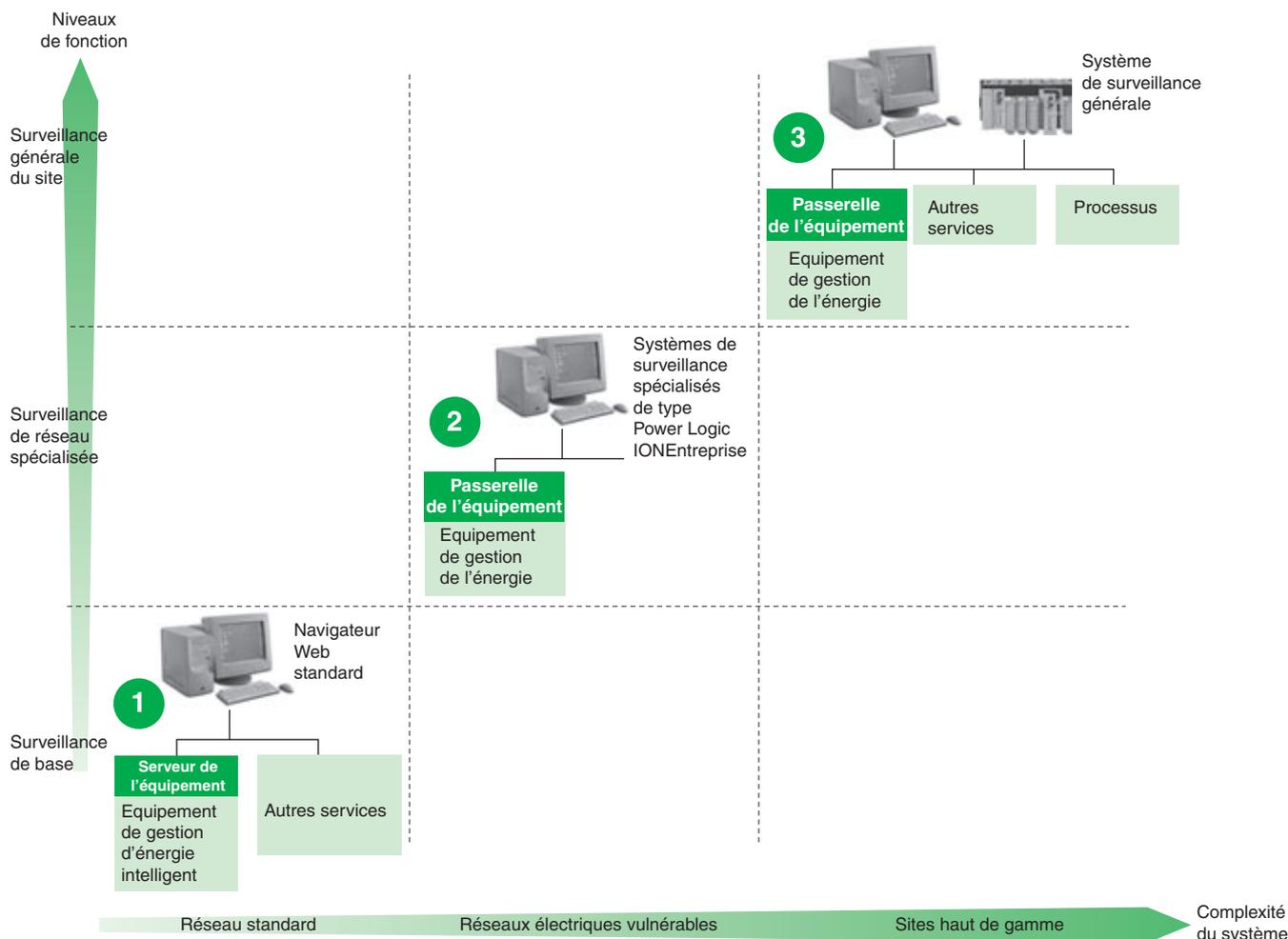


Fig. K19 : Positionnements d'un système de surveillance

4 Des gisements d'économies d'énergie

4.8 La conception des systèmes d'information et de surveillance

En fait, physiquement, ces systèmes de surveillance et de contrôle énergétique sont très proches et imbriqués dans l'architecture de la distribution électrique dont ils reprennent souvent la géographie.

Les schémas types présentés dans les **Figures K20 à K24** sont des exemples imaginés avec la prise en compte des impératifs habituels pour la distribution citée (nombres de départs, quantité et qualité de l'énergie nécessaire, réseaux numériques, mode de gestion,...). Ils permettent de voir et comprendre tous les services exploitables au bénéfice de l'efficacité énergétique.

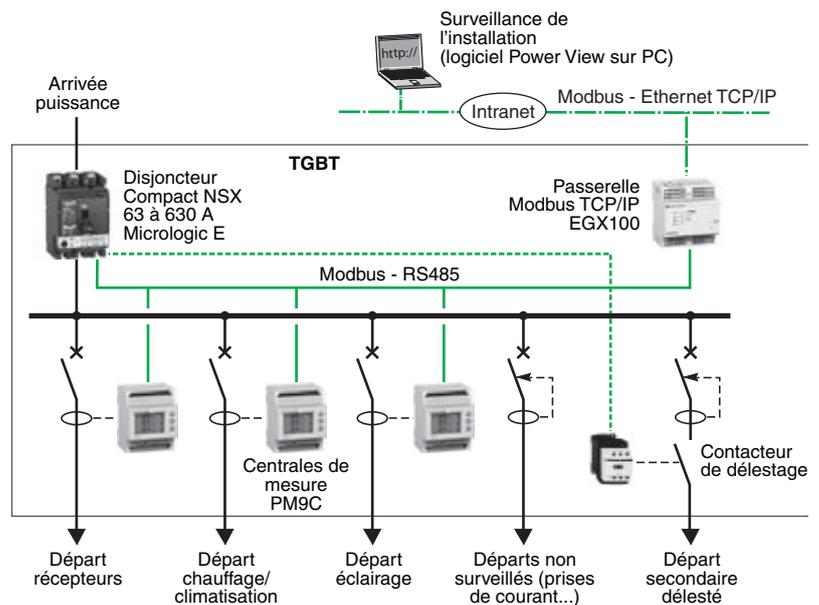


Fig. K20 : Architecture de surveillance pour un petit site permettant le sous-comptage uniquement

K21

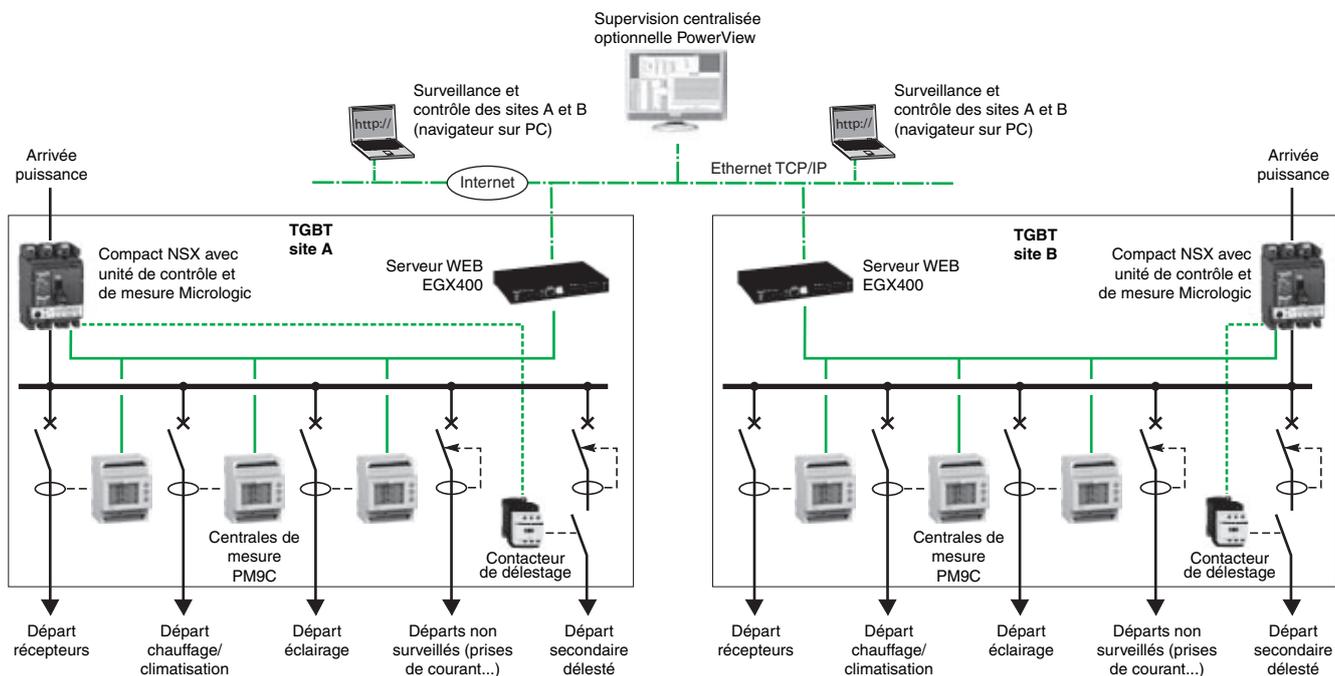


Fig. K21 : Architecture de surveillance et commande pour une entreprise composée de plusieurs petits sites

K22

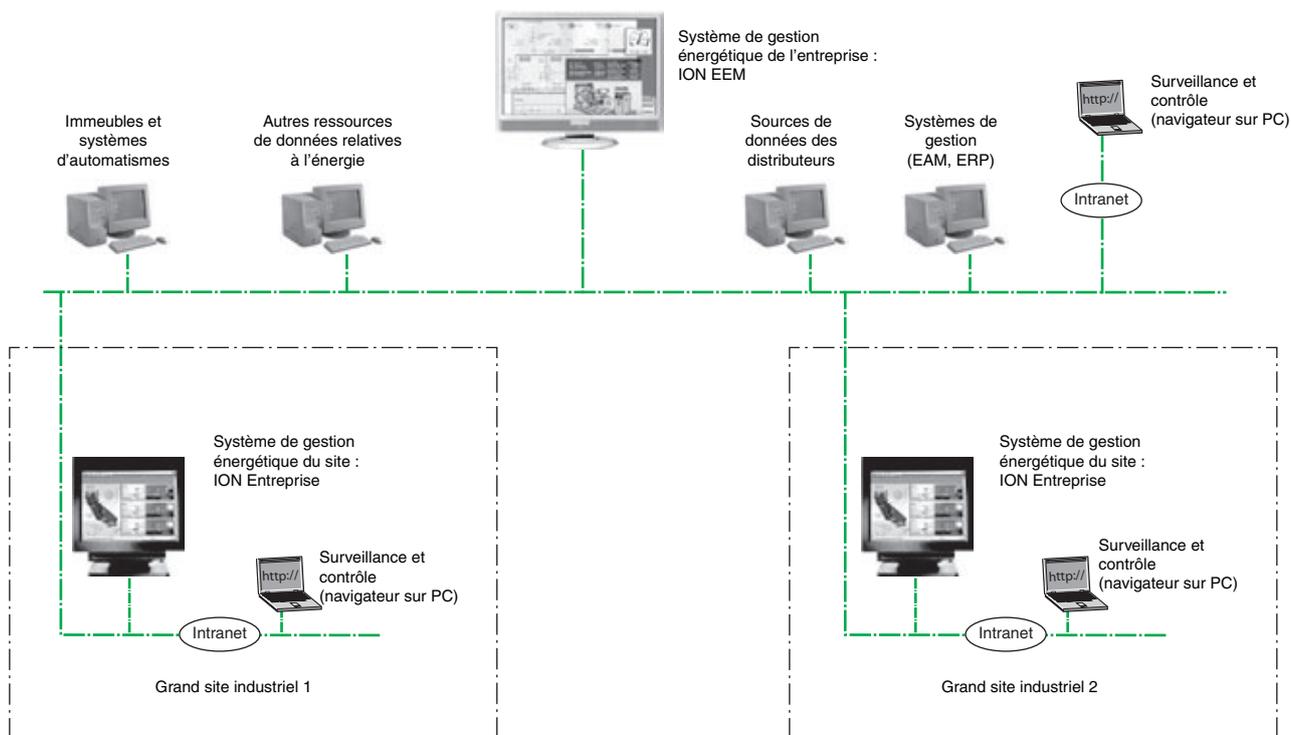
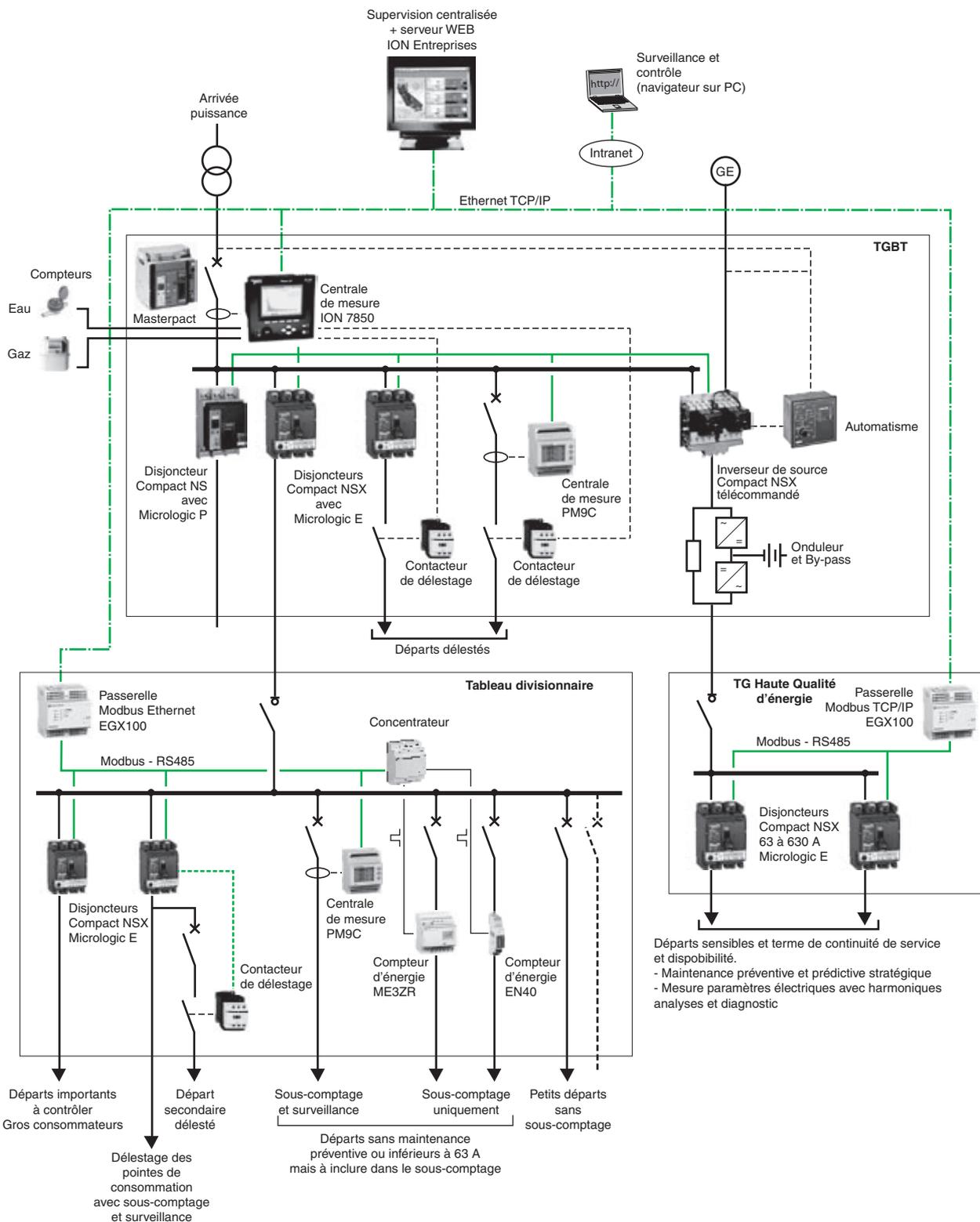


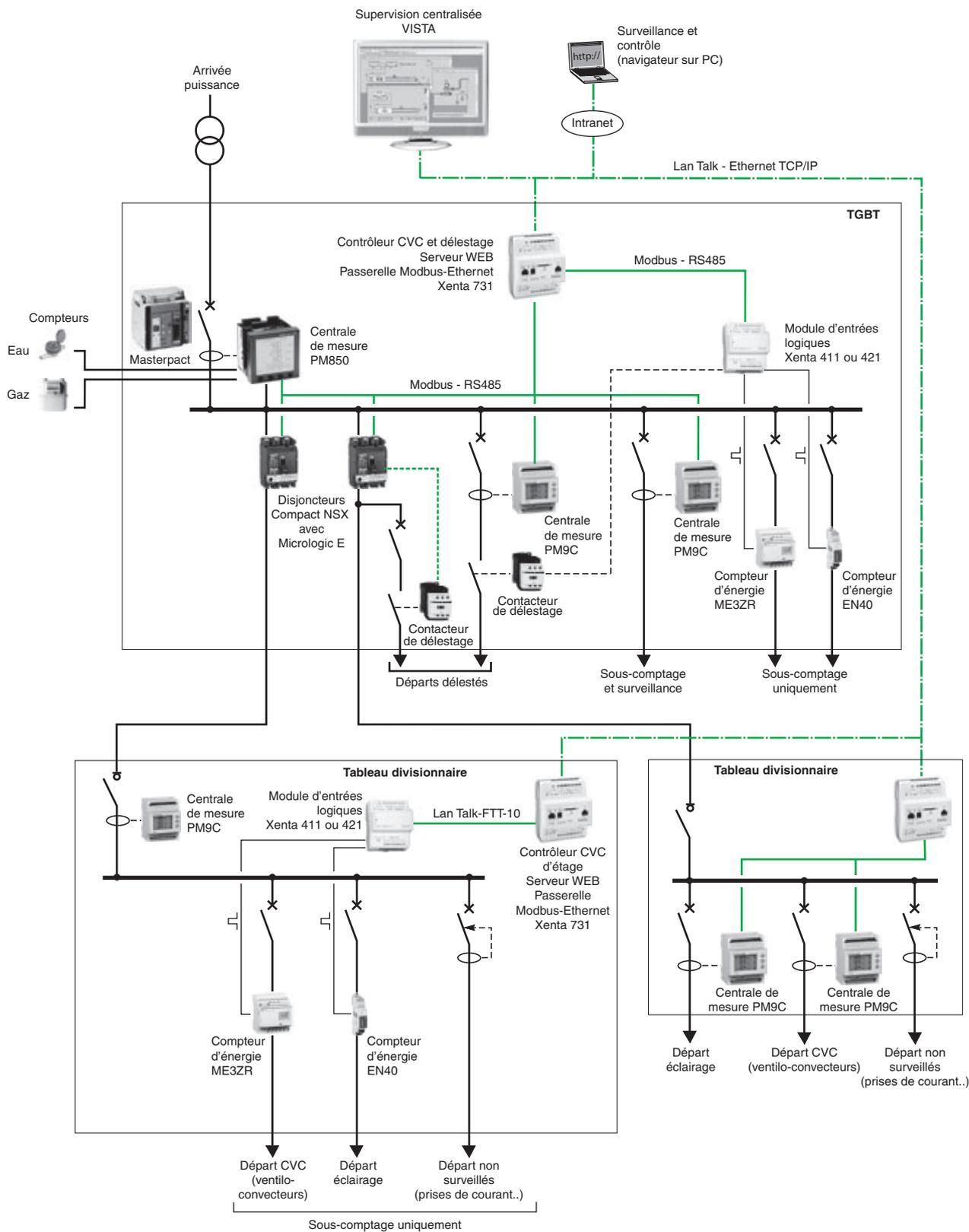
Fig. K22 : Architecture pour les multisites de grande taille

4 Des gisements d'économies d'énergie



K23

Fig. K23 : Architecture de surveillance et de commande pour un grand site industriel sensible



K24

Fig. K24 : Architecture pour un grand site tertiaire

4 Des gisements d'économies d'énergie

Ces schémas montrent dans le même temps que le choix d'une architecture impose le choix de composants (par exemple adéquation entre capteurs et bus numérique), mais l'inverse est aussi possible car un bilan technico-économique de leur installation et des résultats recherchés peut modifier le choix initial de l'architecture. En effet, les coûts (achat et installation) de ces composants, portant parfois la même désignation avec des caractéristiques différentes, peuvent varier fortement, mais avec des résultats très variables :

- un dispositif de mesure peut mesurer un ou plusieurs paramètres, avec ou sans calcul (énergie, puissance, $\cos \varphi$),
- un disjoncteur standard remplacé par un disjoncteur équipé d'une unité de contrôle électronique peut délivrer de nombreuses informations sur un bus numérique (mesures efficaces instantanées des courants, des tensions simples et composées, des déséquilibres des courants de phase et des tensions composées, de fréquence, de puissances actives et réactives totales et par phase,...).

La conception de ces systèmes nécessite donc de bien définir les objectifs d'efficacité énergétique et de bien connaître toutes les solutions techniques avec leurs avantages, inconvénients et limites d'application (cf. **Fig. K27**).

Pour envisager tous les cas de figures, il peut être alors nécessaire d'explorer différents catalogues de matériels, ou simplement de consulter un constructeur disposant d'un large éventail d'appareils pour la distribution électrique et les systèmes d'information. Enfin, certains constructeurs, tel Schneider Electric, proposent des services de conseil et d'études pour le choix et la mise en oeuvre de tous ces appareils.

	Economies d'énergie	Optimisation du coût	Disponibilité et fiabilité
Commandes à vitesse variable	• • •	•	•
Moteurs et transformateurs haute performance	• • •		
Alimentation des moteurs MT	• • •		
Correction de facteur de puissance	•	• • •	
Gestion des harmoniques	•	• •	•
Configuration des circuits			• • •
Générateurs d'appoint		• •	• • •
Dispositifs d'alimentation sans coupure (voir la page N11)			• • •
Démarrateurs progressifs	•	•	• • •
iMCC		• •	• •
Architecture basée sur un équipement intelligent Niveau 1	• •	•	
Architecture centralisée spécialisée pour électriciens Niveau 2	• • •	• •	•
Architecture centralisée générale conventionnelle Niveau 3	•	• •	• • •

Fig. K27 : Cartographie des solutions

K25

Un des principaux obstacles à l'élaboration et la réalisation des projets d'efficacité énergétique est le manque de résultats financiers fiables et commercialement probants. Plus l'investissement est important, plus pressant est le besoin de disposer d'une preuve fiable des avantages qu'il présente. Il existe donc une réelle nécessité de méthodes fiables de quantification des résultats des investissements en efficacité énergétique.

Des informations fournies dans ce chapitre sont tirées du volume 1 du guide IPMVP publié par EVO www.evo-world.org

5.1. Procédures IPMVP et EVO

Pour répondre à cette attente l'organisation EVO -Efficiency Valuation Organization- responsable des évaluations de performance a publié «IPMVP» -International Performance Measurement and Verification Protocol-. Il s'agit d'un guide qui décrit les procédures utilisées dans la mesure, le calcul et la documentation des économies réalisées grâce aux divers projets d'efficacité énergétique. Jusqu'à présent, EVO a publié trois volumes de IPMVP dont le premier «Concepts et Options pour guider les choix en matière d'économie d'eau et d'énergie» fournit des méthodes, de coût et de précision variables, permettant de déterminer les économies totales réalisées ou celles réalisées dans le seul domaine de l'efficacité énergétique. Il est utilisé par Schneider Electric dans la formulation des projets d'efficacité énergétique.

Principe et qualités de IPMVP

Avant l'installation de la solution d'efficacité énergétique, une étude réalisée selon l'IPMVP doit être faite sur une certaine période pour définir la relation qui existe entre l'utilisation d'énergie et les conditions d'exploitation. Pendant cette période, des valeurs de référence sont définies, soit par des mesures directes, soit simplement à partir des factures d'énergie du site.

Après l'installation, ces données de référence sont utilisées pour estimer la quantité d'énergie appelée «énergie de référence ajustée» qui aurait été consommée si la solution n'avait pas été mise en œuvre. L'énergie économisée est la différence entre cette «énergie de référence ajustée» et l'énergie effectivement mesurée.

Lorsqu'un plan de vérification et de mesure est formulé dans le cadre d'une initiative IPMVP, il doit être :

- précis

Les rapports de vérification et de mesure doivent être aussi précis que possible compte tenu des limites du budget de l'opération. Les coûts de vérification et de mesure doivent normalement être modestes par rapport au montant des économies escomptées.

- complet

L'étude des économies d'énergie doit tenir compte de tous les effets du projet.

- prudent

Lorsqu'il y a des doutes sur les résultats, les procédures de vérification et de mesure doivent fournir une sous-estimation des économies considérées.

- consistant

Le rapport sur l'efficacité énergétique du projet doit intégrer de manière consistante les facteurs suivants :

- les différents types de projet d'efficacité énergétique,
- les différents types d'experts qui interviennent dans chacun des projets,
- les différentes périodes applicables à chacun des projets,
- les projets d'efficacité énergétique et les nouveaux projets d'alimentation en énergie.

- pertinent

La spécification des économies doit mesurer les paramètres de performance qui sont pertinents ou moins connus tandis que d'autres paramètres moins critiques ou plus facilement prévisibles peuvent être estimés.

- transparent

Toutes les mesures qui entrent dans le plan de vérification et de mesure doivent être décrites de manière claire et détaillée.

5 Comment évaluer les économies d'énergie

Les options IPMVP

Selon les objectifs assignés à cette démarche d'efficacité énergétique, quatre niveaux d'étude ou « options » sont définis :

- remise à niveau des systèmes d'isolation avec mesure de tous les paramètres essentiels = Option A,
- remise à niveau des systèmes d'isolation avec mesure de tous les paramètres = Option B,
- l'ensemble de l'installation = Option C,
- simulation étalonnée = Option D.

Leur présentation fait l'objet du tableau de la **Figure 28** et le diagramme de la **Figure 29** présente la procédure de sélection de l'option à retenir pour un projet.

	Option A	Option B	Option C	Option D
Objectif économique	Remise à niveau des systèmes d'isolation avec mesure de tous les paramètres essentiels.	Remise à niveau des systèmes d'isolation avec mesure de tous les paramètres.	L'ensemble de l'installation.	Simulation étalonnée.
Description	Les économies sont calculées sur la base des relevés du ou des principaux paramètres de performance qui définissent la consommation d'énergie du système affecté par la solution d'efficacité énergétique. Les paramètres qui ne sont pas sélectionnés pour une mesure sur le terrain font l'objet d'une estimation.	Les économies sont calculées sur la base des relevés de terrain de la consommation d'énergie du système affecté par la solution d'efficacité énergétique.	Les économies sont déterminées sur la base du relevé sur le terrain de la consommation d'énergie au niveau de l'installation ou d'une portion de l'installation. Des relevés continus de l'énergie utilisée dans l'installation dans son ensemble sont effectués tout au long de la période documentée.	Les économies sont déterminées sur la base d'une simulation de la consommation d'énergie au niveau de l'installation ou d'une portion de l'installation. Il doit être démontré que les procédures de simulation fournissent un modèle adéquat de la performance énergétique effective de l'installation.
Calcul des économies	Le calcul d'ingénierie de l'énergie consommée pendant la période de référence et la période documentée est effectué à partir de : <ul style="list-style-type: none"> ■ mesures continues ou à court terme du ou des principaux paramètres de performance, ■ et de valeurs estimées. 	Les mesures continues ou à court terme de l'énergie consommée pendant la période de référence et la période documentée.	Analyse des données sur l'énergie consommée pendant la période de référence et la période documentée pour la totalité de l'installation. Des ajustements de routine sont requis qui utilisent des techniques comme les analyses comparatives ou analyses par régression.	La simulation de l'énergie utilisée étalonnée sur la base des données de facturation mensuelle ou horaire.
Quand utiliser cette option ?	D'un côté, les résultats obtenus avec cette option sont sujets à une incertitude considérable du fait de l'estimation de certains des paramètres. D'un autre côté, elle est bien moins onéreuse que l'option B.	L'option B est plus onéreuse que l'option A parce que tous les paramètres sont mesurés. Mais si un client requiert un haut niveau de précision, cette option est la meilleure.	Lorsque un programme complexe de gestion de l'énergie est en place et qu'il affecte un grand nombre de systèmes dans une installation, le choix de l'option C peut permettre des économies tout en allégeant la procédure.	L'option D est utilisée seulement s'il n'existe pas de données de référence disponibles. Par exemple dans un site où il n'y avait pas de compteur avant l'installation de la solution et où l'acquisition des données de référence est trop longue et trop onéreuse.

Fig. K28 : Synthèse des options IPMVP

K27

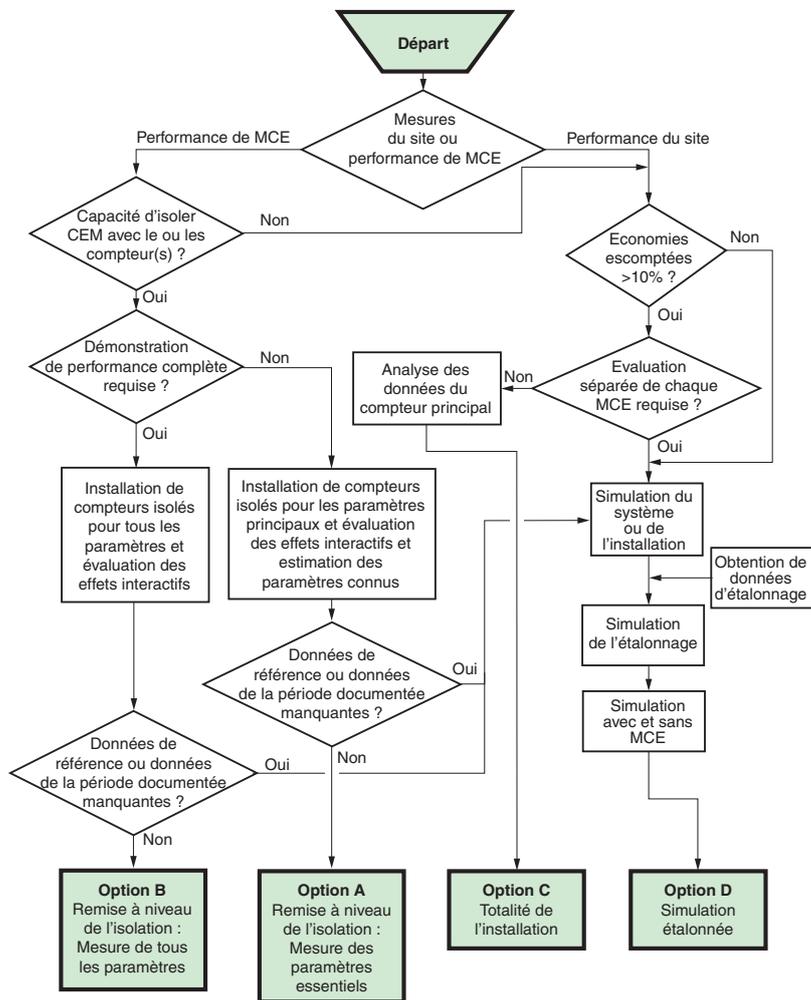


Fig. K29 : Procédure de sélection de l'option IPMVP à retenir pour un projet

K28

5.2. Pour une performance soutenue

Une fois les audits d'énergie terminés, les mesures d'économie d'énergie en place et les économies quantifiées, il est impératif de suivre les procédures suivantes pour assurer la stabilité de la performance dans le temps. Sans un cycle d'amélioration continue, la performance tend à régresser (cf. Fig. K30).

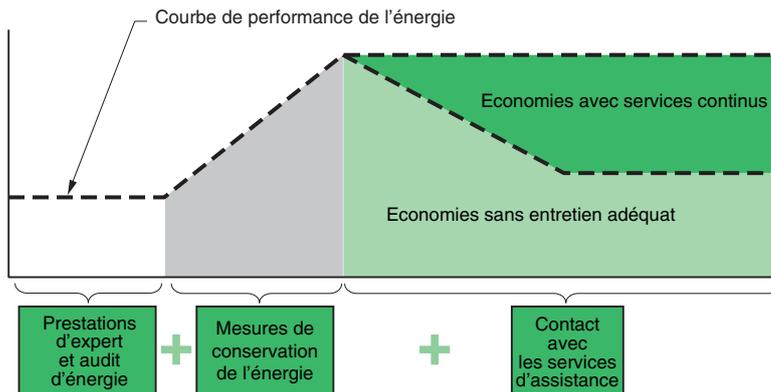


Fig. K30 : Pour assurer la stabilité de la performance dans le temps

5 Comment évaluer les économies d'énergie

Un cycle d'amélioration continue requiert l'existence, l'utilisation productive et l'entretien d'un système de surveillance de l'énergie. Ce système est utilisé pour l'analyse continue et pro-active de l'utilisation de l'énergie dans le site et pour la formulation de recommandations d'amélioration du système de distribution électrique.

Pour assurer la performance optimale d'un tel système et la meilleure utilisation des données recueillies, des services d'assistance, sur site ou à distance (disponibles par téléphone, courriel ou VPN -Réseau privé virtuel- ou toute autre forme de connexion à distance) sont souvent nécessaires pour compléter les services internes de l'exploitant tant par leur expérience que par leur disponibilité. Ils peuvent par exemple proposer :

- de veiller au bon fonctionnement des dispositifs de mesure,
- d'effectuer les mises à jour et adaptations logicielles,
- de gérer les bases de données, par exemple archivage,
- d'adapter en permanence le système de surveillance aux nouveaux besoins de contrôle.

Chapitre L

Compensation de l'énergie réactive et filtrage des harmoniques

Sommaire

1	Énergie réactive et facteur de puissance	L2
	1.1 Nature de l'énergie réactive	L2
	1.2 Récepteurs consommateurs d'énergie réactive	L2
	1.3 Le facteur de puissance	L3
	1.4 Valeurs courantes du facteur de puissance	L4
2	Pourquoi améliorer le facteur de puissance ?	L5
	2.1 Diminution de la facture d'électricité	L5
3	Comment améliorer le facteur de puissance ?	L7
	3.1 Principes théoriques	L7
	3.2 En utilisant quel équipement ?	L7
	3.3 Choix entre condensateurs fixes et batterie de condensateurs à régulation automatique	L9
4	Où installer les condensateurs de compensation ?	L10
	4.1 Compensation globale	L10
	4.2 Compensation partielle	L10
	4.3 Compensation individuelle	L11
5	Comment déterminer le niveau optimal de compensation ?	L12
	5.1 Méthode générale	L12
	5.2 Méthode simplifiée	L12
	5.3 Méthode de calcul pour tarif supérieur à 250 kVA	L12
	5.4 Méthode de calcul pour tarif de 36 à 250 kVA	L14
6	Compensation aux bornes d'un transformateur	L15
	6.1 Compensation pour accroître la puissance disponible	L15
	6.2 Compensation de l'énergie réactive absorbée par un transformateur	L16
7	Compensation des moteurs asynchrones	L18
	7.1 Raccordement d'une batterie de condensateurs et réglage de la protection	L18
	7.2 Comment éviter l'auto-excitation d'un moteur asynchrone	L19
8	Exemple d'une installation avant et après compensation	L20
9	Les effets des harmoniques	L21
	9.1 Problèmes liés aux harmoniques du réseau d'alimentation	L21
	9.2 Solutions possibles	L21
	9.3 Choisir la solution optimale	L23
10	Mise en œuvre des batteries de condensateurs	L24
	10.1 Composants d'un condensateur	L24
	10.2 Choix des protections, des dispositifs de commande et des connexions	L25

Nota :

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

1 Énergie réactive et facteur de puissance

Les réseaux électriques à courant alternatif fournissent deux formes d'énergie :

- l'énergie « active » mesurée en kWh qui est transformée en énergie mécanique (travail), chaleur, lumière, etc,
- l'énergie « réactive » mesurée en kvarh qui prend 2 formes :
 - l'une nécessaire et consommée par les circuits inductifs (transformateurs, moteurs, etc.),
 - l'autre fournie par les circuits capacitifs (capacité des câbles, batteries de condensateurs, etc.).

1.1 Nature de l'énergie réactive

Tous les appareils et machines à induction (c'est à dire à champs électromagnétiques) convertissent l'énergie fournie par le réseau d'alimentation en énergie mécanique (travail) et chaleurs (pertes). Cette énergie est mesurée par des wattmètres en kWh, et est appelée énergie « active ». Afin de réaliser cette conversion, des champs magnétiques doivent être créés dans la machine, et ces champs sont associés à une autre forme d'énergie à fournir par le réseau d'alimentation appelée énergie « réactive ».

En effet, 2 fois par cycle du réseau d'alimentation, les circuits magnétiques absorbent de l'énergie du réseau (à l'établissement des champs magnétiques) et restituent cette énergie au réseau (à l'extinction des champs magnétiques).

Un phénomène similaire se produit avec des éléments capacitifs en parallèle sur le réseau, telles que capacités des câbles ou batteries de condensateurs, etc. Dans ce cas, l'énergie est stockée électrostatiquement. Les cycles de charge et de décharge des circuits capacitifs se font d'une manière identique à celle des circuits inductifs présentés ci-dessus mais le courant d'un circuit capacitif circule vers la source en complète opposition de phase avec celui d'un circuit inductif. Cette caractéristique est la base sur laquelle est établie la correction du facteur de puissance.

Il faut noter que ces courants réactifs (pour être plus précis, la composante réactive du courant de charge) ne consomment pas de puissance du réseau, mais causent des pertes dans le réseau de transport et de distribution de l'énergie et l'échauffement des conducteurs.

En pratique les composantes réactives des courants des charges dans un réseau sont toujours inductives et, de plus, les impédances des réseaux de transport et de distribution sont à prédominance réactive de type inductif. La somme de tous ces courants inductifs circulant dans une réactance inductive produit la pire des conditions possibles pour la chute de tension (c'est à dire en opposition de phase complète avec le système de tensions).

Pour ces raisons (pertes et chute de tension dans le réseau de transport), les distributeurs d'énergie réduisent la valeur du courant réactif le plus possible.

Les courants réactifs capacitifs produisent l'effet inverse sur les tensions : ils produisent des élévations de tension dans les réseaux de distribution.

La puissance (kW) associée à l'énergie active est représentée habituellement par la lettre P.

La puissance réactive (kvar) est représentée par la lettre Q. La puissance réactive de type inductif est conventionnellement comptée positivement (+Q), la puissance réactive de type capacitif est conventionnellement comptée négativement (-Q).

La puissance apparente S (en kVA) est la somme vectorielle de P et Q (cf. Fig. L1). Le paragraphe 1.3 montre les relations entre P, Q et S.

L2

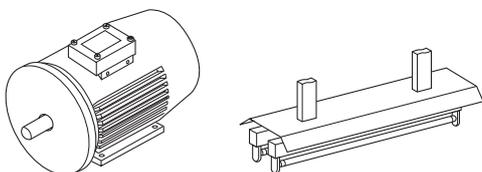
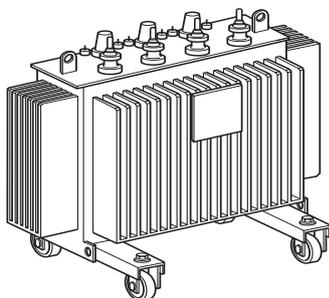


Fig. L2 : Les récepteurs consomment de l'énergie réactive

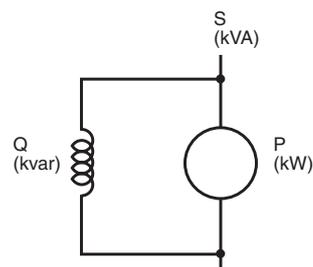


Fig. L1 : Un moteur prélève sur le réseau de l'énergie active P et de l'énergie réactive Q

1.2 Récepteurs consommateurs d'énergie réactive

Tous les récepteurs fonctionnant en courant alternatif qui comportent des dispositifs électromagnétiques ou des enroulements couplés magnétiquement, consomment plus ou moins des courants réactifs pour créer les flux magnétiques.

Les plus communs de ces récepteurs sont les transformateurs (et les réactances), les moteurs et les lampes à décharge (avec ballasts magnétiques) (cf. Fig. L2).

La proportion de puissance réactive (kvar) par rapport à la puissance active (kW) pour un fonctionnement à pleine charge du récepteur, dépend du type de récepteur :

- 65 à 75 % pour les moteurs asynchrones,
- 5 à 10 % pour les transformateurs.

1 Énergie réactive et facteur de puissance

Plus le facteur de puissance est proche de 1, plus les pertes du fournisseur et du consommateur sont réduites.

1.3 Le facteur de puissance

Définition du facteur de puissance

Le facteur de puissance est le rapport entre la puissance active (en kW) et la puissance apparente (en kVA).

Le facteur de puissance d'une charge qui peut être un seul récepteur, ou un ensemble de récepteurs (par exemple, une installation électrique complète), est donnée par le rapport P/S soit des kW divisés par des kVA à un instant donné.

$$PF = P \text{ (kW)} / S \text{ (kVA)}$$

La plage des valeurs du facteur de puissance est [0, 1].

Si les courants et les tensions sont parfaitement sinusoïdaux, le facteur de puissance est égal au $\cos \varphi$.

Un facteur de puissance proche de l'unité signifie que l'énergie réactive est faible comparée à l'énergie active, en revanche une valeur faible, proche de zéro, indique la condition inverse.

Représentation graphique à partir des puissances

- Puissance active P (en kW).
- Monophasé (1 phase et neutre) : $P = V I \cos \varphi$.
- Monophasé (phase à phase) : $P = U I \cos \varphi$.
- Triphasé* (avec ou sans neutre) : $P = \sqrt{3} U I \cos \varphi$.
- Puissance réactive Q (en kvar).
- Monophasé (1 phase et neutre) : $Q = V I \sin \varphi$.
- Monophasé (phase à phase) : $Q = U I \sin \varphi$.
- Triphasé* (avec ou sans neutre) : $Q = \sqrt{3} U I \sin \varphi$.
- Puissance apparente S (en kVA).
- Monophasé (1 phase et neutre) : $S = V I$.
- Monophasé (phase à phase) : $S = U I$.
- Triphasé* (avec ou sans neutre) : $S = \sqrt{3} U I$

avec :

V = tension entre phase et neutre

U = tension entre phases

I = courant ligne

φ = angle entre les vecteurs V et I.

Vecteurs tension et courant, et diagramme des puissances

La représentation graphique du « vecteur » puissance est un artifice utile dérivé de la représentation graphique réelle (diagramme de Fresnel) des vecteurs courants et tensions, soit :

- Les tensions du réseau d'alimentation sont prises comme vecteurs et quantités de référence. Dans l'hypothèse d'une charge triphasée équilibrée, seulement une phase est considérée pour la représentation graphique des puissances (diagramme des puissances).
- Le vecteur tension (V), référence de phase, est colinéaire avec l'axe horizontal, et le vecteur courant (I) de cette phase est, pour pratiquement toutes les charges alimentées, en retard sur la tension d'un angle φ .
- La composante de I qui est en phase avec V est la composante « active » de I et est égale à $I \cos \varphi$, tandis que $VI \cos \varphi$ représente la puissance active (en kW si I est exprimé en A et V exprimé en kV).
- La composante de I qui est en retard de 90° par rapport à la tension V est la composante réactive du courant et est égale à $I \sin \varphi$, tandis que $VI \sin \varphi$ représente la puissance réactive (en kvar si I est exprimé en A et V exprimé en kV).
- Si le vecteur I est multiplié par V, alors le module de VI est égal à la puissance apparente (en kVA si I est exprimé en A et V exprimé en kV).

La relation simple entre P, Q et S est donnée par la formule : $S^2 = P^2 + Q^2$

Les puissances calculées (kW, kvar et kVA) sont à multiplier par 3 pour avoir les puissances consommées et faire le calcul du facteur de puissance pour une charge triphasée, comme indiqué en **Figure L3**.

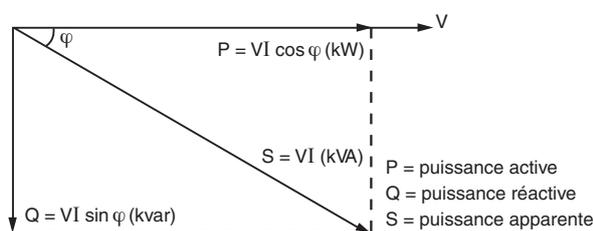


Fig. L3 : Diagramme de puissance

(*) avec des charges équilibrées ou quasi équilibrées.

1 Énergie réactive et facteur de puissance

Exemple de calcul des puissances (cf. Fig. L4)

Type de circuit	Puissance apparente S (kVA)	Puissance active P (kW)	Puissance réactive Q (kvar)
Monophasé (phase et neutre)	$S = VI$	$P = VI \cos \varphi$	$Q = VI \sin \varphi$
Monophasé (phase à phase)	$S = UI$	$P = UI \cos \varphi$	$Q = UI \sin \varphi$
Exemple Récepteur 5 kW $\cos \varphi = 0.5$	10 kVA	5 kW	8.7 kvar
Triphasé 3 câbles ou 3 câbles + neutre	$S = \sqrt{3} UI$	$P = \sqrt{3} UI \cos \varphi$	$Q = \sqrt{3} UI \sin \varphi$
Exemple Moteur $P_n = 51$ kW $\cos \varphi = 0.86$ $\eta = 0.91$ (rendement)	65 kVA	56 kW	33 kvar

Fig. L4 : Exemple de calcul des puissances active et réactive

La tangente φ

Certaines factures d'électricité (exemple : abonné tarif vert) indiquent la valeur de $\tan \varphi$.

$$\tan \varphi = \frac{\text{énergie réactive}}{\text{énergie active}} = \frac{Q \text{ (kvar)}}{P \text{ (kW)}}$$

Ce rapport illustre l'énergie réactive que le distributeur doit livrer pour fournir une puissance active donnée.

Une faible valeur de $\tan \varphi$ correspond à une installation optimisée.

1.4 Valeurs courantes du facteur de puissance

Le calcul des puissances de l'exemple du tableau de la Figure L4 est le suivant :

P_n = puissance disponible sur l'arbre = 51 kW

P = puissance active consommée

$$P = \frac{P_n}{\eta} = \frac{51}{0,91} = 56 \text{ kW}$$

S = puissance apparente

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} = \frac{56}{0,86} = 65 \text{ kVA}$$

De sorte que, en se référant au diagramme de la **Figure L5** ou en utilisant une calculatrice, la valeur de la $\tan \varphi$ correspondant à un $\cos \varphi$ de 0,86 est égale à 0,59. $Q = P \tan \varphi = 56 \times 0.59 = 33$ kvar (voir le tableau de la **Figure L15**).

Variante du calcul

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{65^2 - 56^2} = 33 \text{ kvar}$$

Le tableau de la **Figure L6** indique les valeurs moyennes du facteur de puissance pour les équipements et les appareils les plus couramment utilisés.

Equipements et appareils	$\cos \varphi$	$\tan \varphi$
■ Moteur chargé à l'asynchrone ordinaire	0 %	5,80
	25 %	1,52
	50 %	0,94
	75 %	0,75
	100 %	0,62
■ Lampes à incandescence	1,0	0
■ Lampes fluorescentes (non compensées)	0,5	1,73
■ Lampes fluorescentes (compensées)	0,93	0,39
■ Lampes à décharge	0,4 à 0,6	2,29 à 1,33
■ Fours à résistance	1,0	0
■ Fours à induction avec compensation intégrée	0,85	0,62
■ Fours à chauffage diélectrique	0,85	0,62
■ Machines à souder à résistance	0,8 à 0,9	0,75 à 0,48
■ Postes statiques monophasés de soudage à l'arc	0,5	1,73
■ Groupes rotatifs de soudage à l'arc	0,7 à 0,9	1,02 à 0,48
■ Transformateurs-redresseurs de soudage à l'arc	0,7 à 0,8	1,02 à 0,75
■ Fours à arc	0,8	0,75

Nota : La compensation d'un appareil consiste à améliorer son facteur de puissance au moyen de condensateurs qui sont sources d'énergie réactive.

Fig. L6 : Valeurs de $\cos \varphi$ et $\tan \varphi$ pour les appareils courants

L4

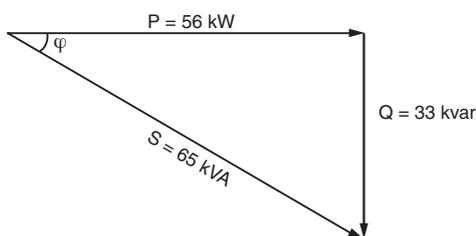


Fig. L5 : Exemple de calcul de P, Q, S et $\cos \varphi$

2 Pourquoi améliorer le facteur de puissance ?

L'amélioration du facteur de puissance d'une installation présente de multiples avantages d'ordre économique et technique et permet de réduire la facture d'électricité.

2.1 Diminution de la facture d'électricité

Une bonne gestion de la consommation d'énergie réactive apporte de réels gains économiques.

Les calculs sont basés sur une structure tarifaire actuellement en vigueur dans les pays européens, conçue pour encourager les consommateurs à minimiser leur consommation d'énergie réactive.

En France, ce principe de tarification est applicable pour les branchements supérieurs à 250 kVA :

- du 1er novembre au 31 mars,
- tous les jours sauf le dimanche,
- de 6 heures à 22 heures.

L'installation de batteries de condensateurs pour améliorer le facteur de puissance de l'installation permet de réduire la facture d'électricité en maintenant le niveau de la consommation de puissance réactive en dessous d'une valeur définie contractuellement avec le fournisseur d'énergie. Dans cette tarification particulière, l'énergie réactive est payée suivant la valeur du critère $\tan \varphi$.

Comme indiqué précédemment :

$$\tan \varphi = \frac{Q \text{ (kvarh)}}{P \text{ (kWh)}}$$

Le distributeur d'énergie fournit l'énergie réactive gratuitement (ou à un tarif réduit) :

- si l'énergie réactive représente moins de 40 % de l'énergie active ($\tan \varphi < 0,4$) pendant une tranche maximale de 16 heures par jour (de 06 h 00 à 22 h 00) durant la période tarifaire la plus chargée (souvent en hiver, période heures pleines d'hiver),
- sans limitation durant les périodes les moins chargées, période heures creuses d'hiver et le reste de l'année (périodes d'heures pleines d'été ou heures creuses d'été).

Note : Des découpages tarifaires complémentaires, incluant notamment des «heures de pointe», etc., peuvent être ajoutées suivant le contrat : l'objectif du fournisseur d'énergie est de toujours facturer les kvarh fournis au-delà d'une certaine valeur (contractuelle) à un tarif plus élevé (appelé assez couramment «pénalités»).

Pendant les périodes⁽¹⁾ de limitation («heures de pointe»), la consommation d'énergie réactive dépassant 40 % de l'énergie active (soit $\tan \varphi > 0,4$) est facturée mensuellement au tarif courant.

Donc la quantité d'énergie réactive facturée durant cette période est :

kvarh (à facturer) = kWh x ($\tan \varphi - 0,4$) avec :

- kWh est l'énergie active consommée durant la période de limitation,
- kWh x $\tan \varphi$ est l'énergie réactive totale durant la période de limitation,
- kWh x 0,4 est l'énergie réactive fournie gratuitement pendant une période de limitation.

La $\tan \varphi = 0,4$ correspond à un facteur de puissance de 0,93.

Si des mesures sont prises pour assurer que durant les périodes de limitation le facteur de puissance ne descend pas au dessous de 0,93, l'exploitant n'aura rien à payer pour sa consommation d'énergie réactive.

En regard du gain économique dû à la diminution de sa facture, l'exploitant doit inscrire au bilan les coûts :

- d'achat, d'installation et de maintenance :
- des condensateurs de compensation,
- des équipements associés : appareils de commande, équipement de régulation automatique (si différents niveaux de compensation sont nécessaires).
- des consommations supplémentaires de kWh induites par les pertes diélectriques des capacités, etc.

Le bilan peut faire apparaître qu'il est plus économique de réaliser seulement une compensation partielle du fait que, dans ce cas, le coût des consommations d'énergie réactive à payer est plus économique que le coût généré par une compensation à 100 %.

(1) Une période de limitation correspond à la durée journalière de 06 h 00 à 22 h 00.

L'amélioration du facteur de puissance permet un dimensionnement réduit des transformateurs, des appareillages, des conducteurs, etc. ainsi qu'une diminution des pertes en ligne et des chutes de tension dans l'installation.

2.2 Optimisation des choix technico-économiques

Un facteur de puissance élevé permet l'optimisation des composants d'une installation. Le surdimensionnement de certains équipements peut être évité, mais pour obtenir le meilleur résultat, le raccordement des capacités devra être réalisé au plus près des charges inductives.

Diminution de la section des câbles

La **Figure L7** montre l'accroissement de la section des câbles pour un facteur de puissance diminuant de 1 à 0,4 pour la même énergie active fournie.

Facteur multiplicateur de la section des conducteurs (câbles)	1	1,25	1,67	2,5
cos φ	1	0,8	0,6	0,4

Fig. L7 : Facteur multiplicateur de la section des câbles en fonction du cos φ

Diminution des pertes en ligne

Les pertes dans les conducteurs sont proportionnelles au carré du courant transporté et sont mesurées par les compteurs d'énergie active (kWh) de l'installation. La diminution de 10 %, par exemple, du courant dans un conducteur réduira les pertes de 20 %.

Réduction de la chute de tension

L'installation de condensateurs de compensation permet de réduire voire d'éliminer la circulation de courants réactifs (inductifs) dans les conducteurs en amont, et de ce fait réduit ou élimine les chutes de tension.

Note : Une surcompensation produira une élévation de tension au niveau des capacités.

Augmentation de la puissance disponible

L'augmentation du facteur de puissance d'une charge induit la diminution du courant fourni par le transformateur d'alimentation et, de ce fait, permet d'alimenter des charges supplémentaires. En pratique, en cas d'extension d'une installation, il peut être moins onéreux⁽¹⁾ d'augmenter le facteur de puissance que de remplacer le transformateur existant.

Cette approche est développée au sous chapitre 6.

(1) En plus des autres gains, mentionnés précédemment, réalisés grâce à une valeur élevée du facteur de puissance.

3 Comment améliorer le facteur de puissance ?

Améliorer le facteur de puissance d'une installation consiste à installer une batterie de condensateurs qui agit en tant que source d'énergie réactive. Cette disposition s'appelle la compensation de l'énergie réactive de l'installation.

3.1 Principes théoriques

Une charge inductive avec un facteur de puissance de faible valeur nécessite que le réseau en amont, les génératrices et le réseau de transport, lui fournissent un courant réactif inductif (en retard de 90° par rapport au système de tensions) ce qui génère, comme indiqué au paragraphe 1.1, des pertes en ligne et des chutes de tension importantes. Si une batterie de condensateurs est installée en parallèle sur la charge, son courant réactif (capacitif) suivra le même chemin que le courant réactif (inductif) de la charge dans le réseau en amont : les 2 courants s'additionnent dans le réseau amont. Comme indiqué dans le sous paragraphe 1.1, le courant capacitif I_c (qui est en avance de 90° par rapport au système de tensions) de la batterie de condensateurs est en opposition de phase avec le courant inductif I_L (qui est en retard de 90° par rapport au système de tension) et, par suite, les 2 courants s'additionnant dans le réseau amont l'intensité du courant réactif amont résultant sera fortement réduit voir annulé si les courants I_c et I_L sont égaux ($I_c = I_L$).

La **Figure L8 (a) et (b)** indique la circulation des composantes réactives des courants.

Sur la figure :

R représente la somme des composantes actives des charges,
L représente la somme des composantes réactives (inductives) des charges,
C représente la composante réactive (capacitive) de la batterie de condensateurs de compensation.

Comme l'indique le schéma (b) de la **Figure L8**, la batterie de condensateurs semble fournir toute l'énergie réactive à la charge.

Dans le schéma (c) de la Figure L8, la composante active du courant a été ajoutée et montre une charge entièrement compensée ayant un facteur de puissance égal à 1.

En général il n'est pas économique de compenser entièrement une installation.

La **Figure L9** reprend le diagramme de la figure L3 pour illustrer le principe de compensation partielle par réduction de la puissance réactive importante Q d'une installation à une valeur plus faible Q' au moyen d'une batterie de condensateurs de puissance réactive Q_c . Par suite, la valeur de la puissance apparente de l'installation S a été réduite à la valeur S'.

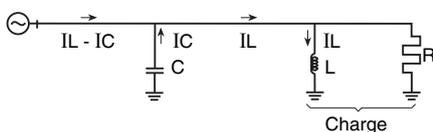
Exemple :

Un moteur consomme 100 kW avec un facteur de puissance de 0,75 (c'est-à-dire $\tan \varphi = 0,88$). Pour augmenter le facteur de puissance à 0,93 (c'est-à-dire $\tan \varphi = 0,4$), la puissance réactive de la batterie de condensateurs doit être : $Q_c = 100 (0,88 - 0,4) = 48$ kvar.

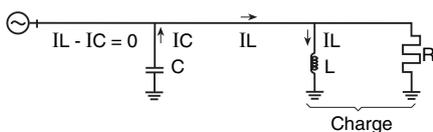
Le niveau de compensation à choisir et le dimensionnement de la batterie de condensateurs dépendent des particularités de l'installation. Les facteurs nécessitant une attention particulière sont expliqués pour le cas général au paragraphe 5, pour l'application transformateur au paragraphe 6 et pour l'application moteur au paragraphe 7.

Note : avant d'engager un projet de compensation, certaines précautions doivent être prises. Le surdimensionnement d'un moteur, de même que son fonctionnement à vide, doit être évité. Dans ce dernier cas, de l'énergie réactive est consommée par le moteur ce qui se traduit par un facteur de puissance de valeur très faible (≈ 0.17).

a) Circulation des composantes réactives des courants



b) Si $I_c = I_L$, toute la puissance réactive est fournie par la batterie de condensateurs



c) cas b) avec la composante active du courant de charge

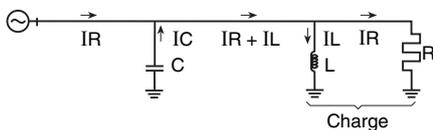


Fig. L8 : Modifications des courants consécutives à l'amélioration du facteur de puissance

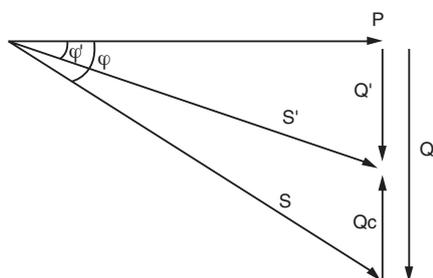


Fig. L9 : Schéma de principe de la compensation : $Q_c = P (\tan \varphi - \tan \varphi')$

3.2 En utilisant quel équipement ?

Compensation en BT

En basse tension, la compensation est réalisée par :

- des condensateurs fixes,
- des équipements de régulation automatique, ou des batteries de condensateurs qui permettent un ajustement continu aux besoins de l'installation.

Note : quand la puissance réactive de compensation installée dépasse 800 kvar, et si la charge est continue et stable, il est souvent plus économique d'installer des batteries de condensateurs en moyenne tension.

La compensation d'énergie réactive peut se faire avec des condensateurs fixes.

Condensateurs fixes (cf. Fig. L10)

Ces condensateurs sont d'une puissance unitaire constante et leur mise en œuvre peut être :

- manuelle : commande par disjoncteur ou interrupteur,
- semi-automatique : commande par contacteur,
- directe : asservie aux bornes d'un récepteur.

Ils s'utilisent :

- aux bornes des récepteurs de type inductif (moteurs et transformateurs),
- sur un jeu de barres où se trouvent de nombreux petits moteurs dont la compensation individuelle serait trop coûteuse,
- dans le cas où la fluctuation de charge est faible.



Fig. L10 : Exemple de condensateurs fixes

La compensation d'énergie réactive se fait le plus souvent par batterie de condensateurs à régulation automatique.

Batteries de condensateurs à régulation automatique (cf. Fig. L11)

Ce type d'équipement permet l'adaptation automatique de la puissance réactive fournie par les batteries de condensateurs en fonction d'un $\cos \varphi$ désiré et imposé en permanence.

Il s'utilise dans les cas où la puissance réactive consommée ou la puissance active varient dans des proportions importantes, c'est-à-dire essentiellement :

- aux bornes des tableaux généraux BT,
- pour les gros départs.



Fig. L11 : Exemple de batterie à régulation automatique

3 Comment améliorer le facteur de puissance ?

Les batteries de régulation automatique permettent l'adaptation immédiate de la compensation aux variations de la charge.

Principe et intérêt de la compensation automatique

Une batterie de condensateurs à régulation automatique est divisée en gradins. Chaque gradin est commandé par un contacteur. L'enclenchement du contacteur met le gradin en service en parallèle avec les gradins connectés à l'installation, le déclenchement du contacteur, au contraire, le met hors service. Ainsi la capacité totale de la batterie de condensateurs varie par palier en fonction du besoin de kvar. Un relais varmétrique mesure la valeur du facteur de puissance de l'installation et en commandant l'ouverture ou la fermetures des contacteurs des gradins en fonction de la charge, régule la valeur du facteur de puissance de l'installation à la valeur consignée. La tolérance sur la régulation est déterminée par la taille de chaque gradin. Le transformateur de courant TC associé au relais varmétrique doit être installé sur une des phases de l'arrivée alimentant les charges à compenser, comme décrit dans le schéma de la **Figure L12**.

L'équipement Varsset Fast est une batterie de condensateurs de compensation à régulation automatique incluant un contacteur statique (thyristors) au lieu d'un contacteur. La compensation statique est intéressante sur des installations avec des équipements ayant des cycles de variation de charges très rapides et/ou très sensibles aux surtensions transitoires.

Les avantages de la compensation automatique par contacteur statique :

- réponse immédiate à toute variation du facteur de puissance (le temps de réponse est de 2 ms à 40 ms selon l'option de régulation,
- nombre illimité d'opérations,
- élimination des phénomènes transitoires liés à la fermeture/ouverture des contacteurs sur les condensateurs,
- fonctionnement totalement silencieux.

En gérant la compensation au plus près des besoins de la charge, les risques de produire des surtensions durant les périodes de faible charge sont évités ainsi que, en empêchant l'établissement de surtension, les dégradations probables des appareils et des équipements.

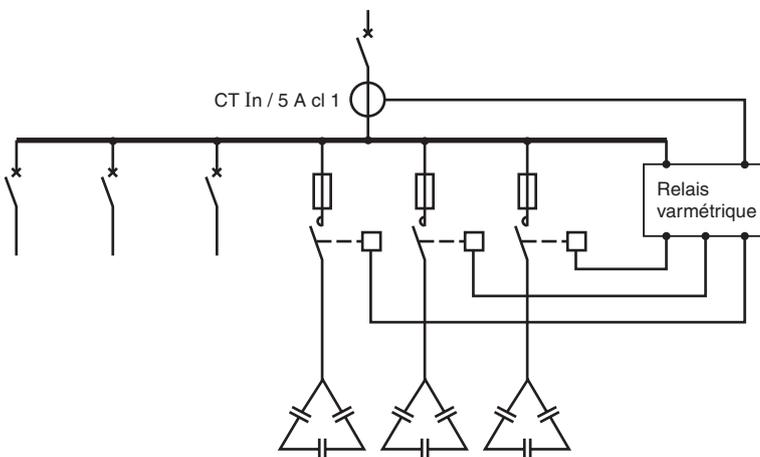


Fig. L12 : Principe de la compensation automatique d'une installation

3.3 Choix entre condensateurs fixes et batterie de condensateurs à régulation automatique

Règle générale

Si le dimensionnement en kvar des condensateurs est $\leq 15\%$ du dimensionnement du transformateur, une compensation à une valeur fixe est appropriée. Au-delà de 15 % il est conseillé d'installer une batterie de condensateurs à régulation automatique.

La position des condensateurs dans l'installation indique le mode de compensation choisi qui peut être :

- global (en tête de l'installation),
- partiel (sur une ou plusieurs parties de l'installation),
- individuel (individuellement au niveau d'un récepteur),
- ou une combinaison des 2 derniers modes.

En pratique, les critères technico-économiques déterminent le choix.

4 Où installer les condensateurs de compensation ?

Lorsque la charge est stable et continue, une compensation globale convient.

4.1 Compensation globale (cf. Fig. L13)

Principe

La batterie est raccordée en tête d'installation BT et assure une compensation pour l'ensemble de l'installation. La batterie reste en service en permanence pendant le fonctionnement normal de l'installation.

Intérêt

Le foisonnement naturel de l'installation entraîne un dimensionnement faible de la batterie et un nombre élevé d'heures de fonctionnement. Elles sont donc amorties encore plus rapidement.

De plus, ce type de compensation :

- supprime les facturations complémentaires pour consommation excessive d'énergie réactive (exemple : tarif vert),
- diminue la puissance apparente (ou appelée) en l'ajustant au besoin réel en kW de l'installation (exemple : tarif jaune),
- soulage le poste de transformation (puissance disponible en kW).

Remarques

- Le courant réactif est présent dans l'installation du niveau 1 jusqu'aux récepteurs.
- Les pertes par effet Joule (kWh) dans les câbles situés en aval et leur dimensionnement ne sont de ce fait pas diminuées.

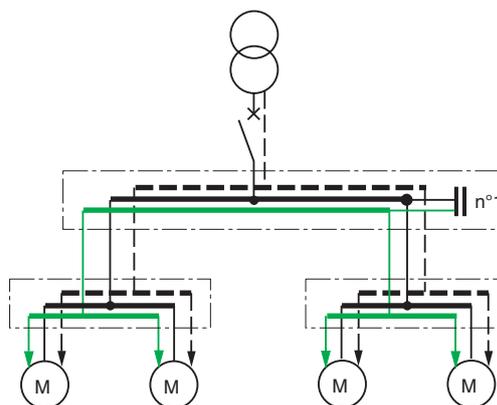


Fig. L13 : Compensation globale

Une compensation partielle est conseillée lorsque l'installation est étendue et comporte des ateliers dont les régimes de charge sont différents.

4.2 Compensation partielle (cf. Fig. L14)

Principe

La batterie de condensateurs est connectée sur l'arrivée du tableau de distribution intermédiaire pour lequel la compensation doit être réalisée (cf. Fig. L14). Une économie significative sur l'installation est réalisée grâce à cette disposition, notamment au niveau du dimensionnement des câbles d'arrivée du ou des tableaux intermédiaires pour lesquels la compensation est réalisée.

Avantages

La compensation partielle de l'installation :

- réduit les pénalités tarifaires dues à une consommation excessive d'énergie réactive,
- réduit la puissance apparente d'utilisation (en kVA), calculée habituellement à partir des charges installées,
- soulage le transformateur d'alimentation, ce qui permet d'alimenter des charges supplémentaires si nécessaire,
- permet
 - de réduire la section des câbles d'arrivée du tableau de distribution intermédiaire,
 - ou d'ajouter des charges supplémentaires,
- réduit les pertes en ligne dans ces mêmes câbles.

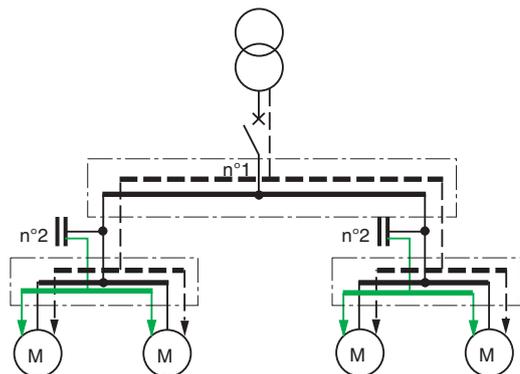


Fig. L14 : Compensation partielle

4 Où installer les condensateurs de compensation ?

Commentaires

- Les courants réactifs circulent toujours dans les départs du tableau jusqu'aux charges.
- Pour les raisons citées ci avant, la compensation partielle n'améliore ni le dimensionnement, ni les pertes en ligne de ces départs.
- Si de larges variations de charges se produisent, un risque de surcompensation et, par conséquent, de surtension est toujours à considérer.

Une compensation individuelle est à envisager dès que la puissance du récepteur (en particulier d'un moteur) est significative par rapport à la puissance de l'installation.

4.3 Compensation individuelle

Principe

La batterie est connectée directement aux bornes de la charge inductive (généralement un moteur, voir au paragraphe 7). La compensation individuelle est à considérer quand la puissance du moteur est significative par rapport à la puissance souscrite de l'installation.

Le dimensionnement en kvar de la batterie de condensateurs est de l'ordre de 25 % de la puissance nominale (kW) du moteur. Une compensation complémentaire en tête de l'installation (transformateur) peut être aussi économiquement intéressante.

Avantages

La compensation individuelle réduit :

- les pénalités tarifaires dues à une consommation excessive d'énergie réactive,
- la puissance apparente consommée (en kVA),
- la section des câbles et les pertes en ligne.

Commentaires

- Les courants réactifs de l'installation sont significativement réduits ou éliminés.

5 Comment déterminer le niveau optimal de compensation ?

5.1 Méthode générale

Bilan de la puissance réactive à la conception

Ce bilan peut être fait de la même façon que celui réalisé pour la puissance active au chapitre A. Il est ainsi possible de déterminer les puissances actives et réactives consommées à chaque niveau de l'installation.

Optimisation technico-économique (pour une installation existante)

Pour déterminer la puissance d'une batterie de condensateurs pour une installation existante, il est nécessaire de prendre en compte les informations suivantes :

- factures d'électricité avant l'installation de la batterie,
- factures prévisionnelles d'électricité après l'installation de la batterie,
- coûts :
 - d'achats des condensateurs et de l'équipement de commande (contacteurs, relais, armoires, etc.),
 - d'installation et de maintenance,
 - des pertes diélectriques supplémentaires dans les condensateurs, versus les réductions de pertes dans les câbles, le transformateur, etc. ... après l'installation des condensateurs.

Plusieurs méthodes simplifiées appliquées à une tarification typique (courante en Europe) sont indiquées dans les paragraphes 5.3 et 5.4.

5.2 Méthode simplifiée

Principe général

Un calcul très approché peut suffire.

Il consiste à considérer que le $\cos \varphi$ d'une installation est en moyenne 0,8 (en retard) sans compensation. On considère qu'il faut « relever » le facteur de puissance à $\cos \varphi = 0,93$ pour supprimer les pénalités et compenser les pertes usuelles en énergie réactive de l'installation.

Pour « relever » ainsi le $\cos \varphi$ le tableau de la **Figure L15** en page suivante indique que pour passer de $\cos \varphi = 0,8$ à $\cos \varphi = 0,93$, il faut fournir 0,355 kvar par kW de charge.

La puissance de la batterie de condensateurs à installer (en tête d'installation) est de ce fait :

$$Q \text{ (kvar)} = 0,355 \times P \text{ (kW)}.$$

Cette approche simple permet une détermination rapide des condensateurs à installer, que ce soit en mode global, partiel ou individuel.

Exemple

Comment augmenter le facteur de puissance d'une installation de 666 kVA de 0,75 à 0,93 ?

La puissance active consommée est $666 \times 0,75 = 500$ kW.

Sur la **Figure L15**, l'intersection de la ligne $\cos \varphi = 0,75$ (avant compensation) avec la colonne $\cos \varphi = 0,93$ (après compensation) indique une valeur de 0,487 kvar de compensation par kW de charge.

Pour une puissance de charge de 500 kW, la puissance de la batterie de compensation est de $500 \times 0,487 = 244$ kvar.

Note: la méthode est valable quel que soit le niveau de tension.

5.3 Méthode de calcul pour tarif supérieur à 250 kVA

Dans le cas de certains types de tarification (les plus courants), l'examen de plusieurs factures couvrant la période la plus chargée de l'année permet de déterminer le niveau de la compensation requise pour éviter les pénalités de dépassement.

La méthode suivante permet de dimensionner une batterie de condensateurs de compensation en se basant sur la facturation détaillée, quand la structure tarifaire correspond (ou est similaire) à celle décrite dans le sous paragraphe 2.1.

Cette méthode détermine la compensation minimale requise pour éviter les "pénalités" dues à la consommation de kvarh.

Le retour sur investissement d'une batterie de condensateurs de compensation et des équipements associés est généralement de dix huit mois.

5 Comment déterminer le niveau optimal de compensation ?

Avant compensation		Puissance de condensateur en kvar à installer par kW de charge pour relever le facteur de puissance $\cos \varphi$ ou $\tan \varphi$, à une valeur donnée													
tan φ	cos φ	tan φ	0,75	0,59	0,48	0,46	0,43	0,40	0,36	0,33	0,29	0,25	0,20	0,14	0,0
		cos φ	0,80	0,86	0,90	0,91	0,92	0,93	0,94	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	1
2,29	0,40		1,557	1,691	1,805	1,832	1,861	1,895	1,924	1,959	1,998	2,037	2,085	2,146	2,288
2,22	0,41		1,474	1,625	1,742	1,769	1,798	1,831	1,840	1,896	1,935	1,973	2,021	2,082	2,225
2,16	0,42		1,413	1,561	1,681	1,709	1,738	1,771	1,800	1,836	1,874	1,913	1,961	2,022	2,164
2,10	0,43		1,356	1,499	1,624	1,651	1,680	1,713	1,742	1,778	1,816	1,855	1,903	1,964	2,107
2,04	0,44		1,290	1,441	1,558	1,585	1,614	1,647	1,677	1,712	1,751	1,790	1,837	1,899	2,041
1,98	0,45		1,230	1,384	1,501	1,532	1,561	1,592	1,628	1,659	1,695	1,737	1,784	1,846	1,988
1,93	0,46		1,179	1,330	1,446	1,473	1,502	1,533	1,567	1,600	1,636	1,677	1,725	1,786	1,929
1,88	0,47		1,130	1,278	1,397	1,425	1,454	1,485	1,519	1,532	1,588	1,629	1,677	1,758	1,881
1,83	0,48		1,076	1,228	1,343	1,370	1,400	1,430	1,464	1,497	1,534	1,575	1,623	1,684	1,826
1,78	0,49		1,030	1,179	1,297	1,326	1,355	1,386	1,420	1,453	1,489	1,530	1,578	1,639	1,782
1,73	0,50		0,982	1,232	1,248	1,276	1,303	1,337	1,369	1,403	1,441	1,481	1,529	1,590	1,732
1,69	0,51		0,936	1,087	1,202	1,230	1,257	1,291	1,323	1,357	1,395	1,435	1,483	1,544	1,686
1,64	0,52		0,894	1,043	1,160	1,188	1,215	1,249	1,281	1,315	1,353	1,393	1,441	1,502	1,644
1,60	0,53		0,850	1,000	1,116	1,144	1,171	1,205	1,237	1,271	1,309	1,349	1,397	1,458	1,600
1,56	0,54		0,809	0,959	1,075	1,103	1,130	1,164	1,196	1,230	1,268	1,308	1,356	1,417	1,559
1,52	0,55		0,769	0,918	1,035	1,063	1,090	1,124	1,156	1,190	1,228	1,268	1,316	1,377	1,519
1,48	0,56		0,730	0,879	0,996	1,024	1,051	1,085	1,117	1,151	1,189	1,229	1,277	1,338	1,480
1,44	0,57		0,692	0,841	0,958	0,986	1,013	1,047	1,079	1,113	1,151	1,191	1,239	1,300	1,442
1,40	0,58		0,665	0,805	0,921	0,949	0,976	1,010	1,042	1,076	1,114	1,154	1,202	1,263	1,405
1,37	0,59		0,618	0,768	0,884	0,912	0,939	0,973	1,005	1,039	1,077	1,117	1,165	1,226	1,368
1,33	0,60		0,584	0,733	0,849	0,878	0,905	0,939	0,971	1,005	1,043	1,083	1,131	1,192	1,334
1,30	0,61		0,549	0,699	0,815	0,843	0,870	0,904	0,936	0,970	1,008	1,048	1,096	1,157	1,299
1,27	0,62		0,515	0,665	0,781	0,809	0,836	0,870	0,902	0,936	0,974	1,014	1,062	1,123	1,265
1,23	0,63		0,483	0,633	0,749	0,777	0,804	0,838	0,870	0,904	0,942	0,982	1,030	1,091	1,233
1,20	0,64		0,450	0,601	0,716	0,744	0,771	0,805	0,837	0,871	0,909	0,949	0,997	1,058	1,200
1,17	0,65		0,419	0,569	0,685	0,713	0,740	0,774	0,806	0,840	0,878	0,918	0,966	1,027	1,169
1,14	0,66		0,388	0,538	0,654	0,682	0,709	0,743	0,775	0,809	0,847	0,887	0,935	0,996	1,138
1,11	0,67		0,358	0,508	0,624	0,652	0,679	0,713	0,745	0,779	0,817	0,857	0,905	0,966	1,108
1,08	0,68		0,329	0,478	0,595	0,623	0,650	0,684	0,716	0,750	0,788	0,828	0,876	0,937	1,079
1,05	0,69		0,299	0,449	0,565	0,593	0,620	0,654	0,686	0,720	0,758	0,798	0,840	0,901	1,043
1,02	0,70		0,270	0,420	0,536	0,564	0,591	0,625	0,657	0,691	0,729	0,769	0,811	0,872	1,014
0,99	0,71		0,242	0,392	0,508	0,536	0,563	0,597	0,629	0,663	0,701	0,741	0,783	0,844	0,986
0,96	0,72		0,213	0,364	0,479	0,507	0,534	0,568	0,600	0,634	0,672	0,712	0,754	0,815	0,957
0,94	0,73		0,186	0,336	0,452	0,480	0,507	0,541	0,573	0,607	0,645	0,685	0,727	0,788	0,930
0,91	0,74		0,159	0,309	0,425	0,453	0,480	0,514	0,546	0,580	0,618	0,658	0,700	0,761	0,903
0,88	0,75		0,132	0,282	0,398	0,426	0,453	0,487	0,519	0,553	0,591	0,631	0,673	0,734	0,876
0,86	0,76		0,105	0,255	0,371	0,399	0,426	0,460	0,492	0,526	0,564	0,604	0,646	0,707	0,849
0,83	0,77		0,079	0,229	0,345	0,373	0,400	0,434	0,466	0,500	0,538	0,578	0,620	0,681	0,823
0,80	0,78		0,053	0,202	0,319	0,347	0,374	0,408	0,440	0,474	0,512	0,552	0,594	0,655	0,797
0,78	0,79		0,026	0,176	0,292	0,320	0,347	0,381	0,413	0,447	0,485	0,525	0,567	0,628	0,770
0,75	0,80			0,150	0,266	0,294	0,321	0,355	0,387	0,421	0,459	0,499	0,541	0,602	0,744
0,72	0,81			0,124	0,240	0,268	0,295	0,329	0,361	0,395	0,433	0,473	0,515	0,576	0,718
0,70	0,82			0,098	0,214	0,242	0,269	0,303	0,335	0,369	0,407	0,447	0,489	0,550	0,692
0,67	0,83			0,072	0,188	0,216	0,243	0,277	0,309	0,343	0,381	0,421	0,463	0,524	0,666
0,65	0,84			0,046	0,162	0,190	0,217	0,251	0,283	0,317	0,355	0,395	0,437	0,498	0,640
0,62	0,85			0,020	0,136	0,164	0,191	0,225	0,257	0,291	0,329	0,369	0,411	0,472	0,614
0,59	0,86				0,109	0,140	0,167	0,198	0,230	0,264	0,301	0,343	0,390	0,451	0,593
0,57	0,87				0,083	0,114	0,141	0,172	0,204	0,238	0,275	0,317	0,364	0,425	0,567
0,54	0,88				0,054	0,085	0,112	0,143	0,175	0,209	0,246	0,288	0,335	0,396	0,538
0,51	0,89				0,028	0,059	0,086	0,117	0,149	0,183	0,230	0,262	0,309	0,370	0,512
0,48	0,90					0,031	0,058	0,089	0,121	0,155	0,192	0,234	0,281	0,342	0,484

- Valeurs sélectionnées dans l'exemple du paragraphe 5.2
- Valeurs sélectionnées dans l'exemple du paragraphe 5.4

Fig. L15 : Puissance de condensateur (kvar) à installer par kW de charge, pour augmenter le facteur de puissance de l'installation

La procédure à suivre est détaillée ci-après :

- analyser les factures de consommation des 5 mois d'hiver (période « heures pleines d'hiver » définie au paragraphe 2.1).

Note : dans les pays tropicaux, les mois d'été peuvent être considérés comme la période la plus chargée et/ou avec les pointes de consommation les plus fortes (du fait de l'utilisation intensive de climatiseurs). Par conséquent les périodes de haute tarification peuvent se situer durant cette saison. L'exemple ci-après considère les conditions de haute tarification en hiver.

- sur la facture, identifier la ligne indiquant l'énergie réactive consommée et les kvarh induisant des pénalités. Choisir les factures qui indiquent le niveau le plus élevé de pénalités (après avoir vérifié qu'il ne s'agit pas d'une situation exceptionnelle).

Par exemple : 15 966 kvarh en janvier.

- Évaluer la durée totale de fonctionnement de l'installation pour ce mois, par exemple : 220 heures (22 jours x 10 h). Les heures qui doivent être décomptées sont les heures de fonctionnement qui ont lieu durant les « heures pleines » de la période la plus chargée. Les périodes sont indiquées dans les documents tarifaires et sont (le plus souvent) pendant une durée maximale de 16 heures, "heures pleines", par jour (de 06 h 00 à 22 h 00) durant la période la plus chargée. En dehors de ces périodes, aucune pénalité n'est demandée quelle que soit la consommation de kvarh.

- La valeur à retenir pour le calcul des batteries de compensation est déduite par la formule en kvar : $Q_c = \text{kvarh payés} / \text{nombre d'heures de fonctionnement}^{(1)}$.

- La batterie de compensation installée est généralement légèrement surdimensionnée par rapport à la batterie calculée.

Certains constructeurs peuvent proposer des « règles simples » faites en particulier pour faciliter ce type de calcul, selon des tarifications spécifiques. Ces dispositifs et les documentations associées proposent des équipements adaptés et des schémas de contrôle, ainsi que des informations de mise en garde sur les contraintes imposées par les harmoniques de tension existants sur le réseau électrique. De telles tensions requièrent un surdimensionnement des condensateurs (en terme de dissipation calorifique, de dimensionnement en tension et courant) et/ou des inductances de filtrage des harmoniques ou des filtres.

5.4 Méthode de calcul pour tarif de 36 à 250 kVA

Pour les consommateurs dont le tarif est basé sur un coût forfaitaire pour une puissance (en kVA) souscrite, plus un coût par kWh consommé, il est évident qu'une réduction de la puissance souscrite est profitable. Le schéma de la **Figure L16** montre comment l'amélioration du facteur de puissance permet de réduire la puissance apparente consommée pour une puissance active donnée P (en kW). Dans ce cas, l'amélioration du facteur de puissance a pour but (en plus des autres avantages déjà mentionnés) de réduire le niveau de la puissance apparente (en kVA) souscrite et de ne pas le dépasser, c'est à dire éviter la facturation de kVA à un prix excessif lors d'un dépassement et/ou le déclenchement du disjoncteur de branchement. Le tableau de la Figure L15 indique la valeur de la batterie de compensation en kvar par kW consommé à installer pour augmenter le facteur de puissance d'une valeur donnée à la valeur requise.

Exemple :

Un supermarché a déclaré une puissance de 122 kVA avec un facteur de puissance de 0,7 en retard soit une puissance active de 85,4 kW.

Le contrat spécifique pour cet abonné est basé sur une puissance souscrite (en kVA) par palier, soit :

- ≤ 108 kVA, par paliers de 6 kVA,
- > 108 kVA, par paliers de 12 kVA.

Dans le cas considéré, l'abonné paye initialement pour une puissance souscrite de 132 kVA (car 120 kVA < 122 kVA < 132 kVA).

En se référant au tableau de la Figure L15, une batterie de condensateur de 60 kvar, fait passer le facteur de puissance de 0,7 à 0,95 ($0,691 \times 85,4 = 59$ kvar dans le tableau). La puissance souscrite (en kVA) devient alors $\frac{85,4}{0,95} = 90$ kVA, soit une diminution de 30 %.

Pour des tarifications à 2 postes, partiellement basées sur la puissance souscrite (en kVA), le schéma de la **Figure L17** permet de déterminer les kvar de la compensation nécessaire pour réduire la valeur de la puissance souscrite et de ne pas la dépasser.

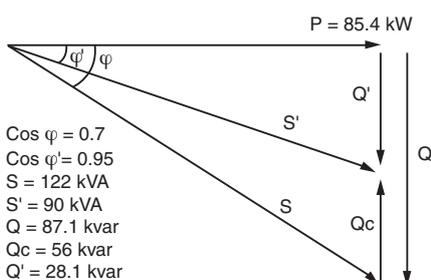


Fig. L16 : Réduction de la puissance souscrite (kVA) par amélioration du facteur de puissance

(1) Pour le mois de facturation pendant la période pour laquelle l'énergie réactive (kvarh) est taxée (dans le cas de l'exemple

ci-dessus) $Q_c = \frac{15,996 \text{ kvarh}}{220 \text{ h}} = 73 \text{ kvar}$

L'installation d'une batterie de condensateurs peut éviter le changement du transformateur lors d'une extension.

6.1 Compensation pour accroître la puissance disponible

Une démarche similaire à celle développée pour réduire la puissance souscrite (en kVA) c'est à dire accroître le facteur de puissance de la charge comme décrit au paragraphe 5.4, permet d'augmenter la capacité d'un transformateur c'est à dire d'augmenter la puissance active (kW) disponible.

Dans certains cas, le remplacement d'un transformateur par un nouveau plus puissant pour pouvoir alimenter une augmentation de la charge, peut être évité en améliorant le facteur de puissance. Le tableau de la **Figure L17** indique la puissance active (kW) disponible d'un transformateur à pleine charge pour différentes valeurs du facteur de puissance. Une augmentation de la puissance active disponible peut être obtenue par un accroissement de la valeur du facteur de puissance.

tan φ	cos φ	Puissance nominale du transformateur (en kVA)											
		100	160	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000
0,00	1	100	160	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000
0,20	0,98	98	157	245	309	392	490	617	784	980	1225	1568	1960
0,29	0,96	96	154	240	302	384	480	605	768	960	1200	1536	1920
0,36	0,94	94	150	235	296	376	470	592	752	940	1175	1504	1880
0,43	0,92	92	147	230	290	368	460	580	736	920	1150	1472	1840
0,48	0,90	90	144	225	284	360	450	567	720	900	1125	1440	1800
0,54	0,88	88	141	220	277	352	440	554	704	880	1100	1408	1760
0,59	0,86	86	138	215	271	344	430	541	688	860	1075	1376	1720
0,65	0,84	84	134	210	265	336	420	529	672	840	1050	1344	1680
0,70	0,82	82	131	205	258	328	410	517	656	820	1025	1312	1640
0,75	0,80	80	128	200	252	320	400	504	640	800	1000	1280	1600
0,80	0,78	78	125	195	246	312	390	491	624	780	975	1248	1560
0,86	0,76	76	122	190	239	304	380	479	608	760	950	1216	1520
0,91	0,74	74	118	185	233	296	370	466	592	740	925	1184	1480
0,96	0,72	72	115	180	227	288	360	454	576	720	900	1152	1440
1,02	0,70	70	112	175	220	280	350	441	560	700	875	1120	1400

Fig. L17 : Puissance active en kW que peut débiter un transformateur à pleine charge en fonction du facteur de puissance

Exemple : (cf. Fig. L18)

Une installation est alimentée par un transformateur de 630 kVA qui fournit une puissance active P1 = 450 kW sous un cos φ moyen de 0,8.

$$\text{(puissance apparente } S1 = \frac{450}{0,8} = 562 \text{ kVA)}$$

$$\text{(puissance réactive } Q1 = \sqrt{S1^2 - P1^2} = 337 \text{ kvar)}$$

L'extension envisagée nécessite une puissance active supplémentaire : P2 = 100 kW avec un cos φ de 0,7.

$$\text{(puissance apparente } S2 = \frac{100}{0,7} = 143 \text{ kVA)}$$

$$\text{(puissance réactive } Q2 = \sqrt{S2^2 - P2^2} = 102 \text{ kvar)}$$

Quelle est la puissance minimale de la batterie de condensateurs à installer pour éviter le remplacement du transformateur ?

■ Puissance active totale à fournir :

$$P = P1 + P2 = 550 \text{ kW}$$

■ Puissance réactive maximale que peut fournir le transformateur de 630 kVA :

$$Qm = \sqrt{S^2 - P^2} \quad Qm = \sqrt{630^2 - 550^2} = 307 \text{ kvar}$$

■ Puissance réactive totale à fournir à l'installation avant compensation :

$$Q1 + Q2 = 337 + 102 = 439 \text{ kvar}$$

■ D'où la puissance minimale de la batterie à installer :

$$Qkvar = 439 - 307 = 132 \text{ kvar}$$

A noter que le calcul a été fait sans tenir compte des pointes de puissance et de leur durée. Au mieux on effectuera une compensation totale (cos φ = 1), ce qui permettra d'avoir une réserve de puissance de 630 - 550 = 80 kW, la batterie de condensateurs à installer sera alors de 439 kvar calculés ci-dessus.

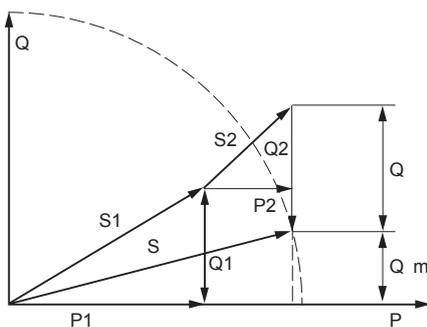


Fig. L18 : La compensation Q permet l'extension envisagée S2 sans avoir à remplacer le transformateur qui ne peut délivrer une puissance supérieure à S

Lorsque le comptage est réalisé du côté MT d'un transformateur, les pertes d'énergie réactive dans le transformateur doivent être considérées et réduites par compensation (suivant la tarification).

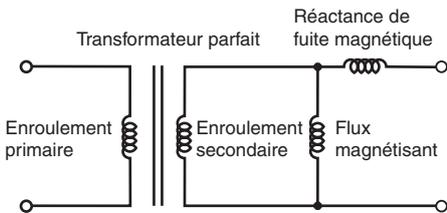


Fig. L19 : Schéma de principe des réactances d'un transformateur (par phase)

La puissance réactive absorbée par un transformateur ne peut pas être négligée, et peut être estimée à (environ) 5% de la puissance du transformateur quand celui-ci fonctionne à pleine charge.

6.2 Compensation de l'énergie réactive absorbée par un transformateur

Les types de réactances inductives d'un transformateur

Dans un transformateur, l'énergie réactive est absorbée à la fois par une réactance parallèle (flux magnétisant) et par une réactance série (flux de fuite magnétique). Une compensation du facteur de puissance peut être réalisée par une batterie de condensateurs. La compensation complète peut être réalisée par une batterie de condensateurs en parallèle connectée en BT.

Toutes les études précédentes présentent des charges auxquelles ont été connectées en parallèle des batteries de condensateurs. La raison en est que ces charges demandent au réseau d'alimentation la quantité la plus importante d'énergie réactive ; cependant les réactances connectées en série, telles que les réactances de ligne et la réactance de fuite des bobinages d'un transformateur, etc. absorbent aussi de l'énergie réactive.

Lorsque le comptage est réalisé du côté MT d'un transformateur, les pertes d'énergie réactive dans le transformateur peuvent (suivant la tarification) nécessiter d'être réduites par compensation. Si l'on ne considère que les pertes d'énergie réactive, le schéma de principe d'un transformateur est défini sur la **Figure L19**.

Toutes les réactances sont reportées au secondaire du transformateur :

- la réactance parallèle représente le circuit du courant magnétisant,
- la réactance série représente les pertes magnétiques.

Le courant magnétisant reste pratiquement constant (à environ 1,8 % du courant de pleine charge) quelle que soit la charge, en régime normal, c'est à dire avec une tension primaire constante. Un condensateur de valeur fixe peut donc être installé, en MT ou BT, pour compenser l'énergie réactive absorbée.

Puissance réactive absorbée dans la réactance X_L (flux de fuite)

La représentation vectorielle de la **Figure L20** illustre ce phénomène.

La composante réactive du courant dans la charge = $I \sin \varphi$ d'où $Q_L = VI \sin \varphi$.

La composante réactive du courant dans la source = $I \sin \varphi'$ d'où $Q_E = EI \sin \varphi'$.

Il est visible que $E > V$ et $\sin \varphi' > \sin \varphi$.

La différence entre $EI \sin \varphi'$ and $VI \sin \varphi$ détermine les kvar absorbés par la réactance X_L .

De cette représentation, on déduit que la puissance liée au flux de fuite magnétique est égale à $I^2 X_L$ (analogue aux pertes résistives en ligne $I^2 R$ dues à la résistance série de la ligne).

De la formule $I^2 X_L$, on déduit très facilement la puissance de fuite dissipée en kvar pour toutes les intensités du courant de charge d'un transformateur comme suit : si les valeurs utilisées sont rapportées à la charge nominale (à la place des valeurs en %) la multiplication de X_L par I peut être effectuée.

Exemple :

Un transformateur de 630 kVA avec une réactance de court-circuit de 4% fonctionne à pleine charge. Quelles sont ses pertes réactives (en kvar) ?

$X_L = 0,04$ pu et $I = 1$ pu

Pertes = $I^2 X_L = 1^2 \times 0,04 = 0,04$ pu kvar

où 1 pu = 630 kVA

Par suite les pertes réactives (en kvar) sont : $630 \times 0,04 = 25,2$ kvar (ou plus simplement 4% de 630 kvar).

A demi charge, $I = 0,5$ pu les pertes réactive (en kvar) sont donc : $0,5^2 \times 0,04 = 0,01$ pu soit $630 \times 0,01 = 6,3$ kvar etc.

L'exemple, et la représentation vectorielle de la **Figure L20**, montrent que :

- le facteur de puissance au primaire d'un transformateur chargé est différent (normalement inférieur) de celui mesuré au secondaire (à cause des kvar dissipés),
- les pertes réactives en kvar, dues aux flux de fuite, d'un transformateur à pleine charge sont égales à la réactance de court-circuit du transformateur (en %) : une réactance de 4% signifie que les pertes à pleine charge sont égales à 4 % de la puissance nominale (en kVA) du transformateur,
- les pertes réactives en kvar, dues aux flux de fuite, d'un transformateur varient proportionnellement au carré du courant de charge (ou proportionnellement à la puissance (en kVA) de la charge).

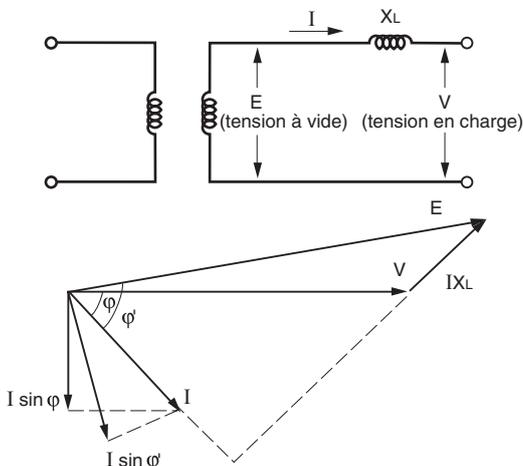


Fig. L20 : Puissance réactive dissipée par l'inductance de fuite série d'un transformateur

6 Compensation aux bornes d'un transformateur

Pour déterminer les pertes réactives totales (en kvar) d'un transformateur, il faut ajouter les pertes dues au courant magnétisant constant à celles précédemment calculées (pertes réactives dues aux flux de fuite). Le tableau de la **Figure L21** indique les valeurs des pertes à vide et à pleine charge d'un transformateur. En principe les impédances séries peuvent être compensées par des condensateurs installés en série (comme c'est le cas pour les lignes de transport MT). Cependant cette configuration est difficile à mettre en œuvre, de sorte que aux niveaux de tension couverts par ce guide, les batteries de condensateurs de compensation sont toujours mises en parallèle.

Puissance (kVA) du transformateur	Puissance réactive (kvar) à compenser	
	À vide	À pleine charge
100	2,5	6,1
160	3,7	9,6
250	5,3	14,7
315	6,3	18,4
400	7,6	22,9
500	9,5	28,7
630	11,3	35,7
800	20	54,5
1000	23,9	72,4
1250	27,4	94,5
1600	31,9	126
2000	37,8	176

Fig. L21 : Consommation d'énergie réactive d'un transformateur de distribution MT/BT

Les pertes réactives d'un transformateur peuvent être complètement compensées par une batterie de condensateurs telle que le facteur de puissance devienne très légèrement en avance. Dans un tel cas, toute la puissance réactive du transformateur est entièrement fournie par la batterie de condensateurs, tandis que le facteur de puissance vu côté MT est égal à l'unité, comme représenté dans le diagramme de la **Figure L22**.

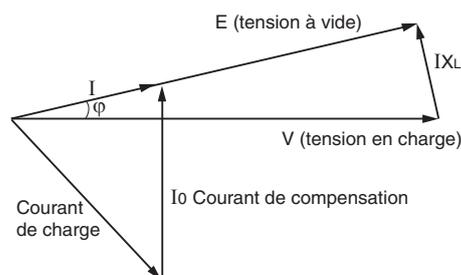


Fig. L22 : Surcompensation de la charge pour compenser complètement les pertes réactives d'un transformateur

D'un point de vue pratique, la compensation de la puissance réactive consommée par un transformateur est déjà comprise dans les condensateurs servant initialement à la correction du facteur de puissance de la charge soit partiellement, ou globalement soit individuellement. À l'inverse de la plupart des autres charges à compenser, les pertes d'un transformateur (soit la puissance réactive de fuite) varient de manière significative avec le niveau de charge, de sorte que si une compensation individuelle est installée pour le transformateur, elle doit être dimensionnée pour un niveau de charge moyenne estimée. Généralement les pertes réactives du transformateur ne représentent qu'une faible part de l'énergie réactive totale d'une installation, et avec la mise en commun des compensations à chaque évolution de la charge cela n'est pas véritablement un problème.

Le tableau de la Figure L21 indique les valeurs en kvar des pertes typiques d'un transformateur de distribution standard MT/BT alimenté en 20 kV :

- pertes dues au courant magnétisant (colonne kvar « à vide »),
- pertes totales (colonne kvar « à pleine charge ») y compris les pertes dues aux flux magnétiques de fuite.

7 Compensation des moteurs asynchrones

La compensation individuelle d'un moteur est recommandée si la puissance apparente (en kVA) du moteur est importante par rapport à la puissance souscrite de l'installation.

7.1 Raccordement d'une batterie de condensateurs et réglage de la protection

Précautions générales

Le facteur de puissance d'un moteur a une valeur très faible en fonctionnement à vide ou à faible charge parce que :

- sa consommation en kW est faible,
- son courant réactif reste pratiquement constant quelle que soit la charge.

De ce fait, de nombreux moteurs fonctionnant à faible charge impliquent une consommation d'énergie réactive relativement importante ce qui est préjudiciable à l'installation (pour des raisons expliquées dans les paragraphes précédents).

Raccordement

La batterie de condensateurs doit être raccordée directement au moteur.

Moteurs spéciaux

Il est recommandé que les moteurs spéciaux (moteurs à marche intermittente tels que les moteurs de levage) ne soient pas compensés.

Effet sur les réglages des protections

Après l'installation d'une batterie de compensation sur un moteur, le courant de l'association moteur-condensateur est plus faible qu'avant compensation, tant que les conditions de charge entraînée par le moteur sont identiques. Ceci est dû au fait qu'une partie significative de la composante réactive du courant moteur est fournie par les condensateurs (en lieu et place du réseau d'alimentation) comme indiqué sur le schéma de la **Figure L23**.

Si les dispositifs de protection contre les surcharges du moteur sont installés en amont du raccordement des condensateurs au moteur (ce qui est toujours le cas pour les condensateurs raccordés aux bornes du moteur), le réglage de la protection thermique doit être réduite dans le rapport de :

$$\cos \varphi \text{ avant compensation} / \cos \varphi \text{ après compensation}$$

Pour des moteurs compensés conformément aux valeurs en kvar indiquées dans le tableau de la **Figure L24** (valeurs maximales recommandées pour éviter l'auto-excitation des moteurs asynchrones, comme développé dans le paragraphe 7.2), le rapport ci-dessus mentionné doit avoir une valeur similaire à celle indiquée pour la vitesse correspondant au moteur dans la **Figure L25**.

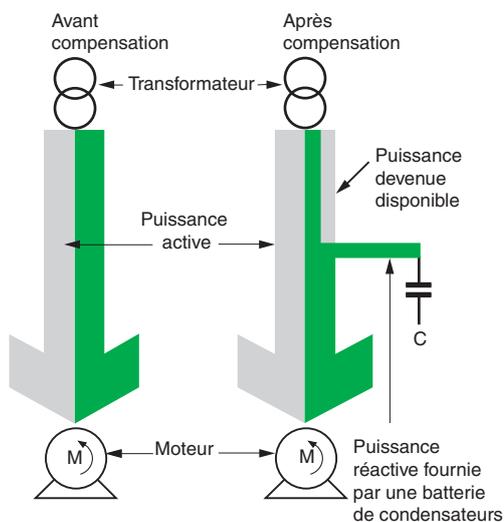


Fig. L23 : Avant compensation, le transformateur fournit toute l'énergie réactive, après compensation, les condensateurs fournissent une grande partie de l'énergie réactive

Vitesse en tr/min	Facteur de réduction
750	0,88
1000	0,90
1500	0,91
3000	0,93

Fig. L25 : Facteur de réduction du réglage de la protection thermique après compensation

Moteurs triphasés 230/400 V					
Puissance nominale		Puissance réactive à installer (en kvar)			
		Vitesse de rotation (tr/min)			
kW	hp	3000	1500	1000	750
22	30	6	8	9	10
30	40	7,5	10	11	12,5
37	50	9	11	12,5	16
45	60	11	13	14	17
55	75	13	17	18	21
75	100	17	22	25	28
90	125	20	25	27	30
110	150	24	29	33	37
132	180	31	36	38	43
160	218	35	41	44	52
200	274	43	47	53	61
250	340	52	57	63	71
280	380	57	63	70	79
355	482	67	76	86	98
400	544	78	82	97	106
450	610	87	93	107	117

Fig. L24 : Dimensionnement maximal (en kvar) de la batterie de condensateurs de correction du facteur de puissance pouvant être installée sans risque d'auto-excitation du moteur

L18

7 Compensation des moteurs asynchrones

Quand une batterie de condensateurs est connectée aux bornes d'un moteur asynchrone, il est important de vérifier que le dimensionnement de la batterie est inférieur à celui qui peut engendrer une auto-excitation du moteur.

7.2 Comment éviter l'auto-excitation d'un moteur asynchrone ?

Quand un moteur entraîne une charge à forte inertie, le moteur continue à tourner (à moins d'être freiné spécifiquement) après que l'alimentation du moteur ait été coupée.

L'« inertie magnétique » du circuit du rotor signifie qu'une f.e.m. est générée dans les enroulements du stator pendant une courte période après la coupure, et devrait s'annuler après 1 ou 2 périodes, dans le cas d'un moteur non compensé.

Cependant les condensateurs de compensation constituent une charge triphasée réactive pour cette f.e.m. induite, qui fait circuler des courants capacitifs dans les bobinages du stator. Ces courants statoriques produisent un champ magnétique tournant dans le rotor qui est colinéaire avec le champ magnétique induit (dans le même axe et dans le même sens).

De ce fait le flux rotorique augmente, les courants statoriques augmentent et la tension aux bornes du moteur augmente jusqu'à atteindre des valeurs de tension élevées et dangereuses. Ce phénomène est connu sous l'appellation de « auto-excitation » et c'est la raison pour laquelle les générateurs de courants alternatifs ne fonctionnent normalement pas avec des facteurs de puissance en avance car il pourrait spontanément fonctionner (de manière incontrôlée) par auto-excitation.

Notes :

1. Les caractéristiques d'un moteur fonctionnant sur l'inertie de la charge ne sont pas rigoureusement identiques à celles d'un moteur à vide. Cependant garder les mêmes caractéristiques est suffisamment précis en pratique pour traiter les problèmes.
2. Avec des moteurs fonctionnant en générateur, les courants circulant sont largement réactifs, de ce fait le freinage (retardé) du moteur est principalement dû à la charge mécanique représentée par le ventilateur de refroidissement du moteur.
3. Le courant (en retard de pratiquement 90°) normalement absorbé par le moteur à vide, et le courant (en avance de pratiquement 90°) fourni aux condensateurs par le moteur fonctionnant en générateur ont les mêmes effets de tension aux bornes du moteur.

Afin d'éviter l'auto-excitation du moteur comme décrit ci-dessus, le dimensionnement (en kvar) de la batterie de condensateurs doit être limité à la valeur maximale suivante :

$$Q_c \leq 0,9 \times I_o \times U_n \times \sqrt{3} \text{ avec}$$

I_o = courant du moteur fonctionnant à vide

U_o = tension nominale phase phase du moteur.

Le tableau de la Figure L24 sur la page précédente indique les valeurs de Q_c correspondant à cette formule.

Exemple

Un moteur triphasé de 75 kW, vitesse nominale 3000 tr/min, tension nominale 400 V ne peut être équipé que d'une batterie de condensateurs de 17 kvar suivant le tableau de la Figure L24. Les valeurs consignées dans ce tableau, sont en général, trop faibles pour assurer une compensation adéquate au niveau d'une valeur du $\cos \varphi$ normalement souhaitable. De ce fait une compensation additionnelle doit être installée sur le réseau, par exemple une batterie de condensateurs dédiée à la compensation globale de plusieurs petites charges.

Moteurs et/ou charges à inertie importante

Dans une installation où des moteurs entraînent des charges à inertie importante, les disjoncteurs et les contacteurs protégeant ces moteurs doivent pouvoir déclencher très rapidement en cas de coupure totale du réseau d'alimentation.

Si cette précaution n'est pas assurée, alors l'auto-excitation du moteur (générant des surtensions à ses bornes) est quasi sûre tant que toutes les autres batteries de condensateurs installées seront effectivement en parallèle avec celles des circuits moteurs à haute inertie.

Le plan de protection de ces moteurs doit aussi prévoir un relais de protection contre les surtensions ainsi qu'un relais contrôlant le retour de puissance (en effet, le moteur alimentera le reste de l'installation jusqu'à ce que l'énergie stockée dans le moteur soit dissipée). Si la batterie de condensateurs associée à un circuit moteur à haute inertie est plus largement dimensionnée que la valeur recommandée dans le tableau de la Figure L24, alors elle devra être pilotée par un disjoncteur ou un contacteur qui déclenchera en même temps que le disjoncteur ou le contacteur pilotant le départ moteur, comme indiqué sur le schéma de la Figure L26.

La fermeture du départ moteur n'est généralement possible que si le contacteur de la batterie de compensation est déjà fermé.

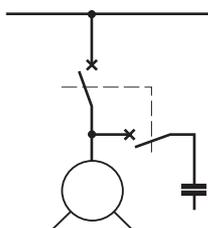


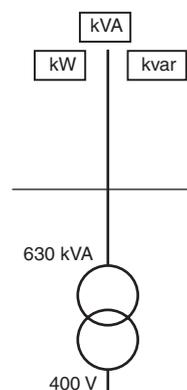
Fig. L26 : Connexion d'une batterie de condensateurs à un moteur

8 Exemple d'une installation avant et après compensation

Installation sans condensateur

$$\vec{kVA} = \vec{kW} + \vec{kvar}^{(1)}$$

- Les kvar en excès sont facturés.
- La puissance appelée en kVA est supérieure au besoin réel en kW.
- Le courant correspondant entraîne des pertes actives payées en kWh.
- L'installation est surdimensionnée.



Caractéristiques de l'installation
500 kW ; $\cos \varphi = 0,75$

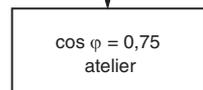
- Le transformateur est surchargé.
- La puissance appelée est :
 $S = \frac{P}{\cos \varphi} = \frac{500}{0,75} = 665 \text{ kVA}$
- S = puissance apparente kVA

■ Le courant véhiculé dans l'installation en aval du disjoncteur est :
 $I = \frac{P}{\sqrt{3} U \cos \varphi} = 960 \text{ A}$

■ Les pertes dans les câbles sont calculées en fonction du carré du courant apparent : $(960)^2$
 $P=I^2R$

$\cos \varphi = 0,75$

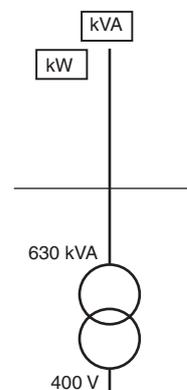
- L'énergie réactive est fournie par le transformateur et est véhiculée dans l'installation.
- Le transformateur, le disjoncteur et le câble sont surdimensionnés.



Installation avec condensateur

$$\vec{kVA} = \vec{kW} + \vec{kvar}$$

- La consommation de kvarh est :
 - supprimée ou,
 - diminuée selon le $\cos \varphi$ désiré.
- Les facturations complémentaires
 - d'énergie réactive (France)
 - sur l'ensemble de la facture (autres pays) est supprimée.
- La souscription de puissance en kVA est ajustée au besoin réel en kW.



Caractéristiques de l'installation
500 kW ; $\cos \varphi = 0,928$

- Le transformateur n'est plus surchargé.
- La puissance appelée vaut **539 kVA**.
- Une réserve de puissance est disponible : ici 14 %.

■ Le courant véhiculé dans l'installation en aval du disjoncteur est de **778 A**.

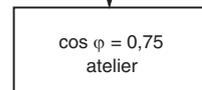
■ Les pertes dans les câbles sont réduites de $\frac{778^2}{960^2} = 65\%$ par rapport à la valeur initiale (sans compensation) d'où une économie des kWh consommés.

$\cos \varphi = 0,928$

- L'énergie réactive est fournie par la batterie de condensateurs.

250 kvar

Puissance de la batterie : 250 kvar
Type : Rectimat + batterie automatique.
5 gradins de 50 kvar.



Nota : en fait, le $\cos \varphi$ de l'atelier est toujours de 0,75 mais le $\cos \varphi$ de toute l'installation en amont de la batterie de condensateurs est de 0,928.
Comme mentionné dans le sous paragraphe 6.2 le $\cos \varphi$ vu du côté MT du transformateur est légèrement plus faible⁽²⁾ du fait des pertes dans le transformateur.

L20

Fig. K27 : Comparaison technico-économique d'une installation avant et après compensation

(1) Les flèches indiquent des quantités vectorielles (voir sous paragraphe 1.3).
(2) Particulièrement dans le cas de correction a priori.

Lorsque des harmoniques représentent une part significative de la puissance consommée dans une installation, leur analyse s'impose pour éliminer les possibles nuisances et rendre l'installation conforme aux règles et recommandations des distributeurs et de la norme NF C 15-100 § 330.1.1d.

Les harmoniques sont principalement pris en compte par le surdimensionnement des condensateurs et par la mise en œuvre de filtres en série avec les condensateurs.

9.1 Problèmes liés aux harmoniques du réseau d'alimentation

Les dispositifs générateurs d'harmoniques sont présents dans tous les secteurs industriels, tertiaires et domestiques. Les harmoniques sont le fait de « charges non linéaires », charges à impédance non linéaire.

Les charges non linéaires existent depuis longtemps sur les réseaux électriques particulièrement dans l'industrie : courant magnétisant des transformateurs, four à arc, etc... Mais depuis l'avènement de l'électronique de puissance celles-ci se sont généralisées : variateurs de vitesses, etc. mais aussi éclairage (lampes à ballast), TV, etc.

Les équipements qui utilisent des composants électroniques de puissance sont de plus en plus nombreux et produisent, de ce fait, de plus en plus de déformations harmoniques.

Sur un réseau triphasé symétrique les harmoniques sont de rangs impairs : 3, 5, 7, 9, et leur amplitude décroît avec leur rang. Un certain nombre de solutions existent pour réduire les valeurs des courants harmoniques jusqu'à ce qu'ils deviennent négligeables, mais elles ne peuvent pas complètement les éliminer. Dans ce paragraphe, des moyens pratiques de réduction de l'influence des harmoniques sont recommandés, avec un point particulier sur les batteries de condensateurs.

Les condensateurs sont plus particulièrement sensibles aux composantes harmoniques du courant du réseau d'alimentation, du fait que la réactance des capacités décroît de manière inversement proportionnelle à la fréquence. En pratique cela signifie qu'un pourcentage relativement faible de tension harmonique peut créer un courant significatif dans le condensateur.

La présence de composantes harmoniques de courant crée des déformations de la tension d'alimentation (normalement sinusoïdale) c'est à dire plus le courant comporte des composantes harmoniques, plus la déformation de la tension est importante.

Si la fréquence propre du système batterie de condensateurs/réactance du réseau d'alimentation est proche d'une valeur d'une harmonique présente sur le réseau, alors une résonance partielle peut se produire avec une amplification des valeurs de tension et de courant à la fréquence harmonique concernée. Dans ce cas particulier, les courants élevés risquent de causer des échauffements anormaux des condensateurs, avec des dégradations de diélectrique pouvant entraîner la destruction des condensateurs.

Plusieurs solutions pour résoudre ces problèmes sont envisageables :

- filtre passif et/ou bobines anti-harmonique en série,
- filtre actif (ou compensateur actif),
- filtre hybride.

9.2 Solutions possibles

Filtre passif (cf. Fig. L28)

Combattre les effets des harmoniques

La présence de courants harmoniques dans le réseau d'alimentation entraîne des niveaux de courants anormalement élevés dans les condensateurs. Afin de tolérer ces courants, il est nécessaire de concevoir les condensateurs avec un surdimensionnement de 1,3 fois la valeur efficace de leur courant assigné. Tous les appareillages et éléments en série avec les condensateurs, tels que connexions, fusibles, interrupteurs, etc. sont aussi à surdimensionner entre 1,3 fois et 1,5 fois leur courant d'emploi (sans courants harmoniques).

La distorsion harmonique en tension produit fréquemment un pic sur l'onde de tension ce qui augmente la valeur crête de l'onde de tension normalement sinusoïdale. Ce phénomène associé aux autres conditions de surtension devant se produire de manière certaine sont prises en compte par un accroissement du niveau d'isolation au dessus des capacités « standard ».

Dans beaucoup de cas, ces 2 mesures correctives sont tout ce qu'il est nécessaire de faire pour obtenir un fonctionnement correct.

Combattre les effets de la résonance

Des condensateurs sont des charges linéaires réactives, et en conséquence, ne génèrent pas de courants harmoniques. Cependant, l'installation de condensateurs dans un réseau électrique (réseau dans lequel les impédances sont principalement inductives) peut conduire à des résonances partielles ou totales à une des fréquences harmoniques.

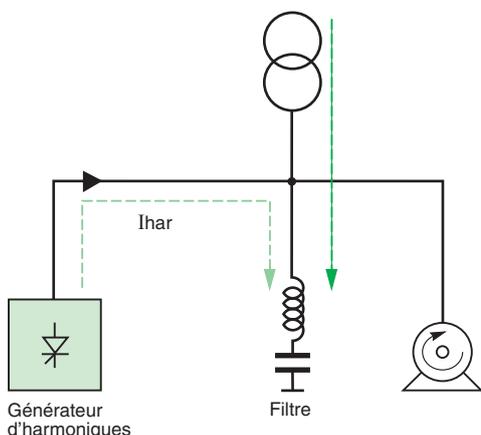


Fig. L28 : Principe de fonctionnement d'un filtre passif

Le rang h_0 de l'harmonique de la fréquence propre entre les inductances du réseau et de la batterie de condensateurs est donné par

$$h_0 = \sqrt{\frac{S_{cc}}{Q}}$$

avec

S_{cc} = la valeur de la puissance de court-circuit en kVA au point de connexion de la batterie de condensateurs

Q = le dimensionnement en kvar;

h_0 = rang de l'harmonique à la fréquence propre f_0 c'est à dire $\frac{f_0}{50}$ pour une

fréquence de réseau à 50 Hz, $\frac{f_0}{60}$ pour une fréquence de réseau à 60 Hz.

Par exemple : $h_0 = \sqrt{\frac{S_{cc}}{Q}}$ donne une valeur pour h_0 de 2.93 ce qui indique que la

fréquence propre du système condensateurs/inductances du réseau est proche de la fréquence de l'harmonique 3 de la fréquence du réseau.

Par suite, si la fréquence du réseau est 50 Hz, la fréquence propre $f_0 = 50 \times h_0 = 146,5$ Hz.

Plus la fréquence propre est proche d'une des composantes harmoniques du réseau, plus grand est l'effet (indésirable). Dans l'exemple ci-dessus une forte résonance avec le 3ème harmonique est pratiquement avérée ce qui aura pour effet une importante distorsion de tension à cette fréquence et une intensité de courant harmonique de rang 3 très élevée.

Dans un tel cas des mesures sont prises pour modifier la fréquence propre du système à une valeur telle qu'il n'y aura pas de résonance avec l'un des courants harmoniques présents sur le réseau. Cela est réalisé par la mise en place d'une bobine anti-harmonique en série avec la batterie de condensateurs.

Sur un réseau à 50 Hz, ces bobines sont souvent ajustées pour amener la fréquence de l'ensemble, c'est à dire la batterie de condensateurs + bobines, à une valeur de 190 Hz. Les bobines sont ajustées pour 228 Hz pour un réseau à 60 Hz. Ces fréquences correspondent à une valeur de h_0 de 3,8 pour un réseau à 50 Hz c'est à dire à une valeur approximativement centrée entre la 3ème et la 5ème harmonique.

Dans ce schéma, la mise en série des bobines augmente le courant à la fréquence fondamentale (50 Hz ou 60 Hz) d'une faible valeur (de 7 à 8 %) et aussi la tension aux bornes des condensateurs dans les mêmes proportions.

Cette caractéristique est prise en compte, par exemple, en utilisant des condensateurs qui sont conçus pour un fonctionnement à 440 V sur des réseaux 400 V.

Filtre actif (cf. Fig. L29)

Les filtres actifs sont basés sur une technologie électronique de puissance. Ils sont en général installés en parallèle sur les charges non linéaires.

Les filtres actifs analysent en permanence les courants harmoniques générés par la charge et injectent des courants harmoniques, de même valeur mais en opposition de phase, dans la charge. En conséquence, les courants harmoniques sont totalement neutralisés au point considéré. Cela signifie qu'ils ne circulent plus sur les circuits en amont et ne sont plus « fournis » par la source.

Un avantage important des filtres actifs est qu'ils continuent de garantir une compensation efficace des courants harmoniques même si des modifications sont apportées à l'installation. Ils sont aussi exceptionnellement faciles à utiliser grâce à :

- une auto-configuration aux charges générant des courants harmoniques quels que soient leur rang et leur intensité,
 - l'élimination des risques de surcharges,
 - la compatibilité avec les groupe électrogènes,
 - la connexion possible en tout point du réseau électrique.
- Plusieurs filtres actifs peuvent être installés sur la même installation pour accroître l'efficacité de la dépollution (par exemple si une nouvelle machine est installée). Les filtres actifs peuvent effectuer aussi une correction du facteur de puissance.

Filtre hybride (cf. Fig. L30)

Ces types de filtre combinent les avantages des filtres passifs et actifs. Le courant harmonique à une des fréquences peut être filtré par le filtre passif et tous les courants aux autres fréquences sont filtrés par le filtre actif.

L22

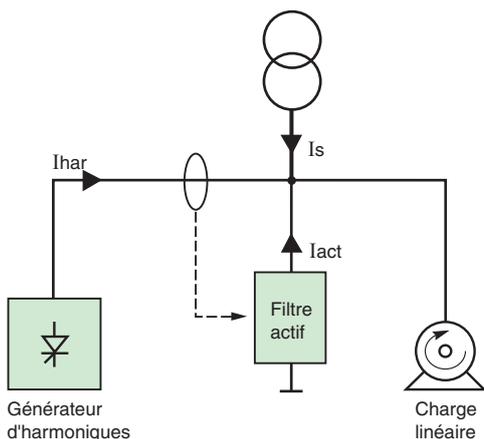


Fig. L29 : Filtre actif BT

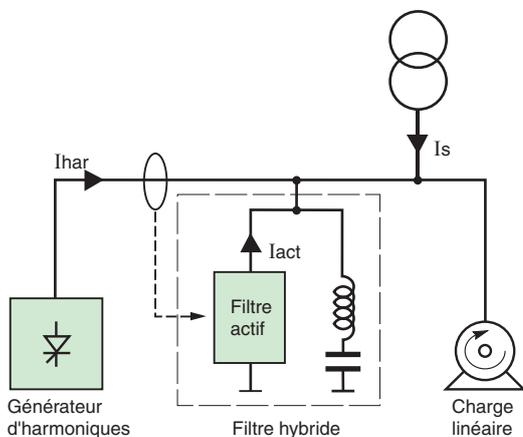


Fig. L30 : Filtre hybride BT

9 Les effets des harmoniques

9.3 Choisir la solution optimale

Le tableau de la **Figure L31** ci dessous montre les critères à prendre en compte pour sélectionner la technologie la mieux adaptée à l'application.

	Filtre passif	Filtre actif	Filtre hybride
Applications	Industriel	Tertiaire	Industriel
... avec une puissance totale des charges non linéaires (variateurs de vitesses, ASI, redresseurs, etc.)	de plus de 200 kVA	inférieure à 200 kVA	de plus de 200 kVA
Compensation		Non	
Nécessité de réduire la distorsion harmonique en tension pour éviter pour les charges sensibles			
Nécessité de réduire la distorsion harmonique en courant pour éviter le surdimensionnement des câbles			
Nécessité d'être conforme à une limite stricte des courants harmoniques réjectés	Non		

Fig. L31 : Sélection de la technologie la mieux adaptée à l'application

Pour les filtres passifs, un choix est fait à partir des paramètres suivants :

- Gh = somme des puissances nominales en kVA de tous les dispositifs générant des courants harmoniques (convertisseurs statiques, ASI, variateurs de vitesse, etc.) connectés au jeu de barres par lequel la batterie de condensateurs est alimentée. Si certains de ces dispositifs sont dimensionnés en kW, un facteur de puissance moyen de 0,7 est estimé a priori.

- Scc = puissance de court-circuit triphasée aux bornes de la batterie de condensateurs.

- Sn = somme des puissances nominales en kVA de tous les transformateurs alimentant (c'est à dire directement connectés) le réseau dont le jeu de barres, alimentant la batterie de condensateurs, fait partie.

Note : si plusieurs transformateurs fonctionnent en parallèle, la mise hors service d'un transformateur ou plus change significativement les valeurs de Scc et Sn.

Un choix de spécification de condensateurs assurant un niveau acceptable de fonctionnement en présence des courants et tensions harmoniques du réseau, peut être fait selon les valeurs des paramètres mentionnés ci-dessus (voir le tableau de la **Figure L32**).

- Règle générale valable quelque soit la puissance du transformateur

$Gh \leq \frac{Scc}{120}$	$\frac{Scc}{120} \leq Gh \leq \frac{Scc}{70}$	$Gh > \frac{Scc}{70}$
Condensateur standard	+ 10 % pour la tension nominale du condensateur (excepté pour les produits 230 V)	+ 10 % pour la tension nominale du condensateur et bobines anti-harmoniques

- Règle simplifiée si la puissance du(des) transformateur(s) $S_n \leq 2$ MVA

$Gh \leq 0.15 S_n$	$0.15 S_n < Gh \leq 0.25 S_n$	$0.25 S_n < Gh \leq 0.60 S_n$	$Gh > 0.60 S_n$
Condensateur standard	+ 10 % pour la tension nominale du condensateur (excepté pour les produits 230 V)	+ 10 % pour la tension nominale du condensateur et bobines anti-harmoniques	filtres

Fig. L32 : Choix de solutions de batterie de condensateurs BT avec ou sans filtrage des harmoniques selon la puissance du(des) transformateur(s)

10 Mise en œuvre des batteries de condensateurs

10.1 Composants d'un condensateur

Technologie

Les condensateurs sont des éléments de type "sec" (c'est à dire non imprégnés dans un liquide diélectrique) constitués par 2 films de polypropylène métallisés auto cicatrisant enroulés en forme de bobine. Ils sont protégés par un système de protection HQ, (détecteur de surpression associé à un fusible HPC (Haut Pouvoir de Coupure) qui met hors service le condensateur en cas de défaut interne.

Le dispositif de protection fonctionne comme suit :

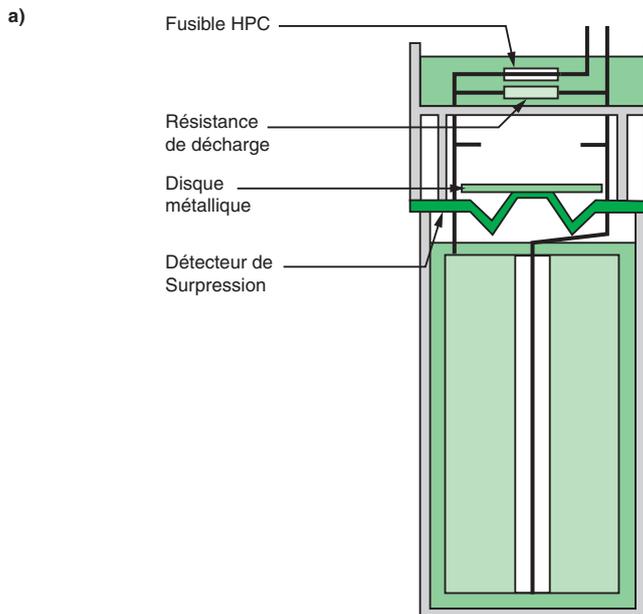
- 1) soit un court-circuit dans le film diélectrique fait fondre le fusible,
- 2) soit des courants de fuite, de valeurs supérieures aux valeurs normales mais insuffisantes pour faire fondre le fusible, peuvent se produire à cause de micro-fuites éventuelles dans le film diélectrique. De tels « défauts » se ressoudent grâce à l'échauffement local causé par le courant de fuite : les éléments sont déclarés être « auto cicatrisant ».

Note :

Si le courant de défaut persiste :

- le défaut peut évoluer en un court-circuit qui, comme en 1), fait fondre le fusible,
- les gaz produits par la vaporisation de la métallisation à l'endroit du défaut développent graduellement une pression dans l'enceinte en plastique qui peut, en cas de surpression effective, déclencher le détecteur de surpression et mettre l'élément en court-circuit pour faire fondre le fusible.

Les condensateurs sont fabriqués en matériau isolant réalisant une double isolation, ce qui évite l'obligation de réaliser une mise à la terre du produit (cf. **Fig. L33**) et échappant ainsi à l'obligation de mise à la terre de leur boîtiers.



b)

Caractéristiques électriques		
Normes		CEI 60439-1, CEI 60831-1 et -2, CEI 61921, NFC 54-104, VDE 0560 CSA Standards, UL tests
Plage de fonctionnement	Tension nominale	400 V
	Fréquence nominale	50 Hz
Tolérance sur la valeur de la capacité		- 5% + 10%
Plage de température (jusqu'à 65 kvar)	Température maximale	55 °C
	Température maximale pendant 24 h	45 °C
	Température annuelle temperature	35 °C
	Température minimale	- 25 °C
Niveau d'isolement (diélectrique et tenue onde de choc)		6 kV 50 Hz pendant 1 minute, 25 kV onde de tension 1,2/50 μs
Courant de surcharge admissible (en %)	version « Classique » ⁽¹⁾	version « Confort » ⁽¹⁾
		30%
Surtension admissible (en %)		10%
		20%

Fig. L33 : Condensateur, (a) vue en coupe des composants, (b) caractéristiques électriques

(1) Appellation Schneider Electric

10.2 Choix des protections, des dispositifs de commande et des connexions

Le choix de la protection, de la commande et des connexions de raccordement dépend du courant de charge.

Pour les condensateurs, le courant de charge est une fonction de :

- la tension appliquée (fondamentale et harmoniques) en kV,
- la capacité (kvar).

Le courant nominal I_n d'une batterie triphasée de condensateurs est égal à :

$$I_n = \frac{Q}{U_n \sqrt{3}} \text{ avec}$$

- Q : capacité en kvar,
- U_n : tension phase phase (kV).

Le courant calculé ci-dessus peut être augmenté jusqu'à 50 % du fait :

- des larges plages de variation de la tension appliquée, fondamentale et composantes harmoniques, pouvant atteindre approximativement 30 %,
- des plages de tolérance sur la valeur réelle de la capacité des condensateurs en fabrication, pouvant atteindre 15 %.

De sorte que la valeur de I_n à considérer est 1,5 fois celle calculée.

Tous les composants du circuit alimentant le condensateur doivent aussi être dimensionnés pour couvrir les conditions du « pire cas », pour une température ambiante maximale de 50 °C. Dans le cas où la température ambiante dans les tableaux, etc. est supérieure à 50 °C des déclassements de composants du circuit peuvent être nécessaires.

Protection

Les disjoncteurs placés en protection des batteries de condensateurs doivent aussi être bien définis pour les protéger contre les surcharges (protection Long retard). Ainsi pour les différentes versions de condensateurs de Schneider Electric ce sont les réglages suivants qui sont retenus :

- 1,36 x I_n pour la version Classic,
- 1,50 x I_n pour la version Confort,
- 1,12 x I_n pour la version Harmony⁽¹⁾ (bobine accordée à 2.7 f),
- 1,19 x I_n pour la version Harmony⁽¹⁾ (bobine accordée à 3.8 f),
- 1,31 x I_n pour la version Harmony⁽¹⁾ (bobine accordée à 4.3 f).

La protection contre les courts-circuits (protection Court retard) doit être réglée de telle façon que les courants d'appel (mise en charge des condensateurs) ne génèrent pas de déclenchements intempestifs. Le réglage de la protection à 10 x I_n est efficace pour toutes les versions Classic, Confort et Harmony.

Exemple 1

Calcul pour un condensateur version Classique : 50 kvar – 400V – 50 Hz

$$I_n = \frac{50.000}{(400 \times 1.732)} = 72 \text{ A}$$

Réglage de la protection Long retard : 1,36 x I_n = 1,36 x 72 = 98 A,

Réglage de la protection Court retard : 10 x I_n = 10 x 72 = 720 A

Exemple 2

Calcul pour un condensateur version Harmony (bobine accordée à 4,3 f) : 50 kvar, 400 V, 50 Hz.

I_n = 72 A

Réglage de la protection Long retard : 1,31 x I_n = 1,31 x 72 = 94 A,

Réglage de la protection Court retard : 10 x I_n = 10 x 72 = 720 A

Câbles amont

Le tableau de la **Figure L34** en page suivante indique la section minimale des câbles amont pour les condensateurs Schneider Electric.

Câbles de commande

La section minimale de ces câbles est de 1,5 mm² pour 230 V.

Pour le secondaire du transformateur de courant (TC), la section recommandée est ≥ 2.5 mm².

(1) Les batteries de condensateurs version Harmony sont équipées de bobines anti-harmoniques

Puissance de la batterie de condensateurs (kvar)		Section conducteur en cuivre (mm ²)	Section conducteur en aluminium (mm ²)
230 V	400 V		
5	10	2,5	16
10	20	4	16
15	30	6	16
20	40	10	16
25	50	16	25
30	60	25	35
40	80	35	50
50	100	50	70
60	120	70	95
70	140	95	120
90-100	180	120	185
	200	150	240
120	240	185	2 x 95
150	250	240	2 x 120
	300	2 x 95	2 x 150
180-210	360	2 x 120	2 x 185
245	420	2 x 150	2 x 240
280	480	2 x 185	2 x 300
315	540	2 x 240	3 x 185
350	600	2 x 300	3 x 240
385	660	3 x 150	3 x 240
420	720	3 x 185	3 x 300

Fig L34 : Section des câbles de connexion pour des batteries de condensateurs de moyenne et forte puissance⁽¹⁾

Surtensions transitoires

Des surtensions et des pics de courants à haute fréquence apparaissent à la fermeture du contacteur à l'enclenchement d'une batterie de condensateurs. La tension crête maximale n'excède pas (en l'absence de tensions harmoniques) 2 fois la tension crête nominale quand l'enclenchement se fait sur des condensateurs déchargés.

Dans le cas où les condensateurs sont déjà chargés au moment de la fermeture, la tension crête peut alors atteindre une valeur maximale de 3 fois la tension crête nominale.

La condition la plus critique se produit lorsque :

- la tension de charge des condensateurs est égale à la tension crête nominale,
- les contacts se ferment à l'instant de la tension crête du réseau,
- les tensions des condensateurs et du réseau sont en opposition de phase.

Dans cette situation, le courant transitoire atteint aussi sa valeur maximale : 2 fois la valeur maximale atteinte lors de l'enclenchement sur des condensateurs non chargés.

Pour toutes les autres valeurs de tension et de polarité sur des condensateurs pré-chargés, les surtensions et des pics de courants transitoires ont des valeurs inférieures à celles mentionnées pour la condition la plus critique. En particulier si la tension du réseau et la tension des condensateurs sont de même valeur et en phase, aucun courant et aucune surtension transitoire n'apparaissent.

Quand une batterie de compensation à régulation automatique est utilisée, il est nécessaire, pour les mêmes raisons, de s'assurer que le gradin de condensateurs à mettre en service est complètement déchargé.

Le temps de décharge peut être réduit, si nécessaire, en utilisant des résistances de décharges de plus faible valeur.

(1) section minimale préconisée ne tenant pas compte des facteurs de correction (mode de pose, température, etc.). Les calculs ont été faits pour des câbles monoconducteurs installés à l'air libre à 30 °C.

Chapitre M

Détection et atténuation des harmoniques

Sommaire

1	Pourquoi détecter les harmoniques et les combattre ?	M2
	1.1 Les perturbations dues aux harmoniques	M2
	1.2 Un impact économique important	M2
	1.3 Quelques exemples	M3
	1.4 Des conséquences de plus en plus importantes	M3
	1.5 En pratique, quels harmoniques mesurer et combattre ?	M3
2	Les normes	M4
3	Les généralités	M5
4	Les principaux effets des harmoniques dans les installations	M7
	4.1 Phénomène de résonance	M7
	4.2 Augmentation des pertes	M7
	4.3 Surcharge des matériels	M8
	4.4 Perturbations des charges sensibles	M10
5	Les indicateurs essentiels de la distorsion harmonique et les principes de mesure	
	5.1 Facteur de puissance	M11
	5.2 Facteur de crête	M11
	5.3 Puissances et harmoniques	M11
	5.4 Spectre en fréquence et taux d'harmonique	M12
	5.5 Taux de distorsion harmonique (THD)	M12
	5.6 Intérêt de chacun des indicateurs	M13
6	La mesure des indicateurs	M14
	6.1 Quels appareils pour mesurer ces indicateurs ?	M14
	6.2 Procédures pour l'analyse harmonique du réseau	M14
	6.3 Anticiper la lutte contre les harmoniques	M15
7	Les dispositifs de détection	M16
8	Les solutions pour atténuer les harmoniques	M17
	8.1 Solutions de base	M17
	8.2 Filtrage des harmoniques	M18
	8.3 L'expertise	M20
	8.4 Les produits spécifiques	M20

Nota :

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

1 Pourquoi détecter les harmoniques et les combattre ?

1.1 Les perturbations dues aux harmoniques

Les harmoniques circulant dans les réseaux détériorent la qualité de l'énergie, et sont ainsi à l'origine de nombreuses nuisances :

- surcharge des réseaux de distribution par l'augmentation du courant actif/efficace,
- surcharge des conducteurs de neutre en raison de la sommation des harmoniques de rang 3 créés par les charges monophasées,
- surcharge, vibrations et vieillissement des alternateurs, transformateurs, moteurs, ronflement des transformateurs,
- surcharge et vieillissement des condensateurs de compensation d'énergie réactive,
- déformation de la tension d'alimentation pouvant perturber des récepteurs sensibles,
- perturbation des réseaux de communication ou des lignes téléphoniques.

1.2 Un impact économique important

Pertes énergétiques

Les courants harmoniques provoquent dans les conducteurs et équipements des pertes supplémentaires par effet Joule.

Surcoût d'abonnement

La présence de courants harmoniques nécessite d'augmenter le niveau de puissance souscrite, et le coût de l'abonnement.

De plus, les distributeurs d'énergie auront de plus en plus tendance à pénaliser les producteurs d'harmoniques.

Surdimensionnement des matériels

- Le déclassement des sources d'énergie (générateurs, transformateurs et onduleurs) nécessite leur surdimensionnement.
- Les conducteurs doivent être dimensionnés de façon à permettre la circulation des courants harmoniques. Comme les fréquences de ces harmoniques sont plus élevées que celle du fondamental, les impédances inductives vues par ces courants sont plus élevées ; pour éviter des pertes par effet Joule trop importantes, il est nécessaire de surdimensionner les conducteurs.
- La circulation de courants harmoniques dans le conducteur de neutre nécessite son surdimensionnement.

Réduction de la durée de vie des matériels

Lorsque la tension d'alimentation présente un taux de distorsion voisin de 10 %, la durée de vie des appareils est réduite de manière sensible ; estimée à :

- 30 % pour les machines monophasées,
- 15 % pour les machines triphasées,
- 5 % pour les transformateurs.

Conserver la durée de vie correspondant à la charge nominale implique de surdimensionner ces appareils.

Déclenchements intempestifs et arrêts d'installation

Les disjoncteurs d'une installation sont soumis à des pointes de courant dues aux harmoniques. Ces pointes de courants peuvent provoquer des déclenchements intempestifs, et induire des pertes de production ainsi que des coûts liés au temps de remise en marche de l'installation.

1 Pourquoi détecter les harmoniques et les combattre ?

1.3 Quelques exemples

Comme le montrent les exemples cités ci-dessous, ce sont les conséquences économiques de la présence des harmoniques qui a conduit à la mise en oeuvre de filtres d'harmoniques.

Centre de calcul d'une compagnie d'assurances

Dans ce centre de calcul, le déclenchement intempestif d'un disjoncteur occasionnait une perte estimée à 100 000 euros par heure de coupure.

Laboratoire pharmaceutique

Les harmoniques ont provoqué la défaillance d'un groupe électrogène, et l'interruption d'une phase de test de longue durée sur un nouveau médicament ; la conséquence est une perte estimée à 17 millions d'euros.

Usine métallurgique

Des fours à induction ont provoqué la surcharge et la destruction de trois transformateurs de 1500 et 2500 kVA en un an et des coûts d'arrêts de production estimés à 20 000 euros par heure.

Fabrication de meubles de jardin

La défaillance de plusieurs variateurs a provoqué des arrêts de production chiffrés à 10 000 euros par heure.

1.4 Des conséquences de plus en plus importantes

Le phénomène des harmoniques était encore peu considéré il y a seulement dix ans, car leurs effets sur les réseaux étaient généralement peu importants. Mais l'arrivée en force de l'électronique de puissance dans les récepteurs a amplifié fortement le phénomène dans tous les secteurs d'activité.

Les harmoniques sont d'autant plus difficiles à combattre que les équipements vitaux pour l'entreprise sont souvent les responsables de la génération des perturbations.

1.5 En pratique, quels harmoniques mesurer et combattre ?

Les harmoniques les plus fréquemment rencontrés dans le cas des réseaux triphasés sont les harmoniques de rangs impairs. L'amplitude des harmoniques décroît normalement avec la fréquence. Au-delà du rang 50, les courants harmoniques sont négligeables et leur mesure n'est plus significative. Ainsi, une bonne précision de mesure est obtenue en considérant les harmoniques jusqu'au rang 30. Les distributeurs d'énergie surveillent les harmoniques de rangs 3, 5, 7, 11 et 13.

Pratiquement, la compensation des harmoniques des rangs les plus bas (jusqu'au rang 13) est généralement suffisante. Une bonne compensation prendra également en compte les harmoniques jusqu'au rang 25.

M3

2 Les normes

Les émissions harmoniques sont soumises à différentes dispositions normatives et réglementaires :

- normes de compatibilité adaptées aux réseaux,
 - normes d'émission applicables aux produits générateurs d'harmoniques,
 - recommandations des distributeurs d'énergie applicables aux installations.
- Afin d'atténuer rapidement les effets de la pollution harmonique, un triple dispositif normatif et réglementaire est actuellement en vigueur, et se retrouve dans les éléments suivants.

Normes de compatibilité entre réseaux électriques et produits

Ces normes donnent des directives pour la compatibilité entre les réseaux électriques et les produits :

- les harmoniques générés par un appareil ne doivent pas perturber le réseau au-delà de niveaux spécifiés ;
- chaque appareil doit pouvoir fonctionner normalement en présence des perturbations égales aux niveaux spécifiés par les normes :
- CEI 61000-2-2 pour les réseaux publics à basse tension,
- CEI 61000-2-4 pour les installations industrielles à basse tension et moyenne tension.

Normes de qualité des réseaux

- La norme EN 50160 précise les caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics basse tension et moyenne tension.
- IEEE 519 est une approche conjointe entre le distributeur d'énergie et le client pour limiter l'impact des charges non-linéaires. Par ailleurs, les distributeurs d'énergie encouragent les actions de prévention afin de réduire les dégradations de la qualité de l'électricité, les échauffements et les altérations du facteur de puissance. Ils réfléchissent de plus en plus à la possibilité de taxer les clients pollueurs.

Norme d'installation

La norme NF C 15-100 prend en compte les courants harmoniques, notamment pour le calcul de la section des conducteurs et en particulier du conducteur de neutre (§ 523.5.2 et 524.3).

Normes d'appareillage

- CEI 61000-3-2 ou EN 61000-3-2 pour les appareils basse tension raccordés au réseau public absorbant un courant inférieur ou égal à 16 A.
- CEI 61000-3-12 ou EN 61000-3-12 pour les appareils absorbant un courant supérieur à 16 A et inférieur ou égal à 75 A.

Valeurs maximales d'harmoniques acceptables

Des études internationales ont permis de rassembler des données dont l'analyse conduit à une estimation de valeurs typiques d'harmoniques pouvant être rencontrées dans les réseaux de fourniture d'énergie.

La **Figure M1** reflète l'opinion d'un bon nombre de distributeurs sur les niveaux qu'il est souhaitable de ne pas dépasser.

M4

Harmoniques impairs non multiples de 3				Harmoniques impairs multiples de 3				Harmoniques pairs			
Rang h	BT	MT	THT	Rang h	BT	MT	THT	Rang h	BT	MT	THT
5	6	5	2	3	5	4	2	2	2	1,6	1,5
7	5	4	2	9	1,5	1,2	1	4	1	1	1
11	3,5	3	1,5	15	0,3	0,3	0,3	6	0,5	0,5	0,5
13	3	2,5	1,5	21	0,2	0,2	0,2	8	0,5	0,4	0,4
17	2	1,6	1	> 21	0,2	0,2	0,2	10	0,5	0,4	0,4
19	1,5	1,2	1					12	0,2	0,2	0,2
23	1,5	1,2	0,7					> 12	0,2	0,2	0,2
25	1,5	1,2	0,7								
> 25	0,2 + 1,3x(25/h)	0,2 + 0,5x(25/h)	0,2 + 0,5x(25/h)								

Sources BT : Niveaux de compatibilité CEI 61000-2-2.

Sources MT et HT : Niveaux de planification CEI 61000.3.6

Fig. M1 : Valeurs maximales des taux d'harmoniques acceptables

La présence d'harmoniques est synonyme d'une onde de tension ou de courant déformée. La déformation de l'onde de tension ou de courant signifie que la distribution de l'énergie électrique est perturbée et que la qualité de l'énergie n'est pas optimale.

Les courants harmoniques sont générés par les charges non-linéaires connectées au réseau. La circulation des courants harmoniques crée des tensions harmoniques à travers les impédances du réseau, et donc une déformation de la tension d'alimentation.

Origine des harmoniques

Les dispositifs générateurs d'harmoniques sont présents dans tous les secteurs industriels, tertiaires et domestiques. Les harmoniques sont le fait d'une charge non-linéaire (le courant qu'elle absorbe n'a pas la même forme que la tension qui l'alimente).

Exemples de charges non-linéaires :

- Les équipements industriels (machines à souder, fours à arc, fours à induction, redresseurs).
- Les variateurs de vitesse pour moteurs asynchrones ou moteurs à courant continu.
- Les onduleurs.
- Les appareils de bureautique (ordinateurs, photocopieurs, fax, etc.).
- Les appareils domestiques (TV, fours micro-ondes, éclairage néon...).
- Certains équipements avec saturation magnétique (transformateurs).

Perturbations induites par les charges non-linéaires : courant et tension harmoniques

L'alimentation de charges non-linéaires génère des courants harmoniques, circulant dans le réseau. La tension harmonique est due à la circulation du courant harmonique dans les impédances des circuits d'alimentation (ensemble transformateur et réseau, dans le cas de la **Figure M2**).

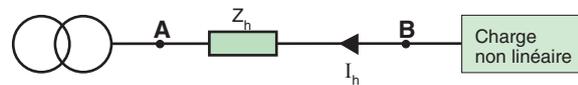


Fig. M2 : Schéma unifilaire représentant l'impédance du circuit d'alimentation vue par l'harmonique de rang h

L'impédance inductive d'un conducteur augmente en fonction de la fréquence du courant qui le parcourt. A chaque courant harmonique de rang h correspond donc une impédance de circuit d'alimentation Z_h .

Le courant harmonique de rang h va créer à travers l'impédance Z_h une tension harmonique U_h , avec $U_h = Z_h \times I_h$, par simple application de la loi d'Ohm. La tension en B est donc déformée. Tout appareil alimenté à partir du point B recevra alors une tension perturbée.

Cette déformation sera d'autant plus forte que les impédances du réseau sont importantes, pour un courant harmonique donné.

Circulation des courants harmoniques dans les réseaux

Tout se passe comme si les charges non-linéaires réinjectaient un courant harmonique dans le réseau en direction de la source.

Les **Figures M3** et **M4** page suivante présentent la vue d'une installation polluée par les harmoniques considérant tout d'abord l'installation parcourue par le courant de fréquence 50 Hz (voir Fig. M3), auquel se superpose l'installation parcourue par le courant harmonique de rang h (voir Fig. M4).

3 Les généralités

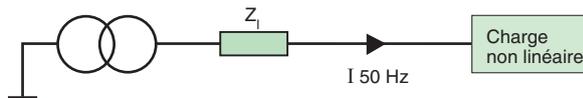


Fig. M3 : Schéma d'une installation alimentant une charge non-linéaire, pour laquelle seuls les phénomènes liés à la fréquence 50 Hz (fréquence fondamentale) sont pris en considération

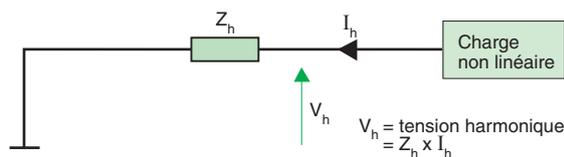
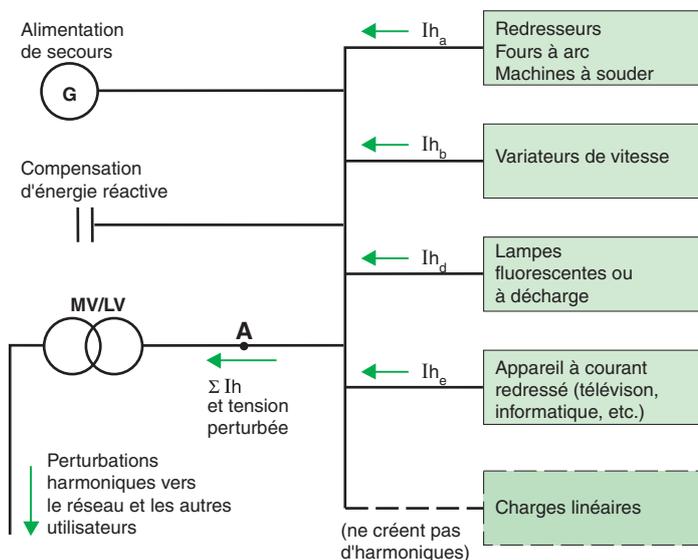


Fig. M4 : Schéma de la même installation, pour laquelle seuls les phénomènes liés à la fréquence de l'harmonique de rang h sont pris en compte

L'alimentation de cette charge non-linéaire génère dans le réseau la circulation du courant I_{50Hz} (représenté sur la Fig. M3), auquel s'ajoute chacun des courants harmoniques I_h (représenté sur la Fig. M4) correspondant à chaque harmonique de rang h .

Considérant toujours le modèle des charges réinjectant un courant harmonique dans le réseau, la **Figure M5** représente la circulation des courants harmoniques dans un réseau.



A remarquer sur cette figure que si certaines charges créent dans le réseau des courants harmoniques, d'autres charges peuvent absorber ces courants.

Fig. M5 : Circulation des courants harmoniques dans un réseau

- Les harmoniques ont un impact économique important dans les installations :
- augmentation des dépenses énergétiques,
 - vieillissement des matériels,
 - pertes de production.

4 Les principaux effets des harmoniques dans les installations

4.1 Phénomène de résonance

L'association sur les réseaux d'éléments capacitifs et inductifs entraîne l'apparition de phénomènes de résonance. Ceux-ci se manifestent par des valeurs extrêmement élevées ou extrêmement faibles des impédances. Ces variations d'impédance vont modifier les courants et tensions présents sur le réseau.

Dans ce paragraphe, seuls sont abordés les phénomènes de type résonance parallèle, les plus fréquents.

Considérons le schéma simplifié suivant (voir **Fig. M6**), représentant une installation comprenant :

- un transformateur d'alimentation,
- des charges linéaires,
- des charges non-linéaires génératrices de courants harmoniques,
- des condensateurs de compensation.

Pour une analyse harmonique, le schéma équivalent est le suivant (voir **Fig. M7**) : L'impédance Z vaut :

$$Z = \frac{jLs\omega}{1 - LsC\omega^2}$$

en négligeant R, où

Ls = Inductance de l'alimentation (réseau + transformateur + ligne)

C = Capacité des condensateurs de compensation

R = Résistance des charges linéaires

Ih = Courant harmonique de rang h

Il y a résonance lorsque le dénominateur $1 - LsC\omega^2$ tend vers zéro. La fréquence correspondante est alors appelée fréquence de résonance du circuit. A cette fréquence, l'impédance aura sa valeur maximale. Il y a donc une apparition de tensions harmoniques importantes et donc une forte distorsion de tension. Ces distorsions de tensions s'accompagnent de circulations de courants harmoniques dans le circuit Ls + C supérieurs aux courants harmoniques injectés.

Le réseau d'alimentation ainsi que les condensateurs de compensation sont soumis à des courants harmoniques importants et donc à des risques de surcharge. Pour éviter le phénomène de résonance, la solution consiste à ajouter des bobines anti-harmoniques en série avec les condensateurs.

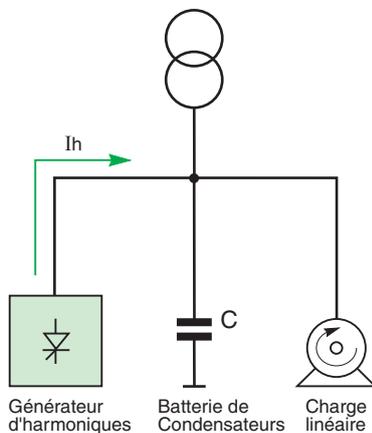


Fig. M6 : Schéma réel d'une installation

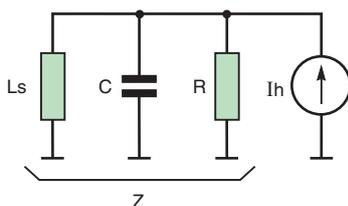


Fig. M7 : Schéma équivalent de l'installation L6

4.2 Augmentation des pertes

Pertes dans les conducteurs

La puissance active transmise à une charge est fonction du courant fondamental. Lorsque le courant absorbé par la charge contient des harmoniques, la valeur efficace de ce courant, Ieff, est supérieure au fondamental I1.

La définition du THD donne :

$$THD = \sqrt{\left(\frac{I_{eff}}{I_1}\right)^2} - 1$$

$$d'où : I_{eff} = I_1 \sqrt{1 + THD^2}$$

Sur la **Figure M8** ont été représentés, en fonction du taux de distorsion harmonique :

- l'accroissement du courant efficace Ieff pour une charge absorbant un courant fondamental donné,
- l'accroissement des pertes Joule PJ, sans tenir compte de l'effet de peau (Sur le graphique, la référence 1 pour Ieff et PJ correspond à l'absence d'harmonique).

Les courants harmoniques provoquent donc une augmentation des pertes Joule dans tous les conducteurs qu'ils parcourent et un échauffement supplémentaire dans les transformateurs, appareillages, câbles...

Pertes dans les machines asynchrones

Les tensions harmoniques de rang h appliquées aux machines asynchrones provoquent la circulation dans le rotor de courants de fréquences supérieures à 50 Hz, responsables de pertes supplémentaires.

M7

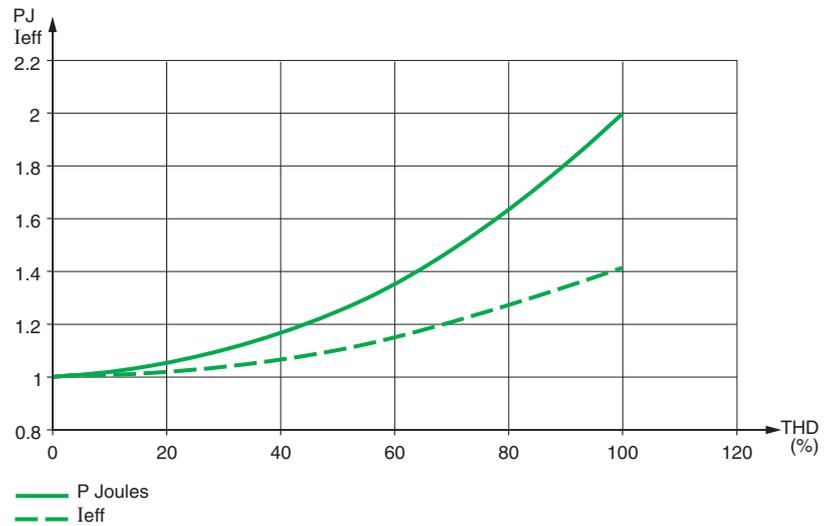


Fig. M8 : Evolution du courant efficace et des pertes Joule en fonction de la valeur du THD

Ordres de grandeur

- Une tension d'alimentation quasi rectangulaire provoque une **augmentation des pertes de 20 %**.
- Une tension d'alimentation avec les taux d'harmoniques u_h suivant $u_5 = 8\%$ (de U_1 , la tension fondamentale), $u_7 = 5\%$, $u_{11} = 3\%$, $u_{13} = 1\%$, soit un THDu de 10 %, implique une augmentation des pertes de 6 %.

Pertes dans les transformateurs

Les courants harmoniques circulant dans les transformateurs provoquent une augmentation des "pertes cuivre" par effet Joule et des "pertes fer" par courants de Foucault. Les tensions harmoniques sont responsables de pertes fer par hystérésis. Les pertes dans les bobinages varient comme le carré du THDi, et les pertes dans le noyau linéairement en fonction du THDu.

Dans les transformateurs de distribution publique, où les taux de distorsion sont limités, les pertes augmentent de 10 à 15 %.

Pertes dans les condensateurs

Les tensions harmoniques appliquées aux condensateurs provoquent la circulation de courants proportionnels à la fréquence des harmoniques. Ces courants sont responsables de pertes supplémentaires.

Exemple

Une tension d'alimentation a les taux d'harmoniques u_h de rang h suivants : Tension fondamentale U_1 , tensions harmoniques : $u_5 = 8\%$ de U_1 , $u_7 = 5\%$, $u_{11} = 3\%$, $u_{13} = 1\%$, ce qui représente un THDu de 10 %. L'intensité du courant est multipliée par 1,19. Les pertes Joule sont multipliées par $1,19^2 = 1,4$.

4.3 Surcharge des matériels

Alternateurs

Les alternateurs alimentant des charges non-linéaires doivent être déclassés en raison des pertes supplémentaires créées par les courants harmoniques. Ce déclassement est de l'ordre de 10 % pour un alternateur alimentant 30 % de charges non-linéaires, d'où la nécessité de surdimensionner l'appareil.

Onduleurs

Le courant absorbé par du matériel informatique présente un facteur de crête élevé, aussi un onduleur dimensionné sur la seule valeur de courant efficace risque de ne pas pouvoir fournir la crête de courant nécessaire et de se trouver en surcharge.

4 Les principaux effets des harmoniques dans les installations

Transformateurs

■ La courbe suivante (voir Fig. M9) donne le déclassement typique à appliquer à un transformateur alimentant des charges électroniques.

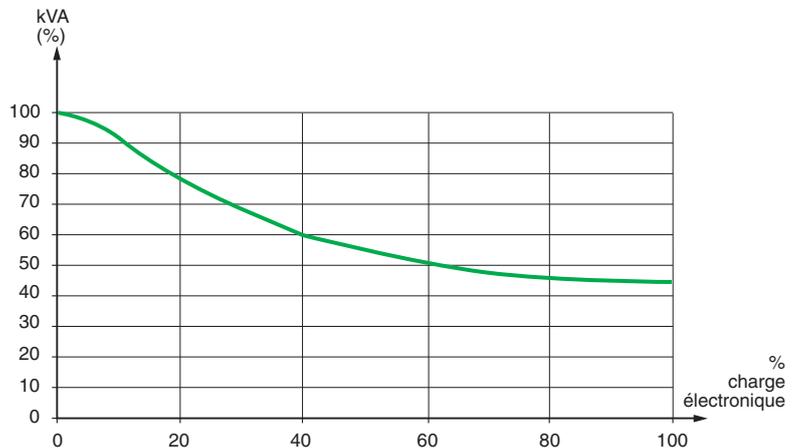


Fig. M9 : Taux de déclassement à appliquer à un transformateur alimentant des charges électroniques

Exemple

Si le transformateur alimente 40 % de charges électroniques, le déclassement vaut 40 %.

■ Le guide UTE C15-112 fournit un facteur de déclassement des transformateurs fonction des courants harmoniques :

$$k = \frac{1}{\sqrt{1 + 0.1 \left(\sum_{h=2}^{40} h^{1.6} T_h^2 \right)}}$$

$$T_h = \frac{I_h}{I_1}$$

Valeurs typiques :

- Courant de forme rectangulaire (spectre en $1/h$ ⁽¹⁾) : $k = 0,86$
- Courant type convertisseur de fréquence (THD $\approx 50\%$) : $k = 0,80$

Machines asynchrones

La norme CEI 60892 définit un taux d'harmoniques pondéré (Harmonic Voltage Factor) dont l'expression et la valeur maximale sont données ci-dessous :

$$HVF = \sqrt{\sum_{h=2}^{13} \frac{U_h}{h^2}} \leq 0.02$$

Exemple

Une tension d'alimentation a une tension fondamentale U_1 et des tensions harmoniques $u_3 = 2\%$ de U_1 , $u_5 = 3\%$, $u_7 = 1\%$. Le THDu vaut $3,7\%$, et $HVF = 0,018$. Le taux d'harmoniques pondéré est très proche de la valeur limite au-delà de laquelle la machine doit être déclassée. Pratiquement, ne pas dépasser un THDu de 10% pour l'alimentation de la machine.

Condensateurs

Le courant efficace circulant dans les condensateurs ne doit pas excéder, selon la norme CEI 60831-1, 1,3 fois leur courant nominal.

En reprenant l'exemple cité plus haut : Tension fondamentale U_1 , tensions

harmoniques $u_5 = 8\%$ de U_1 , $u_7 = 5\%$, $u_{11} = 3\%$, $u_{13} = 1\%$, soit un THDu de

10% , conduit à $\frac{I_{eff}}{I_1} = 1,19$, à tension nominale. Pour une valeur de tension égale

à 1,1 fois la tension nominale, la limite de $\frac{I_{eff}}{I_1} = 1,3$ est atteinte, il faut donc revoir

le dimensionnement des condensateurs.

(1) En réalité, c'est le cas pour tout redresseur de courant (redresseur triphasé, four à induction, ...).

Conducteurs de neutre

Soit le système constitué d'une source triphasée équilibrée et de 3 charges monophasées identiques connectées entre phases et neutre (voir **Fig. M10**), la **Figure M11** montre un exemple des courants parcourant les trois phases et du courant résultant dans le conducteur de neutre.

Dans cet exemple, le courant dans le conducteur neutre a une valeur efficace de $\sqrt{3}$ fois supérieure à celle du courant dans une phase. Le conducteur de neutre doit donc être renforcé en conséquence.

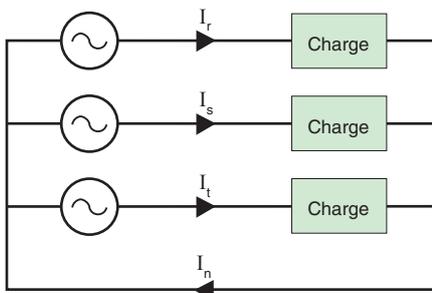


Fig. M10 : Principe de circulation des courants dans les différents conducteurs reliés à une source triphasée

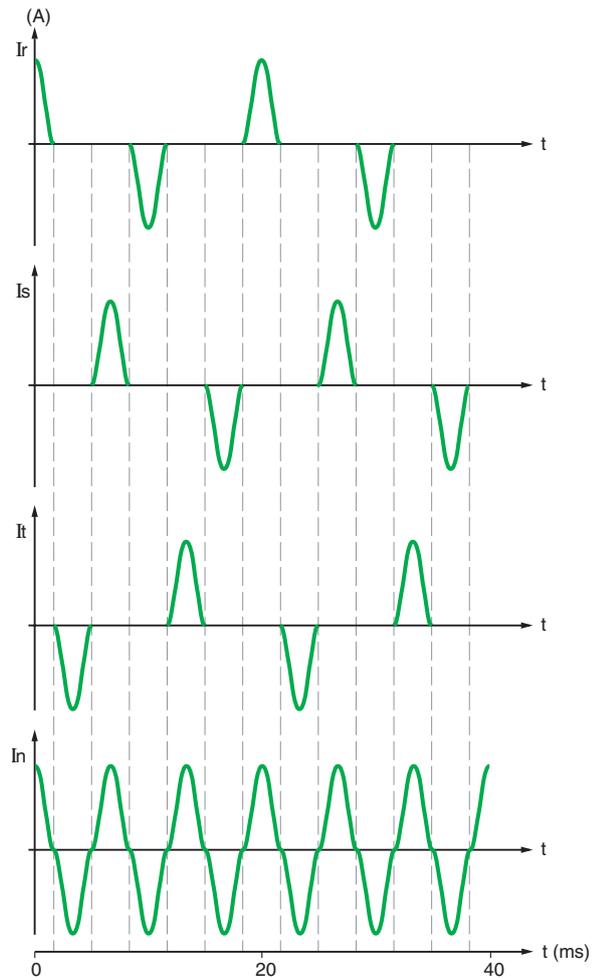


Fig. M11 : Exemple de valeurs de courants circulant dans les différents conducteurs reliés à une charge triphasée : ($I_n = I_r + I_s + I_t$)

4.4 Perturbations des charges sensibles

Effet de la déformation de la tension d'alimentation

La déformation de la tension d'alimentation peut perturber le fonctionnement d'appareils sensibles :

- dispositifs de régulation (température),
- matériel informatique,
- dispositifs de contrôle-commande (relais de protection).

Dégradation des signaux téléphoniques

Les harmoniques induisent des perturbations dans les circuits à courants faibles, dont le niveau est fonction de la longueur du cheminement en parallèle des câbles de puissance et de signal, de la distance entre les circuits et de la fréquence des harmoniques.

5 Les indicateurs essentiels de la distorsion harmonique et les principes de mesure

Des indicateurs permettent de quantifier et d'évaluer la distorsion harmonique des ondes de tension et de courant :

- le facteur de puissance,
- le facteur de crête,
- la puissance de distorsion,
- le spectre en fréquence,
- le taux de distorsion harmonique.

Ces indicateurs sont l'outil indispensable à la détermination des actions correctrices éventuelles.

5.1 Facteur de puissance

Définition

Le facteur de puissance F_p est égal au rapport entre la puissance active P et la puissance apparente S .

$$F_p = \frac{P}{S}$$

Pour les électriciens, il est souvent confondu avec :

$$\cos \varphi = \frac{P_1}{S_1}$$

P_1 = puissance active du fondamental.

S_1 = puissance apparente du fondamental.

Le $\cos \varphi$ se rapporte uniquement à la fréquence fondamentale et, en présence d'harmoniques, est donc différent du facteur de puissance F_p .

Interprétation de la valeur du facteur de puissance

Une première indication de présence significative d'harmoniques peut être un facteur de puissance F_p mesuré différent du $\cos \varphi$ (le facteur de puissance sera inférieur au $\cos \varphi$).

5.2 Facteur de crête

Définition

C'est le rapport entre la valeur de crête du courant ou de la tension (I_m ou U_m) et sa valeur efficace.

- Pour un signal sinusoïdal, ce facteur est donc égal à $\sqrt{2}$.
- Pour un signal non sinusoïdal, il peut être soit inférieur, soit supérieur à $\sqrt{2}$.

Ce facteur indique la présence de valeurs de crête exceptionnelles par rapport à la valeur efficace.

Interprétation de la valeur du facteur de crête

Le facteur de crête typique des courants absorbés par les charges non-linéaires est très supérieur à $\sqrt{2}$. Il peut prendre des valeurs égales à 1,5 ou 2, allant jusqu'à 5 dans les cas critiques. Un facteur de crête très élevé signifie des surintensités ponctuelles importantes. Ces surintensités, détectées par les dispositifs de protection, peuvent être à l'origine de déclenchements intempestifs.

5.3 Puissances et harmoniques

Puissance active

La puissance active P dans un circuit où circulent des harmoniques est la somme des puissances actives dues aux tensions et courants du fondamental et de chaque harmonique.

Puissance apparente

La puissance apparente S dans un circuit monophasé est le produit des valeurs efficaces de tension et de courant, soit $S = U \cdot I$

Puissance réactive

La puissance réactive n'est définie que pour le fondamental, soit

$$Q = U_1 \times I_1 \times \sin\phi_1$$

Puissance de distorsion

En présence d'harmoniques, la puissance de distorsion D est définie par l'équation : $D = (S^2 - P^2 - Q^2)^{1/2}$

5.4 Spectre en fréquence et taux d'harmonique

Principe

Chaque type d'appareil pollueur possède sa propre empreinte de courants harmoniques (amplitudes et déphasages).

Ces valeurs, notamment l'amplitude pour chaque rang d'harmonique, sont essentielles pour l'analyse.

Taux individuel d'harmonique (ou taux d'harmonique de rang h)

On définit le taux individuel d'harmonique comme le pourcentage d'harmonique de rang h ramené au fondamental :

$$u_h (\%) = 100 \frac{U_h}{U_1}$$

ou

$$i_h (\%) = 100 \frac{I_h}{I_1}$$

Spectre en fréquence

L'histogramme représentant l'amplitude de chaque rang d'harmonique vis-à-vis de sa fréquence, est appelé analyse spectrale.

La **Figure M12** donne l'exemple de l'analyse spectrale d'un signal rectangulaire.

Valeur efficace

La valeur efficace de la tension et du courant peut se calculer en fonction de la valeur efficace des différents rangs d'harmoniques :

$$I_{eff} = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} I_h^2}$$

et

$$U_{eff} = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} U_h^2}$$

5.5 Taux de distorsion harmonique (THD)

Le terme THD correspond à Total Harmonic Distortion (taux de distorsion harmonique global). Le taux de distorsion harmonique est une notion très utilisée pour définir l'importance du contenu harmonique d'un signal alternatif.

Définition du THD

Pour un signal y, le taux de distorsion harmonique THD est défini par la formule :

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} y_h^2}}{y_1}$$

Cette notion suit la définition de la norme CEI 61000-2-2.

Noter que sa valeur peut dépasser 1.

Selon la norme h peut être généralement limité à 50. Cette grandeur permet d'évaluer à l'aide d'un nombre unique la déformation d'une tension ou d'un courant circulant en un point du réseau.

Le taux de distorsion harmonique est habituellement exprimé en pourcentage.

M12

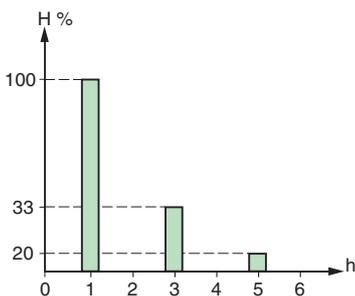
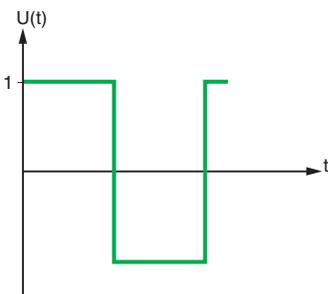


Fig. M12 : Analyse spectrale d'un signal rectangulaire, pour la tension U (t)

5 Les indicateurs essentiels de la distorsion harmonique et les principes de mesure

THD en courant ou en tension

Lorsqu'il s'agit d'harmoniques de courant, l'expression devient :

$$THD_i = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1}$$

Cette formule est équivalente à la formule suivante, plus directe et plus facile à utiliser lorsque l'on connaît la valeur efficace totale :

$$THD_i = \sqrt{\left(\frac{I_{eff}}{I_1}\right)^2 - 1}$$

Lorsqu'il s'agit d'harmoniques en tension, l'expression devient :

$$THD_u = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} U_h^2}}{U_1}$$

Relation entre facteur de puissance et THD (voir Fig. M13)

Quand la tension est sinusoïdale ou pratiquement sinusoïdale, la puissance P a pour valeur :

$$P \approx P_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \cos\varphi_1$$

$$\text{d'où : } PF = \frac{P}{S} \approx \frac{U_1 \cdot I_1 \cdot \cos\varphi_1}{U_1 \cdot I_{rms}}$$

$$\frac{I_1}{I_{rms}} = \frac{1}{\sqrt{1+THD_i^2}}$$

$$PF \approx \frac{\cos\varphi_1}{\sqrt{1+THD_i^2}}$$

La figure M13 montre la variation de $\frac{PF}{\cos\varphi}$ fonction de THDi.

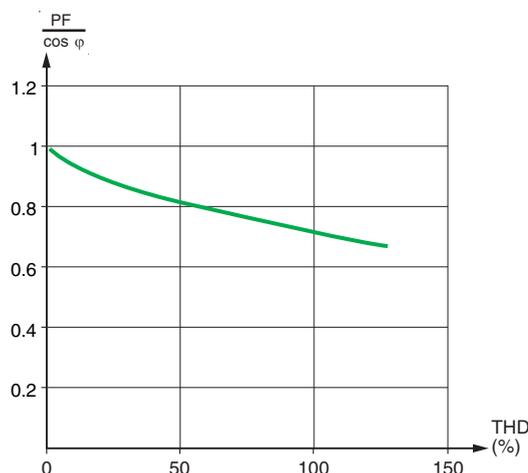


Fig. M13 : Variation de $\frac{PF}{\cos\varphi}$ selon THDi avec THDu = 0

5.6 Intérêt de chacun des indicateurs

Le THDu caractérise la déformation de l'onde de tension.

Valeurs du THDu mesurées et phénomènes observés dans une installation :

- inférieure à 5 % : normale, aucun dysfonctionnement n'est à craindre,
- de 5 à 8 % : pollution harmonique significative, quelques dysfonctionnements sont possibles,
- supérieure à 8 % : pollution harmonique importante, des dysfonctionnements sont probables. Une analyse approfondie et la mise en place de dispositifs d'atténuation sont nécessaires.

Le THDi caractérise la déformation de l'onde de courant.

La recherche du pollueur s'effectue en mesurant le THDi sur l'arrivée et sur chacun des départs des différents circuits, afin de s'orienter vers le perturbateur.

Valeurs du THDi mesurées et phénomènes observés dans une installation :

- inférieure à 10 % : normale, aucun dysfonctionnement n'est à craindre,
- de 10 à 50 % : pollution harmonique significative, il y a risque d'échauffements, ce qui implique le surdimensionnement des câbles et des sources,
- supérieure à 50 % : pollution harmonique importante, des dysfonctionnements sont probables. Une analyse approfondie et la mise en place de dispositifs d'atténuation sont nécessaires.

Le facteur de puissance Fp permet d'évaluer le surdimensionnement à appliquer à l'alimentation d'une installation.

Le facteur de crête est utilisé pour caractériser l'aptitude d'un générateur (onduleur ou alternateur) à fournir des courants instantanés de valeur élevée.

Par exemple, le matériel informatique absorbe un courant très déformé dont le facteur de crête peut atteindre 3 à 5.

Le spectre (décomposition en fréquence du signal) donne une autre représentation des signaux électriques, et permet d'évaluer leur déformation.

M13

6.1 Quels appareils pour mesurer ces indicateurs ?

Le choix d'un appareil

Méthodes classiques d'observation et de mesure :

- Observation au moyen d'un oscilloscope.

Une première indication de la déformation du signal peut être obtenue en visualisant le courant ou la tension sur un oscilloscope.

La forme de l'onde, si elle diffère de celle d'une sinusoïde, met en évidence la présence d'harmoniques. Les pics de tension ou de courant peuvent être ainsi visualisés.

Il faut noter que cette approche ne permet pas une quantification précise des composantes harmoniques.

- Les analyseurs de spectre analogiques.

Ils sont constitués de filtres passe-bande associés à un voltmètre à valeur efficace. Ils ont des performances moyennes, et ne donnent pas d'information de déphasage.

Seuls les analyseurs numériques récents permettent de déterminer de façon suffisamment précise la valeur de l'ensemble de ces indicateurs.

Fonctions assurées par les analyseurs numériques

Les microprocesseurs équipant les analyseurs numériques :

- calculent les valeurs des indicateurs du niveau d'harmoniques (facteur de puissance, facteur de crête, puissance de distorsion, THD),
- réalisent diverses fonctions complémentaires (corrections, détections statistiques, gestion des mesures, visualisation, communication...),
- peuvent, s'ils sont multicanaux, fournir quasiment en temps réel les décompositions spectrales simultanées de tensions et de courants.

Principe des analyseurs, mode de traitement des données

Les signaux analogiques sont convertis en une suite de valeurs numériques.

Un algorithme utilisant la Transformée de Fourier Rapide (FFT) calcule à partir de ces valeurs les amplitudes et les phases des harmoniques pour un grand nombre de fenêtres temporelles d'observation.

La plupart des analyseurs numériques mesurent les harmoniques jusqu'aux rangs 20 ou 25 pour le calcul du THD.

Le traitement des valeurs successives calculées par la FFT (lissage, classification, statistiques) peut être effectué par l'appareil de mesure ou réalisé par un logiciel externe.

6.2 Procédures pour l'analyse harmonique du réseau

Cette prise de mesure s'effectue sur le site industriel ou tertiaire :

- à titre préventif pour faire l'estimation globale de l'état du réseau (cartographie du réseau) ;
- à titre curatif :
 - pour diagnostiquer un problème de perturbation, et envisager des solutions pour le supprimer,
 - pour vérifier la conformité d'une solution (suivi d'une modification de réseau pour vérifier la diminution des harmoniques).

Mode opératoire

L'étude des tensions et des courants doit se faire aux niveaux :

- de la source d'alimentation,
- du jeu de barres du tableau de distribution principal (ou du jeu de barres HTA),
- de chacun des départs du tableau de distribution principal (ou du jeu de barres HTA).

Lors des mesures, il faut connaître les conditions précises de l'installation, en particulier l'état des batteries de condensateurs (en service/hors service, nombre de gradins déclenchés).

Résultats de l'analyse

Les résultats de l'analyse permettent d'effectuer la comparaison des valeurs mesurées aux valeurs de référence des distributeurs d'énergie : valeurs limites de taux d'harmoniques, valeurs acceptables, ...

Ils permettront d'envisager :

- soit le déclassement du matériel à installer,
- soit la quantification des protections et filtrages contre les harmoniques à positionner sur le réseau.

Utilisation de l'appareil de mesure

Les appareils servent à montrer à la fois les effets instantanés et les effets à long terme des harmoniques. Des valeurs intégrées sur des durées allant de quelques secondes à quelques minutes, pour des périodes d'observation de quelques jours sont nécessaires.

Les grandeurs à restituer sont :

- les amplitudes des tensions et courants harmoniques,
- le taux d'harmonique pour chaque rang des courants et des tensions,
- le taux de distorsion harmonique du courant et de la tension,
- éventuellement la valeur du déphasage entre tension et courant harmoniques de même rang, et la phase des harmoniques par rapport à une référence commune (la tension fondamentale par exemple).

6.3 Anticiper la lutte contre les harmoniques

Les indicateurs du niveau d'harmonique peuvent être mesurés :

- soit par des appareils installés à demeure sur le réseau,
- soit par un expert intervenant au moins une demi-journée sur le site (pour une vision ponctuelle).

Privilégier les appareils de mesure installés à demeure sur le réseau

Pour plusieurs raisons, l'installation à demeure d'appareils de mesure sur le réseau reste à privilégier.

- Une intervention d'expert reste ponctuelle, alors que des mesures en différents points de l'installation et sur une période déterminée suffisamment longue (1 semaine à un mois) donnent une vision globale du fonctionnement de l'installation, et prennent en compte tous les cas de figure qui peuvent se présenter suite :
 - à la fluctuation de la source d'alimentation,
 - aux variations de fonctionnement de l'installation,
 - aux nouveaux équipements ajoutés à l'installation.
- Les appareils de mesure installés sur le réseau préparent et facilitent le diagnostic des experts, réduisant ainsi la durée et le nombre de leurs interventions.
- Les appareils de mesure en place détectent les nouvelles perturbations dues à l'installation de nouveaux équipements, à de nouveaux modes de fonctionnement, ou à des fluctuations du réseau d'alimentation.

Tirer profit d'appareils de mesure ou de détection intégrés

Les appareils de détection ou mesure intégrés aux équipements de distribution électrique sont aussi utiles pour une analyse préventive que pour une analyse curative.

- Dans le cas de l'estimation globale du réseau de distribution (analyse préventive), ils évitent :
 - la location de matériel de mesure,
 - des interventions d'experts,
 - les connexions et déconnexions des matériels de mesure.

Pour l'estimation globale du réseau, l'estimation faite au niveau des tableaux généraux de distribution (TGBT) peut typiquement être réalisée par l'appareil d'arrivée et/ou les appareils de mesure intégrés à chaque départ.

- Dans le cas de l'analyse curative les appareils permettent :
 - de retrouver les conditions de fonctionnements qu'il y avait au moment de l'incident,
 - une cartographie du réseau, et la relativisation de la solution mise en place.

Le diagnostic sera complété par l'utilisation de matériels adaptés au problème évalué.

PowerLogic, avec les centrales de mesure Power Meter et Circuit Monitor et les unités de contrôle Micrologic, offre une gamme complète de dispositifs pour la détection de la distorsion harmonique.

Effectuer des mesures est la première étape pour maîtriser la pollution harmonique. En fonction de chaque installation, différents types de matériels Schneider Electric apportent une solution.

Power monitoring

Power Meter et Circuit Monitor de PowerLogic System

Ces appareils sont des outils performants d'expertise des réseaux moyenne et basse tension. Ce sont des centrales de mesure numériques dédiées à la mesure de la qualité de l'énergie.

PowerLogic system comprend, entre autres, les centrales de mesure Power Meter (PM) et Circuit Monitor (CM). Cette offre, très modulaire, couvre des besoins les plus simples avec les PM jusqu'aux besoins les plus complexes avec les CM. Ces appareils seront utilisés dans les installations neuves ou existantes où le niveau de qualité de l'énergie électrique doit être important. Ils pourront être exploités en local ou à distance.

Les centrales PM permettent, suivant leur position dans le réseau une première estimation de la qualité de l'énergie. Leurs principales mesures Power Meter sont :

- mesure du THD en courant et tension,
- mesure du facteur de puissance.

Ces mesures sont associées suivant les produits à des possibilités d'horodatage et d'alarmes.

Les centrales CM (voir Fig. M14) permettent l'analyse détaillée de la qualité de l'énergie et l'analyse des perturbations du réseau. Leurs fonctions principales sont :

- mesure de plus de 100 paramètres électriques,
- mémorisation et datation des valeurs minimales et maximales de chaque paramètre électrique,
- fonctions d'alarmes sur paramètres électriques,
- consignation des données d'événements,
- enregistrement des perturbations sur courants et tensions,
- analyse des harmoniques,
- enregistrement des formes d'onde (oscilloperturbographie).

Micrologic : une centrale de mesure intégrée au disjoncteur

Pour les nouvelles installations, l'unité de contrôle Micrologic H, intégrée au disjoncteur de puissance Masterpact, NW et NT, est particulièrement intéressante dans le cas d'une mesure en tête d'installation ou sur de gros départs (voir Fig. M15). Elle permet une analyse fine de la qualité de l'énergie et un diagnostic détaillé des événements sur un écran de tableau ou sur un superviseur.

L'unité de contrôle Micrologic H permet :

- la mesure des courants, tensions, puissance active et réactive,
- la mesure du THD et THF en courant et tension,
- l'affichage des composantes harmoniques en amplitude et en phase jusqu'au rang 51 en courant et tension,
- l'enregistrement des formes d'onde (oscilloperturbographie).

Les fonctions proposées par le Micrologic H sont équivalentes de celles proposées par les Circuit Monitor.

Le disjoncteur Compact NSX équipé d'une unité de contrôle Micrologic E permet aussi cette analyse. Un afficheur déporté FDM 121 (voir Fig. M15) peut lui être associé pour disposer d'un contrôle en face avant des tableaux.

L'exploitation des centrales de mesure

Exploitation et analyse à distance : logiciel d'exploitation et d'analyse

Dans le cadre plus global d'un réseau à surveiller, une offre donne la possibilité de relier ces différents matériels par un réseau de communication, autorisant ainsi de centraliser les informations, et d'avoir une vision globale des perturbations sur l'ensemble d'un réseau.

Suivant l'application, il est possible d'effectuer des mesures en temps réel, moyenner, enregistrer la forme des ondes, prévoir le déclenchement d'alarmes... Les centrales de mesure communiquent soit sur Modbus, Bus Digipact ou réseau Ethernet pour transmettre toutes les données accessibles.

Ce dispositif vise essentiellement à supporter l'identification et la planification des tâches de maintenance. Il sera avantagement mis à profit pour réduire le temps d'intervention et le coût d'installation des matériels ponctuels dans le cas de mesures sur site ou pour le dimensionnement de matériels (filtres).

SMS

SMS est un logiciel très complet d'analyse de réseau associé aux produits PowerLogic System. Installé sur un PC standard, il permet :

- l'affichage des mesures en instantané,
- l'affichage des historiques, sur une période déterminée,
- la sélection du mode de représentation des données (tableaux, courbes de différents types),
- le traitement statistique des données (visualisation d'histogrammes).



Fig. M14 : Centrale de mesure Circuit Monitor



Fig. M15 : Unité de contrôle et de mesure Micrologic H et afficheur FDM 121.

M16

8 Les solutions pour atténuer les harmoniques

Les solutions possibles pour atténuer les effets des harmoniques sont de trois natures différentes :

- adaptations de l'installation,
- utilisation de dispositifs particuliers dans l'alimentation,
- filtrage.

8.1 Solutions de base

Pour limiter la propagation des harmoniques dans le réseau, des dispositions peuvent être prises et sont à observer en particulier dans le cas d'une nouvelle installation.

Positionner les charges polluantes en amont du réseau

La perturbation harmonique globale croît lorsque la puissance de court-circuit diminue. En dehors de toute considération économique, il est donc préférable de connecter les charges polluantes le plus en amont possible (voir **Fig. M16**).

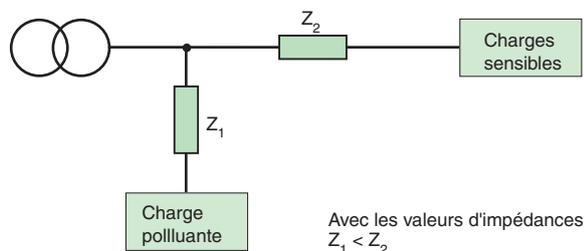


Fig. M16 : Alimentation le plus en amont possible des charges non-linéaires (schéma conseillé)

Regrouper les charges polluantes

Pour établir un schéma unifilaire, il convient de séparer les équipements perturbateurs des autres (voir **Fig. M17**) : en pratique, alimenter les charges polluantes et non polluantes par des jeux de barres différents.

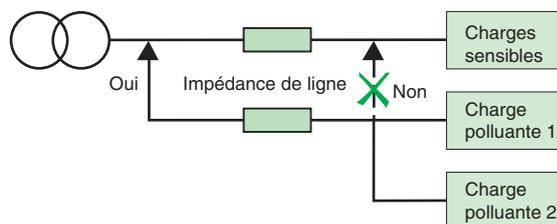


Fig. M17 : Regroupement des charges non-linéaires et alimentation le plus en amont possible (schéma conseillé)

Séparer les sources

Dans la lutte contre les harmoniques, une amélioration supplémentaire est obtenue en réalisant une alimentation par transformateur séparé, selon le schéma de principe suivant (voir **Fig. M18** page suivante).

L'inconvénient de cette solution est l'augmentation du coût de l'installation.

M17

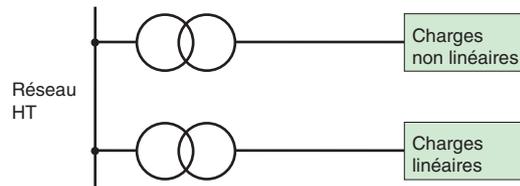


Fig. M18 : Alimentation des charges polluantes par transformateur séparé

Utiliser des transformateurs à couplages particuliers

L'effet de couplage de transformateurs permet la suppression de certains rangs d'harmoniques. En fonction des types de couplages différents rangs d'harmoniques sont arrêtés :

- un couplage Dyd arrête les harmoniques de rangs 5 et 7 (voir Fig. M19),
- un couplage Dy arrête les harmoniques de rang 3,
- un couplage DZ 5 arrête les harmoniques de rang 5.

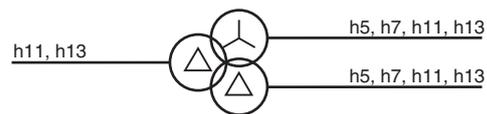


Fig. M19 : L'utilisation d'un transformateur Dyd stoppe la propagation des harmoniques de rangs 5 et 7 vers l'amont du réseau.

Placer des inductances dans l'installation

Dans le cas d'alimentation de variateurs de vitesse, il est possible de lisser le courant en mettant en place des inductances de ligne. Et l'augmentation de l'impédance du circuit d'alimentation limite le courant harmonique.

La mise en place de selfs anti-harmoniques sur les batteries de condensateurs augmente l'impédance de l'ensemble self et condensateur pour les harmoniques de rangs élevés. Cela évite le phénomène de résonance et protège les condensateurs.

Choisir un schéma de liaison à la terre adapté

Cas du régime TNC

Dans le cas du régime de neutre TNC, un seul conducteur (PEN) assure la protection en cas de défaut (terre) et assure le transit des courants de déséquilibre.

En régime permanent, les courants harmoniques transitent dans le PEN. Or, celui-ci a une certaine impédance, ce qui implique de petites différences de potentiel (de l'ordre de quelques volts) entre appareils, et peut entraîner le dysfonctionnement des équipements électroniques.

Le régime de neutre TNC doit donc être réservé à l'alimentation des circuits de puissance, en tête d'installation, et est à proscrire dans le cas de l'alimentation de charges sensibles.

Cas du régime TNS

Il est conseillé dans le cas de présence d'harmoniques. En effet, le conducteur de neutre et le conducteur de protection PE étant complètement séparés, le potentiel du réseau est beaucoup mieux fixé.

8.2 Filtrage des harmoniques

Dans le cas où les actions préventives ci-dessus sont insuffisantes, il est nécessaire d'équiper l'installation polluée de dispositif de filtrage.

Il existe trois types de filtres :

- le filtre passif,
- le filtre actif,
- le filtre hybride.

8 Les solutions pour atténuer les harmoniques

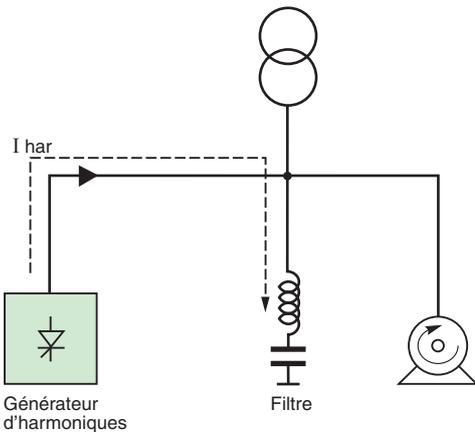


Fig. M20 : Principe d'utilisation d'un filtre passif

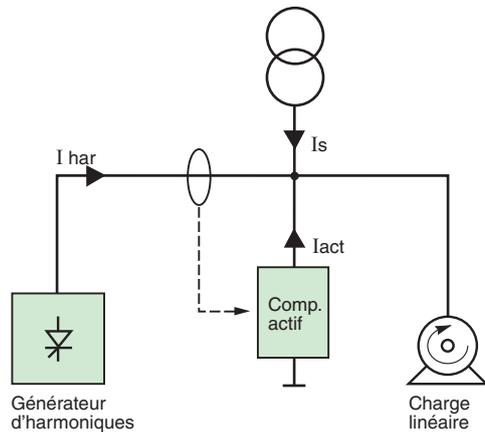


Fig. M21 : Principe d'utilisation d'un filtre actif

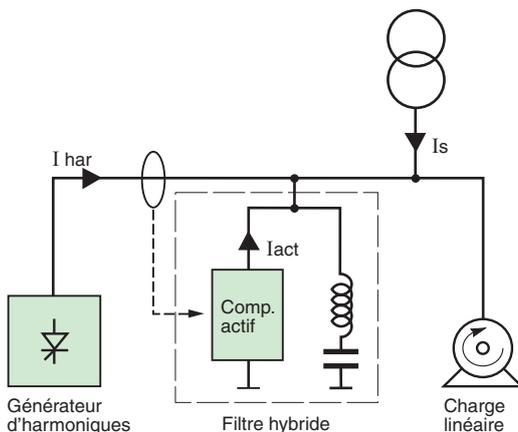


Fig. M22 : Principe d'utilisation d'un filtre hybride

Filtre passif

Applications typiques

- Installations industrielles avec un ensemble de générateurs d'harmoniques de puissance totale supérieure à 200 kVA environ (variateurs de vitesse, alimentations sans interruptions, redresseurs...).
- Installation présentant un besoin de compensation d'énergie réactive.
- Nécessité de réduction du taux de distorsion en tension pour éviter la perturbation de récepteurs sensibles.
- Nécessité de réduction du taux de distorsion en courant pour éviter les surcharges.

Principe de fonctionnement

Un circuit LC accordé sur chaque fréquence d'harmonique à filtrer, est placé en parallèle sur le générateur d'harmoniques (voir Fig. M20). Ce circuit de dérivation absorbe les harmoniques et évite que ceux-ci ne circulent dans l'alimentation. En général, le filtre passif est accordé sur un rang d'harmonique proche de l'harmonique à éliminer. Plusieurs branches de filtres en parallèle peuvent être utilisées lorsque l'on souhaite une réduction forte du taux de distorsion sur plusieurs rangs.

Filtre actif (ou compensateur actif)

Applications typiques

- Installations tertiaires avec générateurs d'harmoniques de puissance totale inférieure à 200 kVA (variateurs de vitesse, alimentations sans interruptions, bureautique...).
- Nécessité de réduction du taux de distorsion en courant pour éviter les surcharges.

Principe de fonctionnement

Ce sont des systèmes électroniques de puissance installés en série ou en parallèle avec la charge non-linéaire, visant à compenser soit les tensions harmoniques, soit les courants harmoniques générés par la charge.

La Figure M21 donne un exemple de filtre actif parallèle compensant le courant harmonique ($I_{har} = -I_{act}$).

Le filtre actif réinjecte en opposition de phase les harmoniques présents sur l'alimentation de la charge, de telle sorte que le courant de ligne I_s soit sinusoïdal.

Filtre hybride

Applications typiques

- Installations industrielles avec un ensemble de générateurs d'harmoniques de puissance totale supérieure à 200 kVA environ (variateurs de vitesse, alimentations sans interruptions, redresseurs...).
- Installation présentant un besoin de compensation d'énergie réactive.
- Nécessité de réduction du taux de distorsion en tension pour éviter la perturbation de récepteurs sensibles.
- Nécessité de réduction du taux de distorsion en courant pour éviter les surcharges.
- Recherche de conformité à des limites strictes d'émission harmonique.

Principe de fonctionnement

Les deux types de dispositifs précédents peuvent être associés au sein d'un même équipement et constituer un filtre hybride (voir Fig. M22). Cette nouvelle solution de filtrage permet de cumuler les avantages des solutions existantes et de couvrir un large domaine de puissance et de performances.

Critères de choix

Le filtre passif permet à la fois la compensation d'énergie réactive et une grande capacité de filtrage en courant.

Le filtre passif réduit aussi les tensions harmoniques des installations dont la tension d'alimentation est polluée. Si la puissance réactive fournie est importante, il est conseillé de mettre hors tension le filtre passif pendant les période de faible charge. L'étude de raccordement d'un filtre doit tenir compte de la présence éventuelle d'une batterie de compensation et peut conduire à sa suppression.

Le compensateur actif permet le filtrage des harmoniques sur une large bande de fréquence. Il s'adapte à n'importe quelle charge. Cependant, sa puissance harmonique est limitée.

Le filtre hybride réunit l'ensemble des performances des filtres passifs et actifs.

Une offre de service complète peut être proposée pour le traitement des harmoniques :

- une expertise d'analyse,
- des dispositifs de mesure et surveillance,
- des dispositifs de filtrage.

8.3 L'expertise

Le choix de la solution la plus appropriée, tant du point de vue technique qu'économique, est le résultat d'une étude approfondie.

Le diagnostic MT et BT

Le recours à un expert permet de disposer d'une garantie d'efficacité de la solution proposée (exemple : garantie d'un THDu maximum).

Ce diagnostic harmonique est réalisé par un ingénieur spécialiste dans le domaine des perturbations des réseaux électriques équipé de moyens d'analyses, d'équipements de simulations et de logiciels.

Les étapes du diagnostic sont :

- La mesure des perturbations en courant et en tension simple et composée aux niveaux des récepteurs pollueurs, des départs perturbés et des sources d'alimentation.
- Une modélisation des phénomènes réalisée avec un logiciel permettant une explication précise de leurs causes et une détermination optimisée des solutions possibles.
- Un rapport de diagnostic complet mettant en évidence :
 - les niveaux de perturbations actuels,
 - les niveaux de perturbation maximum admis (CEI 61000, CEI 34...).
- Une garantie de performance sur les solutions présentées.
- Puis la mise en œuvre, au moyen de matériels adaptés.

La prestation est certifiée ISO 9002.

8.4 Les produits spécifiques

Filtres passifs

Ils sont constitués de bobines et de condensateurs configurés en circuits résonants accordés sur la fréquence d'un rang d'harmonique à éliminer.

Un équipement peut comprendre plusieurs ensembles afin d'éliminer plusieurs rangs d'harmoniques.

Adaptés à la tension triphasée de 400 V, leur puissance atteint :

- 265 kvar/470 A pour le filtre rang 5
- 145 kvar/225 A pour le filtre rang 7
- 105 kvar/145 A pour le filtre rang 11

Les filtres passifs peuvent être réalisés pour tout niveau de tension et de courant.

Filtres actifs

■ Filtres actifs SineWave

- adaptés à la tension triphasée de 400 V, leur capacité de compensation est de 20 à 120 A par phase,
- les courants harmoniques traités ont les rangs 2 à 25. La compensation est globale ou rang par rang,
- taux d'atténuation : (THDi charge/THDi réseau) supérieur à 10 à capacité harmonique nominale du compensateur),
- fonctions : compensation du facteur de déphasage, compensation des harmoniques homopolaires, système de diagnostic et de maintenance, mise en parallèle possible, commande à distance, interface de communication Modbus/RS485.

■ Filtres actifs Accusine

- adaptés aux tensions triphasées de 400 et 480 V, leur capacité de compensation est de 50 à 300 A par phase,
- les courants harmoniques sont traités jusqu'au rang 50,
- fonctions : compensation du facteur de déphasage, mise en parallèle, réponse instantanée aux variations de charge.

Filtres hybrides

Ces équipements cumulent les avantages en incluant dans la même enveloppe un filtre passif et un compensateur actif SineWave.

Chapitre N

Les alimentations et récepteurs particuliers

Sommaire

1	La protection des circuits alimentés par un alternateur	N2
	1.1 Protection d'un alternateur	N2
	1.2 Protection d'un réseau BT alimenté par un alternateur	N5
	1.3 Les fonctions de contrôle	N6
	1.4 Mise en parallèle de groupes -GE-	N11
2	Les alimentations sans interruption -ASI-	N12
	2.1 Disponibilité et qualité de l'énergie électrique	N12
	2.2 Types d'ASI	N13
	2.3 Batteries	N16
	2.4 Les schémas des liaisons à la terre des installations avec ASI	N18
	2.5 Protection de l'installation	N20
	2.6 Installation, raccordement et choix de la section des câbles	N22
	2.7 Les ASI et leur environnement	N24
	2.8 Equipements complémentaires	N24
3	La protection des transformateurs BT/BT	N26
	3.1 Pointes de courant à l'enclenchement	N26
	3.2 Choix de la protection d'un départ alimentant un transformateur BT/BT	N26
	3.3 Caractéristiques électriques à 50 Hz des transformateurs BT/BT	N27
	3.4 Protection des transformateurs BT/BT par disjoncteurs Schneider Electric	N28
4	Les circuits d'éclairage	N29
	4.1 Les différentes technologies de lampes	N29
	4.2 Caractéristiques électriques des lampes	N31
	4.3 Les contraintes relatives aux appareils d'éclairage et les recommandations	N36
	4.4 Évolutions des appareils de commande et de protection	N44
4.5 Éclairage des lieux publics	N44	
5	Les moteurs asynchrones	N47
	5.1 Les systèmes de contrôle-moteur	N47
	5.2 Fonction de protection moteur	N48
	5.3 La surveillance des moteurs	N51
	5.4 Configuration de démarrage moteur	N52
	5.5 Coordination des protections	N57
	5.6 Configuration de démarrage moteur	N52
	5.7 Appareil de connexion, de commande et de protection	N54
	5.8 Le système iPMCC	N56
5.9 Communication	N58	

Nota :

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

1 La protection des circuits alimentés par un alternateur

L'architecture et le plan de protection d'une distribution BT en aval d'un groupe sont à définir spécifiquement en prenant en compte :

- les caractéristiques de l'alternateur,
- les charges prioritaires et/ou de sécurité.

La plupart des installations électriques comportent des récepteurs dont il faut assurer l'alimentation même en cas de coupure du réseau de distribution publique parce qu'il s'agit :

- soit d'équipements constituant une installation de sécurité (éclairage de sécurité, surpresseurs d'incendie, désenfumage, alarme, signalisation, etc.),
- soit d'équipements prioritaires dont l'arrêt prolongé entraînerait des pertes de production ou la destruction de l'outil de travail.

Un des moyens les plus courants pour maintenir la continuité de l'alimentation en énergie des charges dénommées « prioritaires », dans le cas où la source principale est défaillante, est d'installer un groupe électrogène connecté via un inverseur de source à un tableau regroupant les charges prioritaires (cf. Fig. N1).

Les groupes électrogènes (dénommés aussi GE ou groupe) sont aussi utilisés en distribution électrique HT.

En BT, ils sont employés comme :

- source de Remplacement,
- source de Sécurité,
- parfois source de Production.

Lorsqu'un besoin de qualité d'énergie est indispensable, le groupe est associé à une Alimentation sans Interruption (ASI).

Les règlements de sécurité prescrivent la mise en œuvre de sources de Remplacement ou de Sécurité. Par exemple :

- règlement de sécurité des ERP (Etablissement recevant du public),
- norme NF C 15-211 (Installation dans les locaux à usage médical) au § 12.1. Celles-ci doivent être installées conformément à la NF C 15-100 § 551.

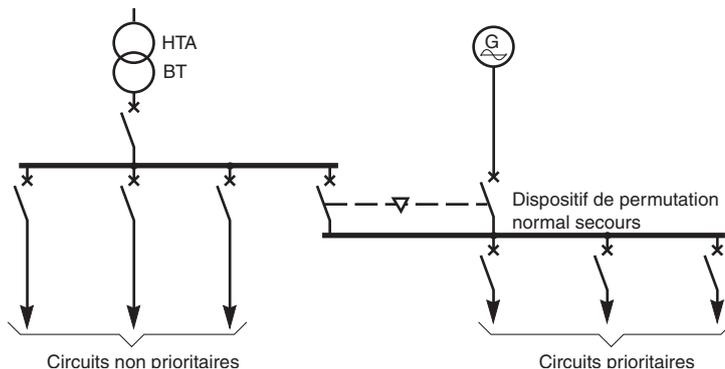


Fig. N1 : Exemple de circuits alimentés par un transformateur ou un alternateur

N2

1.1 Protection d'un alternateur

La Figure N2 ci-dessous montre les paramètres de dimensionnement électrique d'un groupe électrogène :

- Pn : puissance du moteur thermique,
- Un : tension assignée fournie par l'alternateur,
- In : courant assigné fourni par l'alternateur.

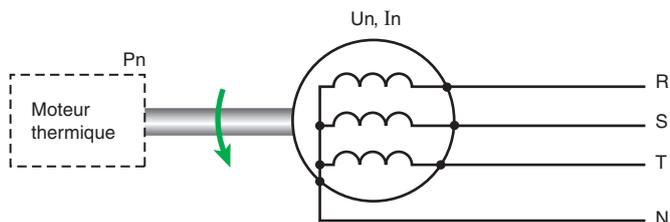


Fig. N2 : Schéma de principe d'un groupe électrogène

1 Protection des circuits alimentés par un alternateur

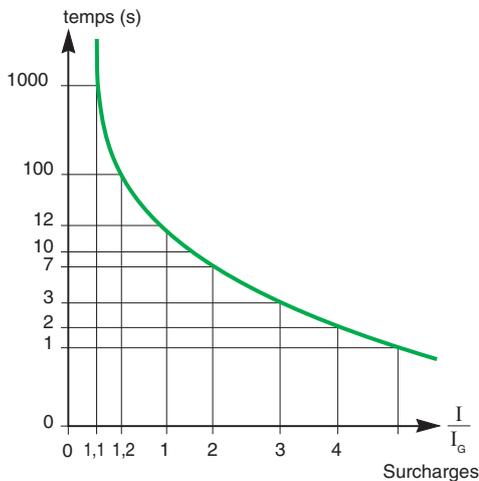


Fig. N3 : Exemple de courbe de surcharge $t = f(I/I_n)$

Protection contre les surcharges

La courbe de protection de l'alternateur doit être analysée (cf. Fig. N3). Les normes ou les besoins des applications peuvent aussi imposer un régime spécifique de surcharge. Par exemple :

I/I_n	t
1,1	> 1 h
1,5	30 s

Les possibilités de réglages des protections surcharge (ou Long retard) doivent suivre au plus près ces impositions.

Note sur les surcharges

■ Pour des raisons économiques, le moteur thermique d'un groupe de Remplacement peut être strictement dimensionné pour sa puissance nominale. S'il y a une surcharge de puissance active, le moteur diesel cale.

Le bilan de puissance active des charges prioritaires doit le prendre en compte.

- Un groupe de Production doit pouvoir supporter des surcharges d'exploitation :
 - surcharge pour une marche uni horaire,
 - surcharge pour une marche 1 h toutes les 12 h (régime unihoraire).

Protection contre les courts-circuits

Établissement du courant de court-circuit

Le courant de court-circuit est la somme :

- d'un courant apériodique,
- d'un courant sinusoïdal amorti.

L'équation du courant de court-circuit montre que celui-ci s'établit suivant trois phases (cf. Fig. N4)

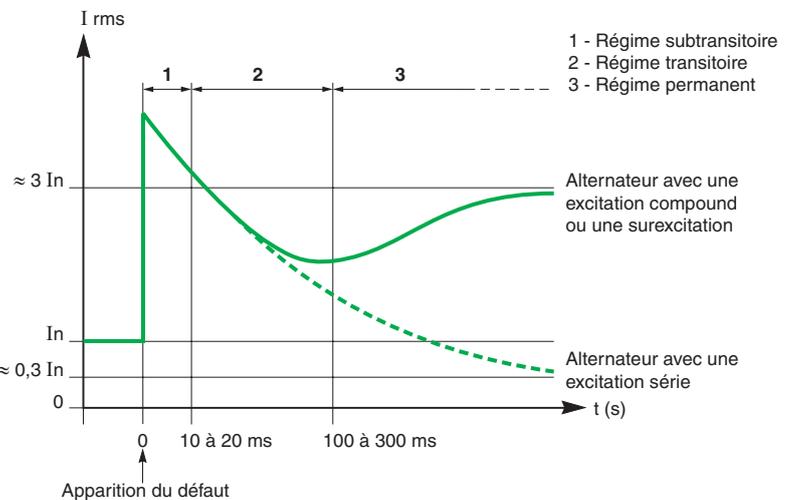


Fig. N4 : Niveau de courant de court-circuit pendant les 3 phases

■ Régime subtransitoire

A l'apparition d'un court-circuit aux bornes d'un alternateur, le courant s'établit d'abord à une valeur relativement élevée de l'ordre de 6 à 12 I_n pendant le premier cycle (0 à 20 milliseconde).

L'amplitude d'un tel courant de court circuit est définie par trois paramètres :

- la réactance subtransitoire de l'alternateur,
- le niveau d'excitation préalable à l'instant du défaut,
- l'impédance du circuit en défaut.

L'impédance de court-circuit de l'alternateur à considérer est la réactance subtransitoire x''_d exprimée en % de U_0 (tension phase neutre) par le constructeur. La valeur typique est de 10 à 15 %.

On en déduit l'impédance de court-circuit subtransitoire de l'alternateur

$$X''_d(\text{ohms}) = \frac{U_n^2 x''_d}{100 S} \quad \text{avec } S = \sqrt{3} U_n \cdot I_n$$

■ Régime transitoire

Le régime transitoire se situe de 100 à 500 ms après l'apparition du défaut. A partir de la valeur du courant de défaut de la période subtransitoire, le courant décroît jusqu'à 1,5 à 2 fois le courant I_n .

L'impédance de court-circuit à considérer pour cette période est la réactance transitoire $x'd$ exprimée en % U_0 par le constructeur. La valeur typique est de 20 à 30 %.

■ Régime permanent

Le régime permanent se situe au-delà de 500 ms. Lorsque le défaut persiste, la tension de sortie du groupe s'effondre, la régulation de l'excitatrice cherche à faire remonter cette tension de sortie. Il en résulte un courant de court-circuit entretenu stabilisé :

□ si l'excitation de l'alternateur n'augmente pas pendant un court-circuit (pas de surexcitation de champ), mais se maintient au niveau précédant le défaut, le courant se stabilise à une valeur qui est donnée par la réactance synchrone X_d de l'alternateur. La valeur typique de x_d est supérieure à 200 %. De ce fait, le courant final sera inférieur au courant pleine charge de l'alternateur, en général de l'ordre de 0,5 I_n

□ si l'alternateur est équipé d'une excitation maximale de champ (forçage du champ) ou d'une excitation compound, la tension de "survoltage" de l'excitation fera augmenter le courant de défaut pendant 10 secondes habituellement à 2 à 3 fois le courant pleine charge de l'alternateur.

Calcul du courant de court-circuit

Les constructeurs précisent en général les valeurs des impédances et les constantes de temps nécessaires à l'analyse du fonctionnement en régime transitoire ou permanent (cf. Fig. N5).

(kVA)	75	200	400	800	1 600	2 500
$x''d$ (subtransitoire)	10,5	10,4	12,9	10,5	18,8	19,1
$x'd$ (transitoire)	21	15,6	19,4	18	33,8	30,2
x_d (permanente)	280	291	358	280	404	292

Fig. N5 : Exemple de valeurs d'impédance (en %) selon des puissances d'alternateurs

Les résistances étant toujours négligeables devant les réactances, l'intensité de court-circuit en période transitoire, est donnée par :

$$I_{cc3} = \frac{U_0}{X'd} \frac{1}{\sqrt{3}} \quad (X'd \text{ en ohm})$$

ou

$$I_{cc3} = \frac{I_n}{X'd} 100 \quad (X'd \text{ en \%})$$

Nota : Ces valeurs sont à rapprocher du courant de court-circuit aux bornes d'un transformateur : ainsi, pour une même puissance, les courants en cas de défaut proche d'un alternateur seront 5 à 6 fois plus faibles que ceux fournis par un transformateur.

Cette différence est encore accentuée par le fait que le groupe électrogène a en général une puissance inférieure à celle du transformateur (cf. Fig. N6).

Lorsque le réseau BT est alimenté par la source 1, Normal de 2000 kVA, le courant de court-circuit est de 42 kA au niveau du jeu de barres du TGBT. Lorsque le réseau BT est alimenté par la source 2, groupe de Remplacement de 500 kVA à réactance transitoire de 30 %, le courant de court-circuit s'établit à 2,5 kA environ soit à une valeur 16 fois plus faible qu'avec la source Normal.

1 Protection des circuits alimentés par un alternateur

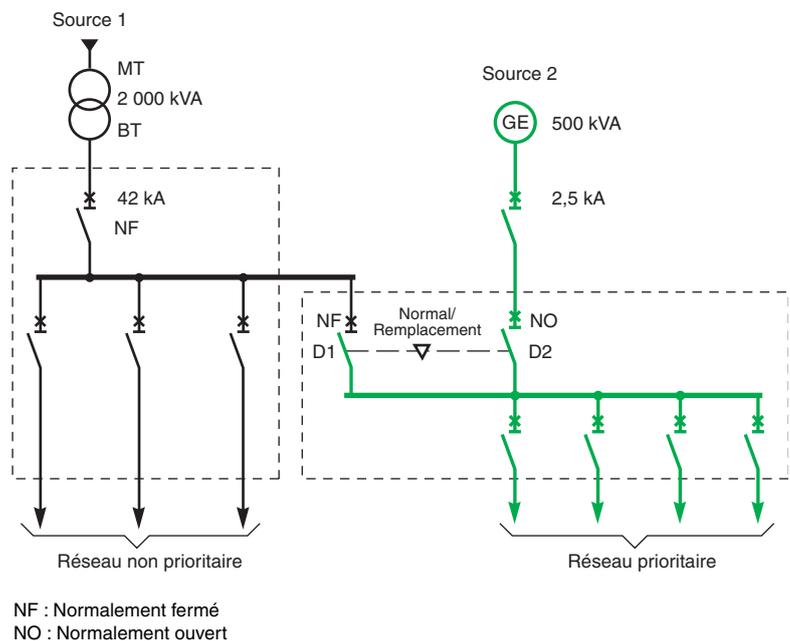


Fig. N6 : Exemple d'installation des circuits prioritaires alimentés en secours par un alternateur

1.2 Protection d'un réseau BT alimenté par un alternateur

Protections des circuits prioritaires

Choix du pouvoir de coupure

Il doit être systématiquement vérifié avec les caractéristiques de la source Normal (transformateur MT/BT).

Choix et réglage des protections contre les courts-circuits (protection magnétique ou Court retard)

■ Tableaux divisionnaires

Les protections des circuits divisionnaires et terminaux ont toujours des calibres faibles devant le courant assigné du groupe. De ce fait on retrouve, sauf cas particuliers, les conditions analogues à l'alimentation par le transformateur.

■ Tableau général basse tension (TGBT)

- Le dimensionnement des protections des départs prioritaires est en général proche de celui du groupe. Le réglage des protections contre les courts-circuits devra tenir compte de la caractéristique de court-circuit du groupe (voir ci-avant paragraphe 1.2),
- la sélectivité des protections sur les départs prioritaires est à assurer en fonctionnement sur le groupe (elle peut même être imposée réglementairement, pour les départs de sécurité). Il est nécessaire de vérifier le bon étagement du réglage des protections contre les courts-circuits des départs principaux avec celui des protections divisionnaires en aval (normalement réglées pour des circuits de distribution à $10 I_n$).

Nota : en fonctionnement sur le groupe, l'utilisation de DDR basse sensibilité permet de gérer le défaut d'isolement et d'assurer la sélectivité de manière très simple.

Sécurité des personnes

En schéma IT (2^{ème} défaut) et TN, la protection des personnes contre les contacts indirects est assurée par la protection des disjoncteurs contre les courants de court-circuit. Leur fonctionnement sur défaut doit être assuré, que l'installation soit alimentée par la source Normal (transformateur) ou par la source Remplacement (groupe).

Calcul du courant de défaut

Le courant I_d de court-circuit (monophasé) phase neutre est donné par :

$$I_d = \frac{U_n \sqrt{3}}{2 X'd + X'o}$$

avec

$X'o$ = réactance homopolaire exprimée en Ω , la réactance homopolaire $x'o$ exprimée en % de U_o a une valeur typique de 8 %.

$X'd$ = réactance transitoire exprimée en Ω , la réactance transitoire $x'd$ exprimée en % de U_o a une valeur typique de 30 %. (voir paragraphe 1.1).

Le courant de défaut d'isolement en système TN est légèrement supérieur au courant de défaut triphasé : par exemple, en cas de défaut d'isolement sur le schéma de l'exemple précédent (cf. Fig. N6), le courant de ce défaut est égal à 3 kA (au lieu de 2,5 kA pour I_{cc3}).

1.3 Les fonctions de contrôle

Du fait des caractéristiques spécifiques de l'alternateur et de sa régulation, il est nécessaire lors de la mise en œuvre de charges particulières d'assurer le contrôle des paramètres de fonctionnement du groupe.

Un alternateur a un comportement différent de celui d'un transformateur :

- la puissance active qu'il fournit est optimisée pour un $\cos \varphi = 0,8$,
- en deçà de $\cos \varphi = 0,8$, l'alternateur par augmentation de son excitation peut fournir une partie de la puissance réactive.

Batteries de condensateurs

Un alternateur à vide branché sur une batterie de condensateurs peut « s'auto-amorcer » et monter en surtension (voir chapitre L paragraphe 7.2). Il faut donc déconnecter la batterie de condensateurs utilisée pour la régulation du facteur de puissance. Cette opération peut être réalisée en transmettant une consigne d'arrêt au régulateur de la batterie (s'il est connecté au système qui gère les permutations de sources) ou en ouvrant le disjoncteur alimentant la batterie de condensateurs. Si des condensateurs restent nécessaires, il ne faut pas dans ce cas utiliser la régulation du relais varométrique (mauvais réglage et trop lent).

Redémarrage et ré-accélération des moteurs

Lorsqu'une installation fonctionne sur groupe et comporte un certain nombre de moteurs, il est nécessaire d'étudier l'incidence du démarrage simultané de tous les moteurs sur le fonctionnement du générateur. Un alternateur peut fournir au maximum en période transitoire un courant compris entre 3 et 5 fois son courant nominal. Un moteur absorbe au démarrage environ $6 I_n$ pendant 2 à 20 s. Si la somme des puissances des moteurs (ΣP moteurs) est importante, un démarrage simultané des charges entraîne un courant d'appel trop important qui peut être néfaste : chute de tension importante, du fait de la valeur élevée des réactances transitoire et subtransitoire du groupe (20 % à 30 %) d'où des risques :

- de non démarrage des moteurs,
- d'échauffement lié à l'allongement du temps de démarrage dû à la baisse de tension,
- de déclenchement des protections thermiques.

De plus le réseau et les actionneurs sont perturbés à cause de la chute de tension.

1 Protection des circuits alimentés par un alternateur

Application (cf. Fig. N7)

Un alternateur alimente un groupe de moteurs.

Caractéristiques de court-circuit de l'alternateur : $P_n = 130 \text{ kVA}$ à $\cos \varphi = 0,8$,
 $I_n = 150 \text{ A}$

$X''_d = 20 \%$ (par exemple), d'où $I_{cc} = 750 \text{ A}$.

La question : est-il possible d'alimenter plusieurs moteurs de puissance totale

$\Sigma P = 45 \text{ kW}$ ou 20 kW ?

C'est le calcul de la chute de tension au démarrage qui permet de répondre.

■ le ΣP moteurs est de 45 kW (soit 45% puissance de l'alternateur).

ΣP moteurs = 45 kW , $I_m = 81 \text{ A}$, d'où un courant de démarrage $I_{dm} = 480 \text{ A}$ pendant 2 à 20 s .

La chute de tension sur le jeu de barres pour le démarrage simultané des moteurs se calcule à partir de l'équation :

$$\frac{\Delta U}{U} = \left(\frac{I_d - I_n}{I_{cc} - I_n} \right) \text{ en } \%$$

$\Delta U = 55 \%$ qui n'est pas supportable pour les moteurs (non démarrage).

■ le Σ moteurs est de 20 kW (20% puissance de l'alternateur).

ΣP moteurs = 20 kW , $I_m = 35 \text{ A}$, d'où un courant de démarrage $I_{dm} = 210 \text{ A}$ pendant 2 à 20 s .

Chute de tension sur le jeu de barres pour le démarrage simultané des moteurs :

$$\frac{\Delta U}{U} = \left(\frac{I_d - I_n}{I_{cc} - I_n} \right) \text{ en } \%$$

$\Delta U = 10 \%$ qui est supportable mais important (dépendant du type de charge).

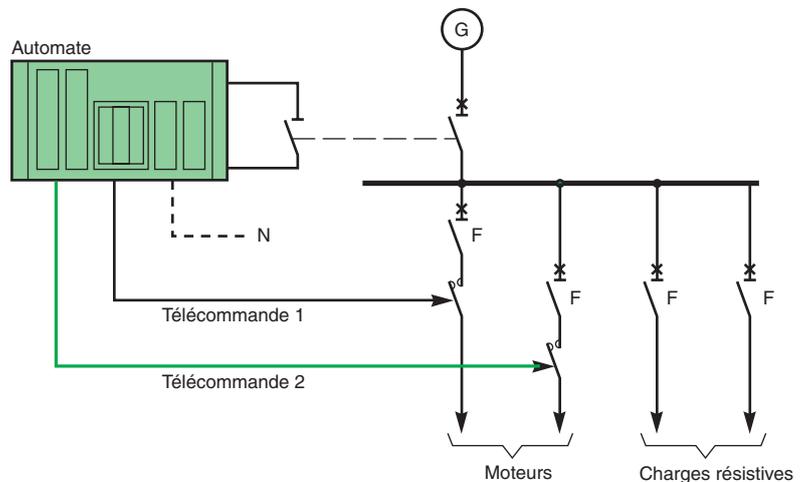


Fig. N7 : Redémarrage de moteurs prioritaires ($\Sigma P > 1/3 P_n$)

Conseils de redémarrage :

- si la P_{max} du moteur le plus important $> \frac{1}{3} P_n$, un démarreur progressif doit impérativement être installé sur ce moteur,
- si ΣP moteurs $> \frac{1}{3} P_n$, le redémarrage en cascade des moteurs doit être géré par un automate,
- si ΣP moteurs $< \frac{1}{3} P_n$, il n'y a pas de problèmes de redémarrage.

Charges non linéaires - Exemple d'une ASI

Charges non linéaires

Il s'agit principalement :

- de circuits magnétiques saturés,
- de lampes à décharges, lampes fluorescentes,
- de convertisseurs électroniques,
- de systèmes de traitements informatiques : PC, ordinateurs, etc.

Ces récepteurs génèrent des courants harmoniques : lorsqu'ils sont alimentés par un groupe, une distorsion en tension importante peut apparaître du fait de la faible puissance de court-circuit de l'alternateur.

Alimentation Sans Interruption -ASI- (cf. Fig. N8)

L'association ASI et groupe électrogène est la solution optimale pour assurer une alimentation de qualité à autonomie longue pour alimenter des charges sensibles. Pour l'alternateur, l'ASI est aussi une charge non linéaire du fait de son redresseur d'entrée. A la permutation des sources, l'autonomie de l'ASI sur batterie doit permettre le démarrage et le couplage du groupe.

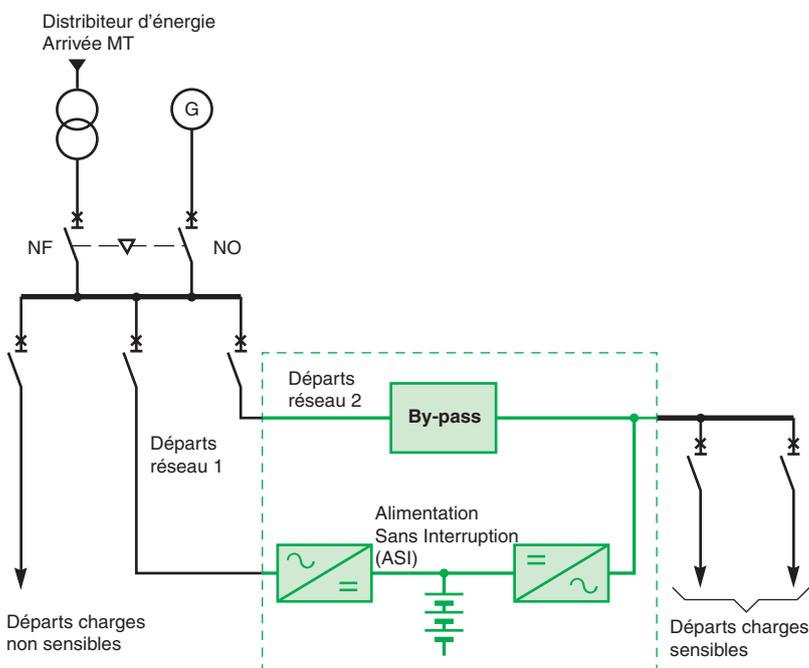


Fig. N8 : Association groupe (GE) et ASI pour une énergie de qualité

N8

Puissance de l'ASI

La puissance appelée par une ASI doit prendre en compte :

- la puissance nominale des charges en aval. C'est la somme des puissances apparentes S_a absorbées par chacune des utilisations. Par ailleurs, pour ne pas surdimensionner l'installation, les performances de surcharge de l'ASI doivent être prises en compte (par exemple : 1,5 I_n pendant 1 minute et 1,25 I_n pendant 10 minutes),
- la puissance nécessaire à la recharge de la batterie : ce courant est proportionnel à l'autonomie souhaitée pour une puissance donnée. Le dimensionnement S_r d'une ASI est donnée par : $S_r = 1,17 \times P_n$

Le tableau de la **Figure N9** définit les courants absorbés par le redresseur (réseau 1) et le réseau Secours (réseau 2) d'une ASI.

Puissance nominale	Intensité des courants (A)	
	Réseau 1 triphasé	Réseau 2 et Utilisation - triphasé
Sn (kVA)	400 V - I1	400 V - Iu
40	86	60,5
60	123	91
80	158	121
100	198	151
120	240	182
160	317	243
200	395	304
250	493	360
300	590	456
400	793	608
500	990	760
600	1 180	912
800	1 648	1 215

Fig. N9 : Courants absorbés par l'ASI sur le réseau 1 (redresseur/batterie) et sur le réseau 2

1 Protection des circuits alimentés par un alternateur

Association groupe (GE) /ASI

■ Redémarrage du redresseur sur groupe

Le redresseur de l'ASI peut être équipé d'un système de démarrage progressif du chargeur pour éviter les appels de courant dommageables lors de la reprise de l'installation par le groupe (cf. **Fig. N10**).

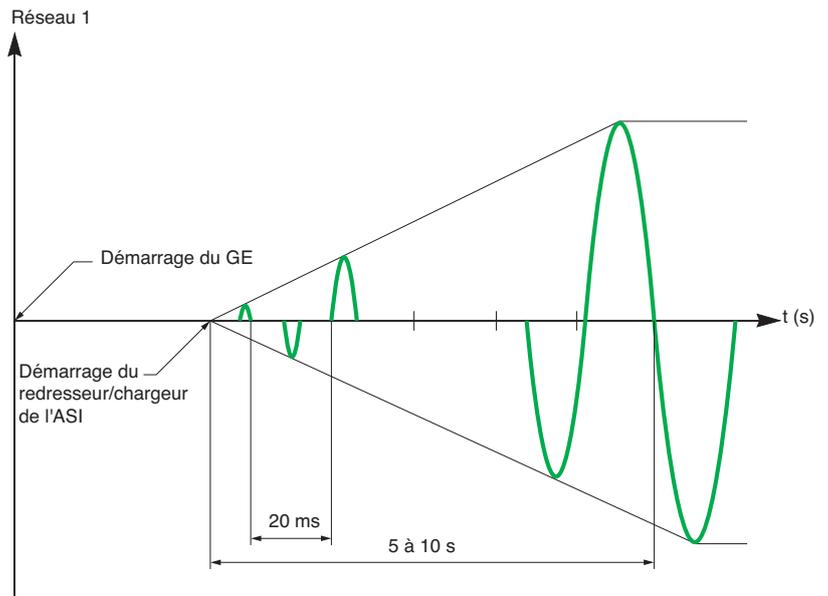


Fig. N10 : démarrage progressif du redresseur/chargeur d'une ASI

■ Harmoniques et distorsion de tension

Le taux de distorsion τ en tension est définie par :

$$\tau (\%) = \frac{\sqrt{\sum U_h^2}}{U_1}$$

avec U_h harmonique de tension de rang h .

Ce taux dépend :

- des courants harmoniques générés par le redresseur (ils sont proportionnels à la puissance S_r du redresseur),
- de la réactance subtransitoire X''_d de l'alternateur,
- de la puissance S_g de l'alternateur.

On définit $U'R_{cc}(\%) = X''_d \frac{S_r}{S_g}$ tension de court-circuit relative de l'alternateur, ramenée à la puissance du redresseur, soit $\tau = f(U'R_{cc})$.

Note 1 : la réactance subtransitoire étant importante, le taux de distorsion est généralement trop important par rapport au taux toléré (soit 7 à 8 %) pour un dimensionnement économique raisonnable de l'alternateur : l'utilisation de filtre est la solution adaptée et économique.

Note 2 : la distorsion harmonique n'est pas gênante pour le redresseur mais peut l'être pour les autres charges alimentées en parallèle du redresseur.

Application

En fait on utilise un abaque pour trouver le taux de distorsion en fonction de U'Rcc (cf. Fig. N11).

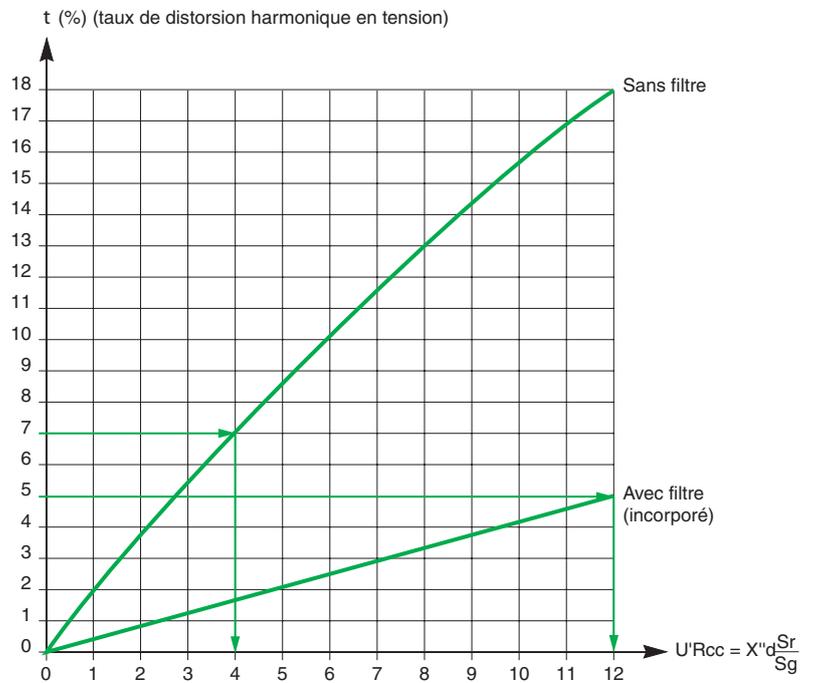


Fig. N11 : Abaque de calcul du taux de distorsion

L'abaque donne :

- soit τ en fonction de U'Rcc,
- soit U'Rcc en fonction de τ d'où on déduit le dimensionnement du groupe, Sg.

Exemple : dimensionnement de l'alternateur

- ASI sans filtre de 300 kVA, réactance subtransitoire de 15 %, La puissance Sr du redresseur est $S_r = 1,17 \times 300 \text{ kVA} = 351 \text{ kVA}$

Pour un $\tau < 7\%$, l'abaque donne U'Rcc = 4 %, la puissance Sg est :

$$S_g = 351 \times \frac{15}{4} \approx 1400 \text{ kVA}$$

- ASI avec filtre de 300 kVA, réactance subtransitoire de 15 %

Pour $\tau = 5\%$, le calcul donne U'Rcc = 12 %, la puissance Sg est :

$$S_g = 351 \times \frac{15}{12} \approx 500 \text{ kVA}$$

Note : avec un transformateur en amont de 630 kVA sur l'ASI sans filtre de 300 kVA, le taux de 5 % serait obtenu.

Il ressort qu'un fonctionnement sur groupe doit être en permanence contrôlé à cause des courants harmoniques générés.

S'il s'avère que le taux de distorsion de tension généré est trop important, l'utilisation de filtre sur le réseau est la solution la plus efficace pour le ramener à des valeurs tolérables par les charges sensibles.

1 Protection des circuits alimentés par un alternateur

1.4 Mise en parallèle de groupes (-GE-)

La mise en parallèle de groupes électrogènes -GE- quel que soit le type d'application - source de Sécurité, de Remplacement ou de Production - nécessite une gestion plus fine du couplage c'est-à-dire un complément des fonctions de contrôle.

Fonctionnement en parallèle

Lorsque des groupes alimentent en parallèle une même charge, il est nécessaire de bien les synchroniser (tension, fréquence) et de bien équilibrer la répartition des charges. Cette fonction est réalisée par la régulation de chaque groupe (du moteur et de l'excitation). Le contrôle des paramètres (fréquence, tension) se fait avant couplage et ce n'est que lorsque les valeurs de ces paramètres sont correctes que le couplage peut être effectué.

Défauts d'isolement (cf. Fig. N12)

Un défaut d'isolement à l'intérieur de la carcasse métallique d'un alternateur risque de l'endommager gravement car il peut être analogue à un court-circuit phase-neutre. Le défaut doit être détecté et éliminé rapidement sinon les autres alternateurs vont débiter dans ce défaut et leurs protections déclencher par surcharge : la continuité de service de l'installation ne sera plus assurée. Une protection Terre (en anglais Ground Fault Protection -GFP-) intégrée dans les circuits des alternateurs permet :

- de les découpler rapidement lors d'un défaut et de préserver la continuité de service,
 - d'agir simultanément au niveau de leurs circuits de commande pour arrêter les groupes et ainsi diminuer les risques de dégradation.
- Cette protection GFP est de type "Residual sensing" à installer au plus près de la protection suivant un schéma TN-C/TN-S (1) au niveau de chaque groupe générateur avec mise à la terre des masses par un PE séparé. Ce type de protection est généralement appelé plus précisément « Restricted Earth Fault ».

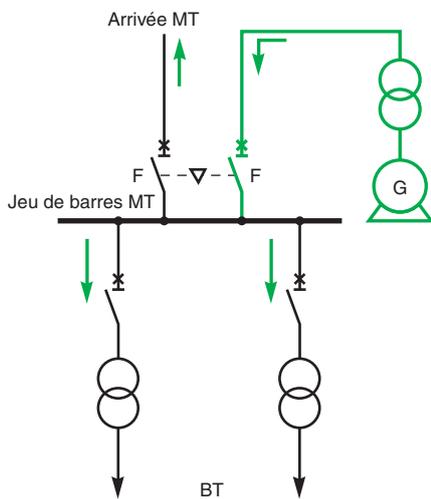


Fig. N13 : Sens du transfert de l'énergie = GE en générateur

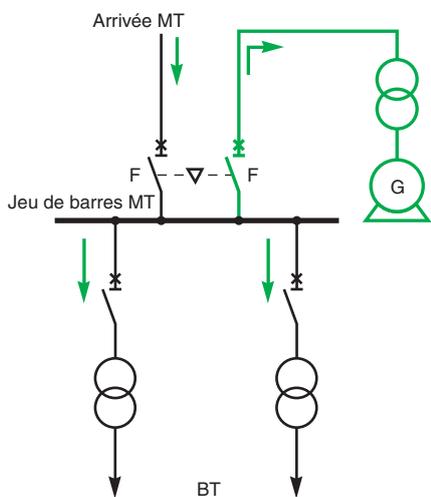


Fig. N14 : Sens du transfert de l'énergie = GE en récepteur

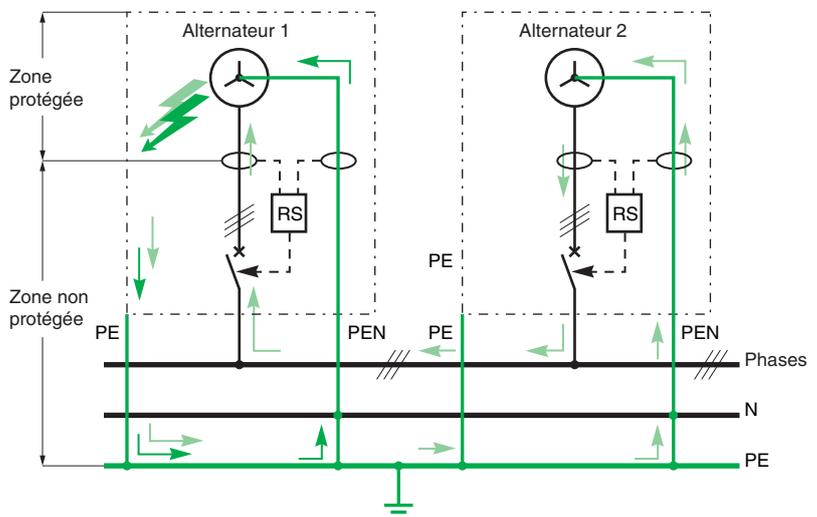


Fig. N12 : Défaut d'isolement à l'intérieur d'un alternateur

Groupe (GE) fonctionnant en récepteur (cf. Fig. N13 et Fig N14)

Un des groupes en parallèle peut ne plus fonctionner en générateur mais en moteur (par perte de son excitation par exemple) ce qui peut générer la surcharge du ou des autres groupes et, donc, la mise hors service de l'installation électrique.

Afin de vérifier que le groupe fournit bien une puissance à l'installation (fonctionnement en générateur), il est nécessaire de vérifier le bon sens d'écoulement de l'énergie sur le jeu de barres du couplage par une fonction de contrôle spécifique "retour de puissance". En cas de défaut - c'est-à-dire fonctionnement du groupe en moteur -, cette fonction permet d'éliminer le groupe défectueux.

Mise à la terre de groupes (GE) couplés en parallèle

La mise à la terre de groupes couplés peut conduire à des circulations de courants homopolaires (harmoniques 3 et multiples de 3), par le couplage des conducteurs de neutre utilisés pour la mise à la terre commune (SLT de type TN ou TT). C'est pourquoi pour éviter ces courants de circulation entre les groupes, il est préconisé de mettre une résistance de découplage dans le circuit de terre.

(1) Le schéma est en TN-C pour les groupes vus comme "générateur" et en TN-S pour les groupes vus comme "récepteur".

2 Les alimentations sans interruption -ASI-

2.1 Disponibilité et qualité de l'énergie électrique

Les perturbations du réseau ont des conséquences possibles sur :

- la sécurité des personnes,
- la sécurité des biens,
- les objectifs économiques d'exploitation.

Il est donc souhaitable de les éliminer.

Diverses solutions techniques contribuent à cet objectif de façon plus ou moins complète. Ces solutions peuvent être comparées suivant deux critères d'appréciation :

- disponibilité de l'énergie fournie,
- qualité de cette énergie.

La disponibilité de l'énergie électrique est la permanence de l'énergie aux bornes des récepteurs. Elle est essentiellement liée aux coupures possibles de l'alimentation par suite de défaillance du réseau ou de défaut.

Plusieurs choix techniques contribuent partiellement à limiter ce risque :

- division des installations de façon à utiliser plusieurs sources d'alimentation distinctes de préférence à une seule,
- subdivision des circuits en prioritaires et non prioritaires avec reprise de l'alimentation des circuits prioritaires par une autre source disponible,
- délestage éventuel permettant d'utiliser une puissance réduite disponible en secours,
- choix du système des liaisons à la terre adapté aux objectifs de continuité de service (ex : régime IT),
- sélectivité des protections pour limiter l'incidence des défauts à une portion de l'installation.

Mais la seule façon de garantir la disponibilité de l'énergie vis-à-vis des coupures du réseau est de disposer d'une source de remplacement autonome, au moins pour les applications prioritaires (cf. **Fig. N15**).

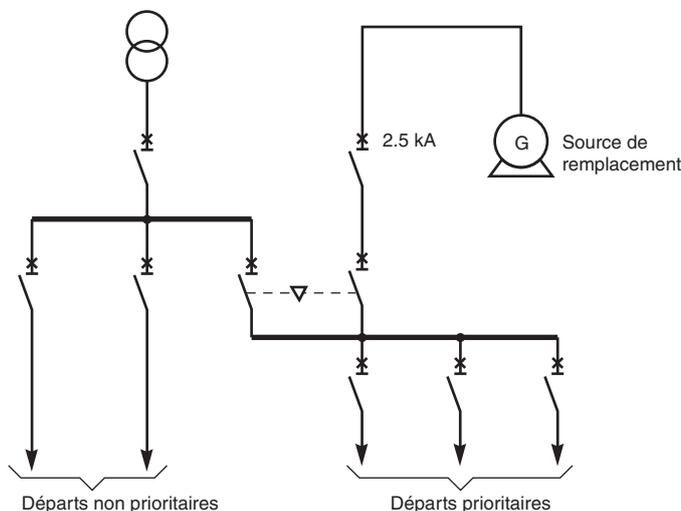


Fig. N15 : Source de remplacement autonome

Ce type de source se substitue au réseau, mais nécessite de prendre en compte :

- le temps de permutation (mis pour se substituer au réseau) dont la valeur doit être acceptable par la charge,
- l'autonomie de la source, c'est-à-dire le temps pendant lequel elle peut alimenter la charge.

La qualité de l'énergie électrique dépend de l'élimination plus ou moins complète des perturbations aux bornes des récepteurs.

Une source de remplacement permet d'assurer la disponibilité de l'énergie électrique aux bornes des récepteurs, mais ne garantit pas, selon le type de source retenu, la qualité de l'énergie fournie vis-à-vis de ces perturbations. Or, de nombreuses applications électroniques sensibles nécessitent une alimentation en énergie électrique exempte de ces perturbations, a fortiori de coupures, et ayant des tolérances de fluctuation autour des valeurs nominales plus strictes que celles du réseau. C'est le cas, par exemple, de centres informatiques, de centraux

2 Les alimentations sans interruption -ASI-

téléphoniques, ou de certains systèmes de contrôle-commande de processus industriels. Pour ces applications, il faut donc concilier les impératifs de disponibilité et de qualité de l'énergie électrique.

La solution ASI

Pour alimenter ces applications, la solution consiste à insérer, entre le réseau d'alimentation et les charges sensibles, un équipement d'interface qui délivre une tension :

- épurée de toutes les perturbations du réseau, dans des tolérances strictes requises par les charges,
- disponible en cas de coupure du réseau dans ces tolérances.

Cette fonction de production d'une énergie fiabilisée est réalisée par les ASI (Alimentations Sans Interruption), couramment dénommées « onduleurs », qui concilient les impératifs de disponibilité et qualité de l'énergie en :

- délivrant à la charge une tension dans des tolérances strictes, grâce à une ASI,
- se comportant comme une source de remplacement autonome grâce à une batterie d'accumulateurs,
- se substituant au réseau sans temps de permutation, donc sans microcoupure pour la charge, grâce à un contacteur statique.

Ces caractéristiques font des ASI la source d'alimentation par excellence de toutes les applications sensibles auxquelles elles apportent une énergie fiabilisée quel que soit l'état du réseau.

Une ASI comprend schématiquement les équipements suivants :

- redresseur-chargeur, qui produit un courant continu qui charge une batterie et alimente un onduleur,
- onduleur (élément électronique d'une ASI qui transforme le courant continu en courant alternatif), qui produit une énergie de qualité, c'est-à-dire :
 - épurée de toutes les perturbations du réseau, et notamment de toutes les microcoupures,
 - dans des tolérances compatibles avec les exigences des appareils électroniques sensibles (pour la gamme Galaxy, la tolérance d'amplitude est de $\pm 0,5$ % et la tolérance de fréquence de ± 1 %, contre ± 10 % et ± 5 % pour les réseaux, soit des facteurs d'amélioration de 20 et 5),
- batterie, qui procure une autonomie de fonctionnement suffisante (8 min à 1 h et plus) pour assurer la sécurité des personnes et de l'exploitation en se substituant si besoin au réseau,
- contacteur statique, dispositif à semi-conducteur qui permet de commuter la charge sans temps de coupure de l'onduleur sur le réseau et vice versa.

2.2 Types d'ASI

Les types d'ASI statiques sont définis par la norme CEI 62040 qui distingue les ASI fonctionnant en :

- attente passive (en anglais : passive stand-by, parfois aussi : off-line),
- interaction avec le réseau (en anglais : line-interactive),
- double conversion (en anglais : double conversion, parfois aussi : on-line).

Cette typologie fait intervenir le fonctionnement des ASI par rapport au réseau, terme qui recouvre en fait l'organisation de la distribution en amont de l'ASI.

La norme CEI 62040 définit la terminologie suivante pour le réseau :

- réseau source : réseau dont la puissance est normalement disponible de façon continue, habituellement fournie par une compagnie de distribution électrique, mais parfois par la propre station de production d'énergie de l'opérateur,
- réseau secours : réseau prévu pour remplacer le réseau source en cas de défaillance de celui-ci,
- réseau bypass : réseau dont la puissance est fournie à travers le bypass.

Pratiquement, une ASI dispose en général de deux entrées qui sont notées "Réseau 1" et "Réseau 2" dans la suite de ce chapitre.

- L'entrée Réseau 1 est alimentée par le réseau source, en pratique par un câble tiré depuis un départ du réseau amont de distribution publique ou privée.
- L'entrée Réseau 2 est alimentée par le réseau secours, en pratique par un câble tiré d'un départ du réseau amont distinct de celui alimentant l'entrée Réseau 1, ce départ pouvant être secouru (ex : groupe électrogène, autre ASI, etc.). Lorsqu'il n'existe pas de réseau secours disponible, l'entrée Réseau 2 est alimentée par le réseau source (dédoublément du câble de l'entrée Réseau 1). L'entrée Réseau 2 est aussi utilisée pour alimenter le circuit bypass de l'ASI lorsqu'il existe. Ainsi, le bypass sera alimenté par le réseau secours ou le réseau source, selon la disponibilité ou non d'un réseau secours.

ASI fonctionnant en attente passive (passive stand-by ou off-line)

Principe de fonctionnement

L'ASI intervient en parallèle et en secours du réseau (cf. Fig. N16).

■ Mode normal

La charge est alimentée par le réseau, via un filtre qui élimine certaines perturbations et peut réaliser une régulation de la tension (la norme parle de "dispositifs additionnels de conditionnement"). L'ASI est en attente passive.

■ Mode autonomie

Lorsque la tension alternative du réseau d'entrée est hors des tolérances spécifiées de l'ASI ou en cas de défaillance de ce réseau, l'onduleur et la batterie assurent la permanence de l'alimentation de la charge après un temps de permutation très court (< 10 ms). L'ASI continue à fonctionner sur batterie jusqu'à la durée d'autonomie de cette dernière ou au retour du réseau en tolérance, ce qui provoque le transfert de l'alimentation sur le réseau en mode normal.

Utilisation

Cette configuration résulte en fait d'un compromis entre un niveau acceptable de protection contre les perturbations et le coût correspondant. Elle n'est utilisable qu'avec de faibles puissances (< 2 kVA). D'autre part, fonctionnant sans véritable contacteur statique, elle fait intervenir un temps de basculement sur l'onduleur. Ce temps est acceptable pour certaines applications unitaires, mais incompatible avec les performances requises par des ensembles plus complexes et sensibles (gros centres informatiques, centraux téléphoniques, etc.). En outre, la fréquence de sortie n'est pas régulée et il n'y a pas de bypass.

Nota : en mode normal, la puissance de la charge ne transitant pas par l'onduleur, ce type d'ASI est parfois appelé "off-line". Ce terme est impropre, car il signifie aussi "non alimenté par le réseau" alors qu'en fait la charge est principalement alimentée par le réseau en mode normal. C'est pourquoi la norme CEI 62040 recommande de lui préférer "en attente passive".

ASI fonctionnant en interaction avec le réseau (line interactive)

Principe de fonctionnement

L'ASI intervient en parallèle et en secours du réseau mais assure aussi la charge de la batterie. Il interagit de ce fait avec le réseau par un fonctionnement réversible (cf. Fig. N17).

■ Mode normal

La charge est alimentée par le réseau conditionné constitué par le réseau en parallèle avec l'ASI. Cette ASI est en fonctionnement permanent afin de conditionner la puissance de sortie et/ou d'assurer la recharge de la batterie.

La fréquence de sortie est dépendante de la fréquence du réseau.

■ Mode autonomie

Lorsque la tension du réseau d'entrée est hors des tolérances spécifiées de l'ASI ou en cas de défaillance du réseau, l'onduleur et la batterie assurent la permanence de l'alimentation de la charge après un transfert sans coupure grâce à un contacteur statique. Ce dernier déconnecte également l'alimentation d'entrée pour éviter un retour d'alimentation depuis l'onduleur. L'ASI continue à fonctionner sur batterie jusqu'à la durée d'autonomie de cette dernière ou au retour du réseau en tolérance, ce qui provoque le transfert de l'alimentation sur le réseau en mode normal.

■ Mode bypass

Ce type d'ASI peut comporter un bypass. En cas de défaillance d'une des fonctions de l'ASI, l'alimentation de la charge peut être alors transférée sur l'entrée 2 via le bypass (alimentation par le réseau source ou secours selon l'installation).

Utilisation

Cette configuration est mal adaptée à la régulation de charge sensible en moyenne et forte puissance car ne permettant pas de régulation de la fréquence. Elle reste de ce fait marginale dans le domaine des moyennes et fortes puissances.

ASI fonctionnant en double conversion (ou on-line)

Principe de fonctionnement

L'onduleur est inséré en série entre le réseau et l'application.

■ Mode normal

La puissance fournie à la charge transite par la chaîne convertisseur-chargeur-onduleur qui réalise une double conversion alternatif-continu-alternatif, d'où la dénomination utilisée.

■ Mode autonomie

Lorsque la tension alternative du réseau d'entrée est hors des tolérances spécifiées de l'ASI ou en cas de défaillance de ce réseau, l'onduleur et la batterie assurent la permanence de l'alimentation de la charge, après un transfert sans coupure grâce

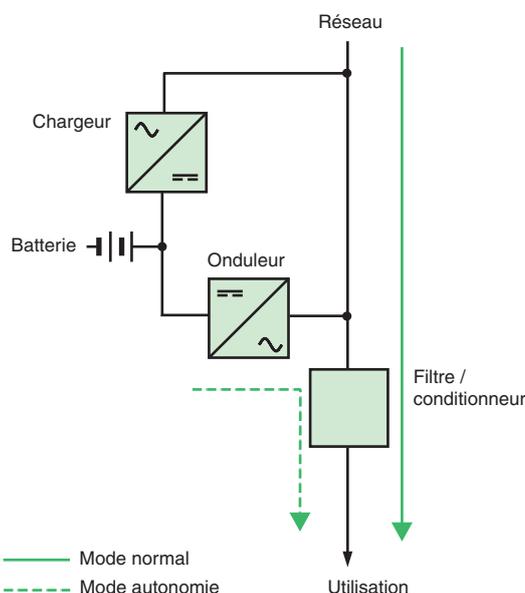


Fig. N16 : ASI fonctionnant en attente passive

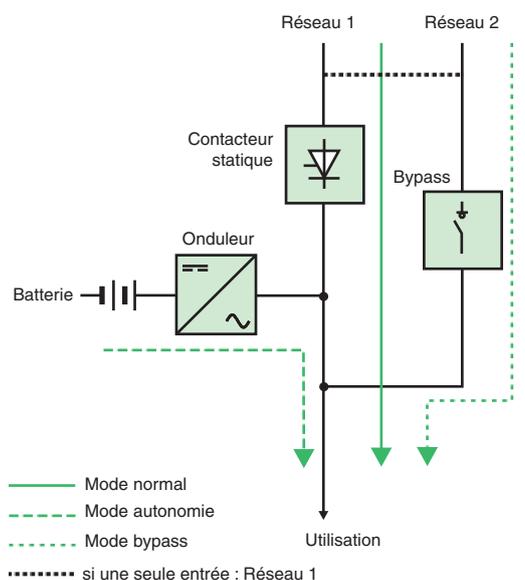


Fig. N17 : ASI en interaction avec le réseau

N14

2 Les alimentations sans interruption -ASI-

à un contacteur statique. L'ASI continue à fonctionner sur batterie jusqu'à la durée d'autonomie de cette dernière ou au retour du réseau en tolérance, ce qui provoque le transfert de l'alimentation sur le réseau en mode normal.

■ Mode bypass

Ce type d'ASI comporte en général un bypass statique, le plus souvent appelé contacteur statique (cf. **Fig. N18**).

L'alimentation de la charge peut alors être transférée sans coupure sur l'entrée 2 via le bypass (alimentation par le réseau source ou le réseau secours selon l'installation) dans les cas suivants :

- défaillance de l'ASI,
- transitoire de courant de charge (courant d'appel ou d'élimination de défaut) ;
- pointes de charge.

Toutefois l'adjonction d'un bypass suppose des fréquences d'entrée et de sortie identiques et, si les niveaux de tension sont différents, un transformateur de bypass doit être prévu. Pour certaines charges, il faut synchroniser l'ASI avec le réseau d'alimentation du bypass pour maintenir la permanence de l'alimentation dans de bonnes conditions. Par ailleurs, en mode bypass une perturbation du réseau d'entrée peut se répercuter sur l'utilisation, puisque l'onduleur n'intervient plus.

Nota : une autre voie de bypass, appelée souvent bypass de maintenance, est prévue pour pouvoir réaliser la maintenance. Sa fermeture est commandée par un interrupteur manuel.

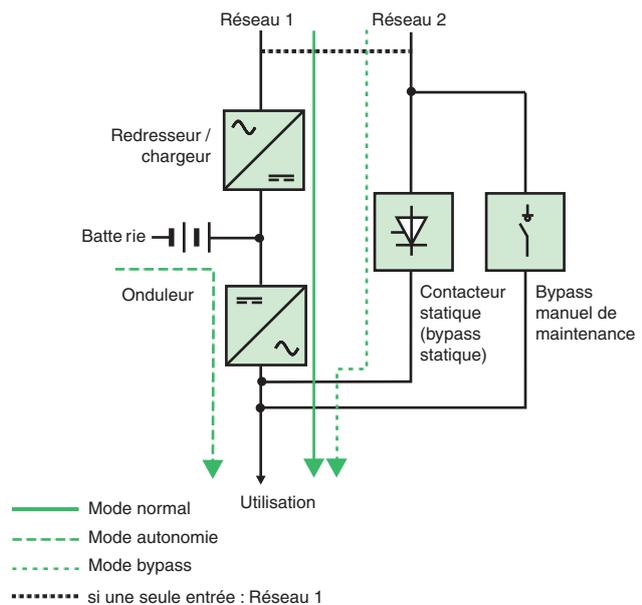


Fig. N18 : ASI en double conversion

Utilisation

Dans cette configuration, il n'y a pas de temps de permutation lors des transferts de la charge sur onduleur du fait de la présence d'un contacteur statique. Cette configuration permet aussi à la tension et à la fréquence de sortie d'être indépendantes des conditions de la tension et de la fréquence d'entrée. Ceci permet à l'ASI, lorsqu'elle est conçue pour, de fonctionner en convertisseur de fréquence. C'est la principale configuration utilisée pour les moyennes et fortes puissances (à partir de 10 kVA). C'est celle qui sera envisagée dans la suite de ce chapitre.

Nota : ce type d'ASI est souvent appelé "on-line", signifiant que la charge est alimentée en permanence par l'onduleur indépendamment des conditions du réseau d'entrée. Ce terme est impropre, car il signifie aussi "sur réseau" alors qu'en fait la charge est alimentée par la chaîne de double conversion redresseur-chargeur-onduleur. C'est pourquoi la norme CEI 62040 recommande de lui préférer "double conversion".

2.3 Batteries

Choix du type

Une batterie est faite à partir d'éléments qui sont raccordés en série.

On distingue deux principales familles de batteries :

- les batteries au plomb,
- les batteries au nickel-cadmium.

Elles peuvent être constituées de deux types d'éléments :

- éléments ouverts (batteries au plomb-antimoine), pourvus d'orifices qui permettent :
 - de libérer dans l'atmosphère l'oxygène et l'hydrogène produits lors des différentes réactions chimiques,
 - de rétablir la réserve d'électrolyte par adjonction d'eau distillée ou déminéralisée.
- éléments à recombinaison (batteries au plomb-cadmium, plomb pur, plomb-étain) dont le taux de recombinaison des gaz au moins égal à 95 % ne nécessitent pas d'adjonction d'eau pendant l'exploitation.

Par extension, batteries ouvertes ou à recombinaison sont des dénominations plus courantes (ces dernières sont d'ailleurs souvent appelées "batteries étanches").

Les principaux types de batteries utilisés en association avec les ASI sont :

- étanches au plomb, dans 95 % des cas, car faciles à maintenir et ne nécessitant pas de local spécifique,
- ouvertes au plomb,
- ouvertes au nickel-cadmium.

Ces 3 types de batterie peuvent être proposés, suivant les impératifs économiques et d'exploitation de l'installation, avec différentes durées de vie.

La puissance et l'autonomie peuvent être adaptées à la demande. Les batteries proposées bénéficient en outre d'une parfaite maîtrise du couple onduleur/batterie, résultat d'un travail en partenariat entre les constructeurs d'ASI, tel Schneider Electric, et les fabricants de batteries.

Choix de l'autonomie

Le choix dépend :

- de la durée moyenne des défaillances du réseau d'alimentation,
- des moyens éventuels de secours à long terme (groupe électrogène, etc.),
- du type d'application.

Les diverses gammes proposent :

- des autonomies en standard de 10, 15 ou 30 minutes,
- des autonomies à la carte.

Ce choix obéit aux règles générales suivantes :

- dans une installation informatique

L'autonomie de la batterie doit être suffisante pour couvrir la durée des procédures d'arrêt et de sauvegarde nécessaires à un arrêt volontaire et "propre" de l'exploitation. C'est en général le service informatique qui détermine la valeur d'autonomie en fonction de ses contraintes.

- pour un processus industriel

Le calcul de l'autonomie doit prendre en compte le coût économique lié à une interruption du process et le temps de redémarrage de l'installation.

2 Les alimentations sans interruption -ASI-

Tableau de choix

La Figure N19 résume les principales caractéristiques des divers types de batteries. De plus en plus, les batteries à recombinaison semblent s'imposer pour les raisons suivantes :

- pas d'entretien,
- mise en œuvre facile,
- installation dans tout type de locaux (salles informatiques, locaux techniques non aménagés, etc.).

Dans certains cas cependant, les batteries ouvertes sont à privilégier, notamment pour obtenir :

- une durée de vie prolongée,
- de longues autonomies,
- de très fortes puissances.

Les batteries ouvertes doivent être installées dans des locaux aménagés répondant à une réglementation précise et nécessitent une maintenance adaptée⁽¹⁾.

	Durée de vie	Compacité	Tolérance en température de fonctionnement	fréquence des entretiens	nécessité d'un local spécifique	Coût
Plomb étanche	5 ou 10 ans	+	+	Faible	Non	Moyen
Plomb ouvert	5 ou 10 ans	+	++	Moyenne	Oui	Faible
Nickel-cadmium	5 ou 10 ans	++	+++	Élevée	Non	Elevé

Fig. N19 : Principales caractéristiques des divers types de batteries

Modes d'installation

Divers modes d'installation sont possibles.

Dans la gamme des ASI Schneider Electric, suivant la puissance et l'autonomie de la batterie, celle-ci est :

- à recombinaison et intégrée dans la cellule onduleur,
 - à recombinaison et répartie dans une, deux ou trois armoires,
 - ouverte ou à recombinaison et installée dans des locaux spécifiques ; dans ce cas, le mode d'installation peut être
 - en étagères (cf. Fig. N20), possible pour les batteries étanches ou ouvertes sans entretien qui ne nécessitent pas de remise à niveau de leur électrolyte,
 - en gradins (cf. Fig. N21), ce mode convient pour tout type de batterie, en particulier pour les batteries ouvertes, car il facilite la vérification des niveaux et le remplissage.
- Le mode de pose en armoire (cf. Fig. N22), réservé aux batteries étanches est simple à mettre en œuvre, et offre une sécurité maximale.

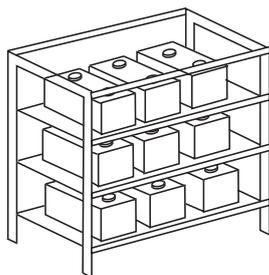


Fig. N20 : Batteries en étagères

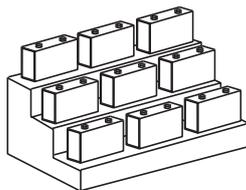


Fig. N21 : Batteries en gradins

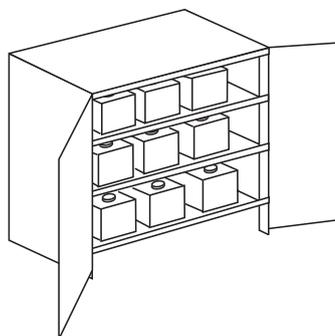


Fig. N22 : Batteries en armoire

(1) La norme française NF C15-100 § 554 précise les conditions d'aménagement des locaux : qualification du personnel, ventilation du local, mise en œuvre d'un plancher de service, etc.

2.4 Les schémas des liaisons à la terre des installations avec ASI

L'application des mesures exigées par les normes aux réseaux comportant une ASI nécessite de prendre des précautions.

- L'ASI joue le double rôle de
 - récepteur pour le réseau amont,
 - source d'énergie pour le réseau aval.
- Lorsque la batterie n'est pas installée en armoire, un défaut d'isolement sur le réseau continu peut entraîner la circulation d'une composante différentielle continue. Cette composante est susceptible de perturber le fonctionnement de certaines protections, notamment des différentiels utilisés dans le cadre des mesures de protection des personnes.

Protection contre les contacts directs

Les prescriptions applicables sont satisfaites pour toutes les installations dont l'équipement est installé dans une armoire ayant un degré de protection IP20 (cf. Chapitre E paragraphe 3.4).

Quand les batteries sont installées sur des étagères ou sur des gradins dans un local spécifiquement aménagé, des mesures réglementaires strictes sont à appliquer.

Protection contre les contacts indirects (cf. Fig. N23)

Type de SLT	Schéma IT	Schéma TT	Schéma TN
Technique d'exploitation	<ul style="list-style-type: none"> ■ Signalisation du 1er défaut d'isolement ■ Recherche et élimination du 1er défaut ■ Coupure au 2e défaut 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Coupure au 1er défaut d'isolement 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Coupure au 1er défaut d'isolement
Technique de protection des personnes	<ul style="list-style-type: none"> ■ Interconnexion et mise à la terre des masses ■ surveillance du 1er défaut par contrôleur permanent d'isolement (CPI) ■ Coupure au 2e défaut (disjoncteur ou fusibles) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Mise à la terre des masses associée à l'emploi de dispositifs différentiels ■ Coupure au 1er défaut par détection du courant de fuite 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Interconnexion et mise à la terre des masses et du neutre impératives ■ Coupure au 1er défaut par surintensité (disjoncteur ou fusible)
Avantages et inconvénients	<ul style="list-style-type: none"> ■ Solution assurant la meilleure continuité de service (signalisation du 1er défaut) ■ Nécessité d'un personnel de surveillance compétent (recherche du 1er défaut) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Solution la plus simple à l'étude et à l'installation ■ Pas de surveillance permanente de l'isolement ■ Mais chaque défaut amène une coupure de l'élément concerné 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Solution économique à l'installation ■ Délicate à l'étude (difficulté de calcul des impédances de boucle) ■ Personnel d'exploitation compétent ■ Circulation de forts courants de défaut

Fig. N23 : Principales caractéristiques des schémas des liaisons à la terre (SLT)

Remarque : le schéma TN-S est le plus souvent recommandé dans le cas d'alimentation de systèmes informatiques.

2 Les alimentations sans interruption -ASI-

Points essentiels à vérifier pour les ASI

La **Figure N24** montre tous les points essentiels à interconnecter ainsi que les dispositifs à installer (transformateurs, dispositifs différentiels, etc.) pour assurer la conformité de l'installation avec les normes de sécurité.

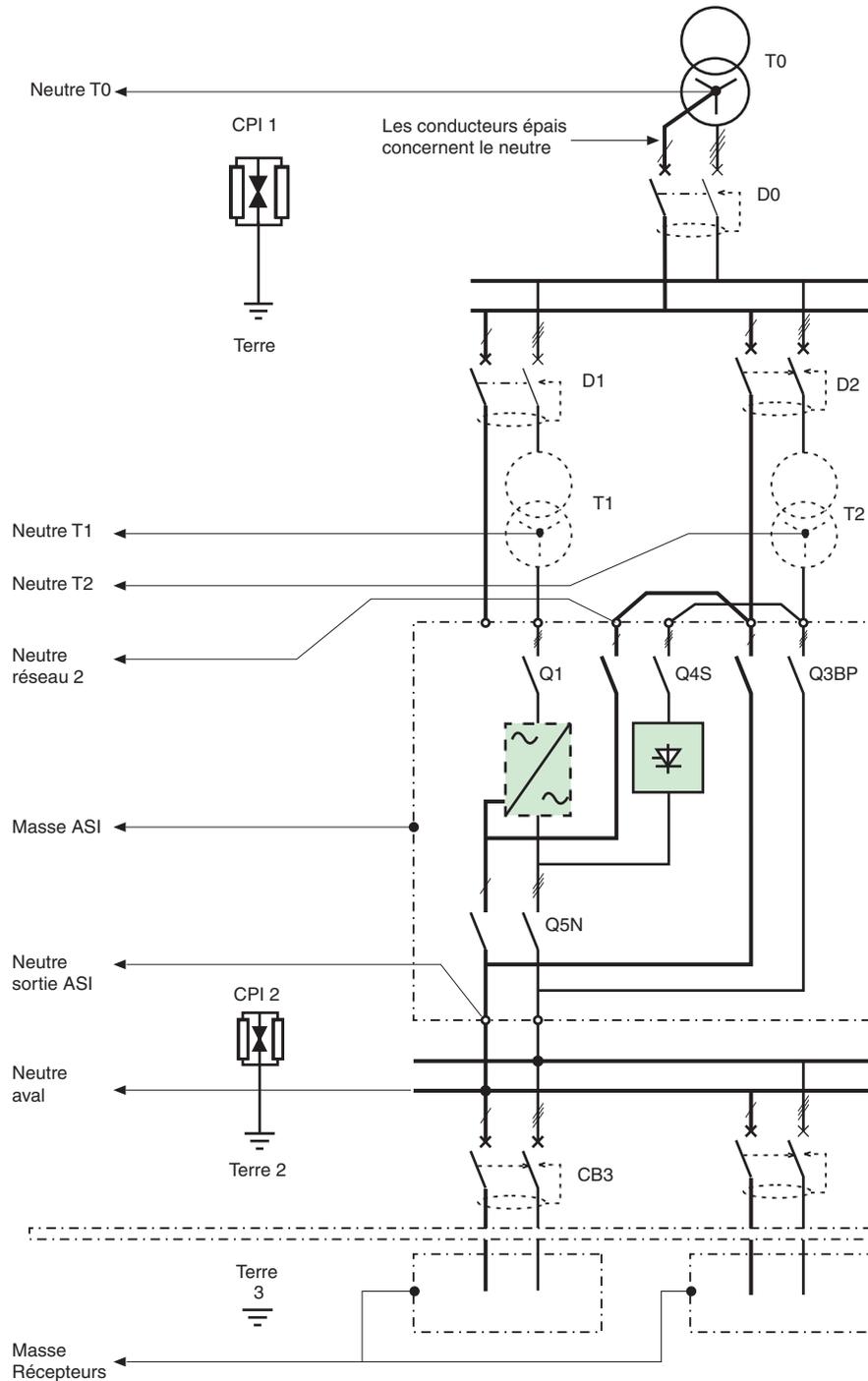


Fig. N24 : Les points essentiels à connecter dans les schémas de liaison à la terre

2.5 Protection de l'installation

Le calcul de l'installation doit être fait en fonction des règles d'installation en vigueur (voir chapitre G). Ce paragraphe précise les réglages particuliers des protections dans le cadre d'une alimentation par une ASI. Les disjoncteurs ont un rôle essentiel dans une installation, mais leur importance n'apparaît le plus souvent que lors de phénomènes accidentels et peu fréquents. Le meilleur calcul d'ASI et le meilleur choix de configuration peuvent être compromis par une erreur dans la détermination d'un seul disjoncteur.

Choix des disjoncteurs

La Figure N25 résume les étapes conduisant au choix des disjoncteurs.

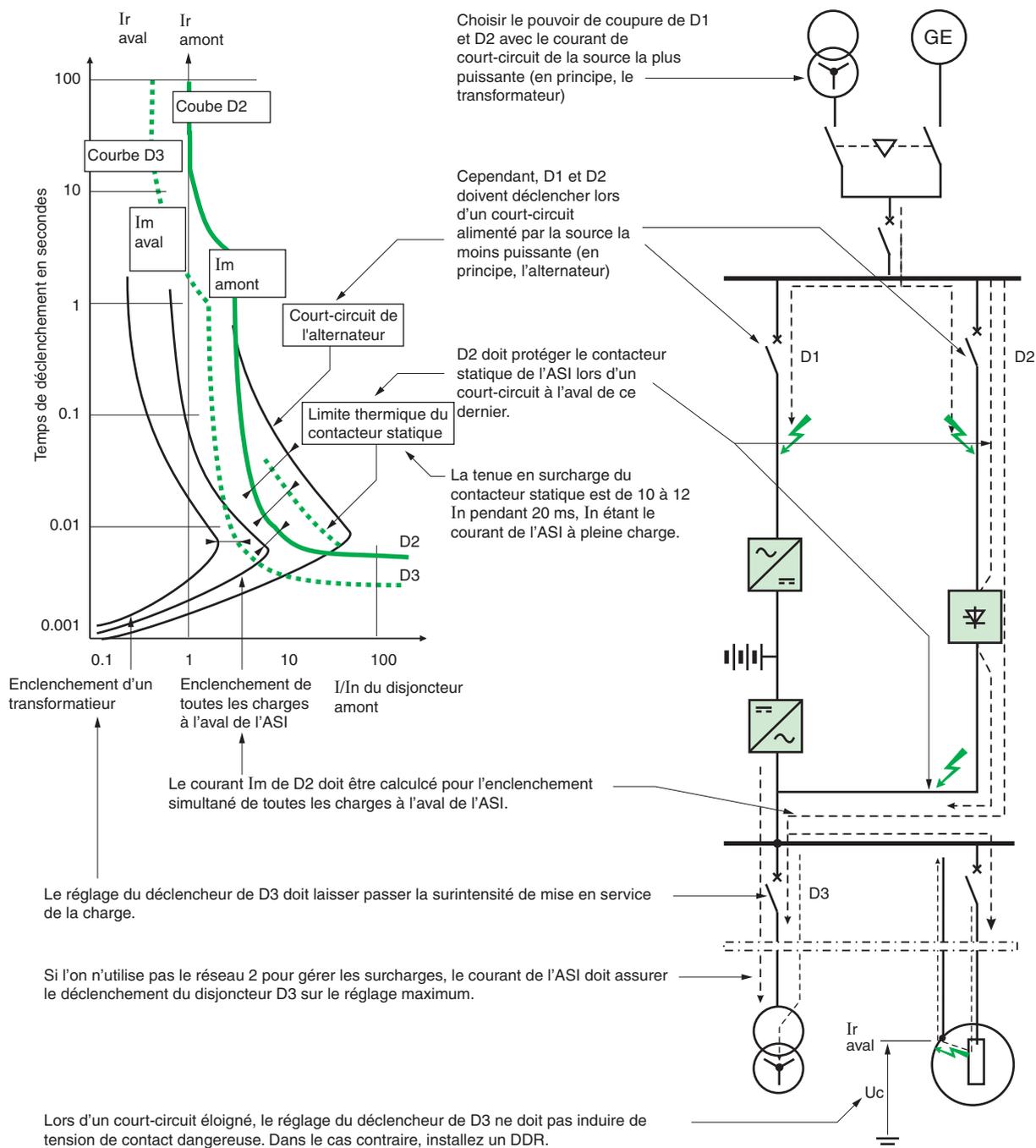


Fig. N25 : Les diverses conditions auxquelles sont soumis les disjoncteurs

N20

2 Les alimentations sans interruption -ASI-

Choix du calibre

Le calibre (courant assigné I_n) doit avoir la valeur immédiatement supérieure au courant assigné du câble aval protégé.

Choix du pouvoir de coupure

Le pouvoir de coupure doit avoir la valeur immédiatement supérieure au courant de court-circuit pouvant survenir au point d'installation.

Choix des seuils I_r et I_m

Le tableau de la **Figure N26** donne les règles permettant de déterminer les seuils I_r (surcharge ; thermique ou long retard) et I_m (court-circuit ; magnétique ou court retard) en fonction des déclencheurs amont et aval pour permettre la sélectivité.

Remarques

- La sélectivité chronométrique doit être mise en œuvre par du personnel qualifié, car toute temporisation du déclenchement augmente la contrainte thermique (I^2t) à l'aval (câbles, semi-conducteurs, etc.). Il convient d'être très prudent si l'on retarde le déclenchement de D2 par la temporisation du seuil I_m .
- La sélectivité énergétique est indépendante du déclencheur et ne concerne que le disjoncteur.

Nature du départ aval	Rapport I_r amont / I_r aval	Rapport I_m amont / I_m aval	Rapport I_m amont / I_m aval
Déclencheur aval	Tous types	Magnétique	Electronique
Distribution	> 1,6	> 2	> 1,5
Moteur asynchrone	> 3	> 2	> 1,5

Fig. N26 : Seuils I_r et I_m en fonction des déclencheurs amont et aval

Cas particulier de l'alternateur en court-circuit

La **Figure N27** montre le comportement d'un alternateur en court-circuit. Afin de s'affranchir de l'incertitude éventuelle sur le type d'excitation, il est nécessaire de déclencher sur la première pointe d'intensité du courant de défaut ($3 \text{ à } 5 I_n$ selon X''_d) à l'aide de la protection I_m , non temporisée.

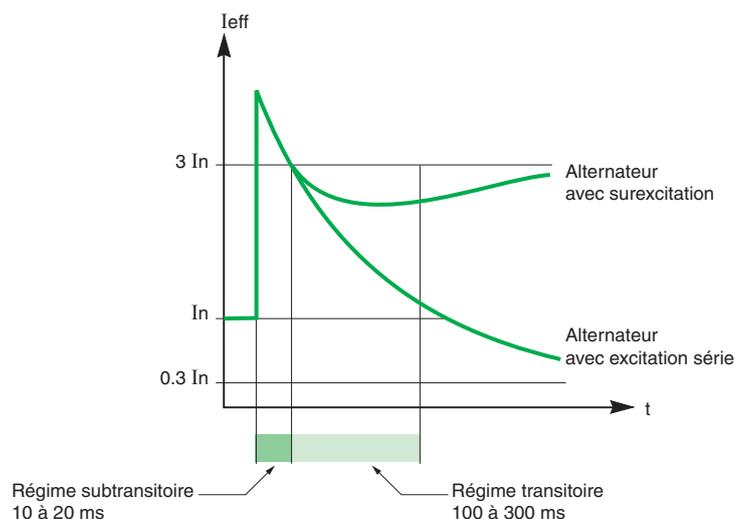


Fig. N27 : L'alternateur en court-circuit

2.6 Installation, raccordement et choix de la section des câbles

Onduleurs prêts à raccorder

Les onduleurs des installations de petite puissance, concernant par exemple des matériels de micro-informatique, sont livrés sous forme de modules compacts en châssis, prêts à raccorder. Le câblage interne est réalisé en usine et adapté aux caractéristiques des constituants.

Onduleurs non prêts à raccorder

Pour les autres onduleurs, il y a lieu de prévoir les câbles de raccordement du réseau au chargeur, à l'utilisation et à la batterie. Les câbles de raccordement dépendent des courants mis en jeu, comme indiqué dans la **Figure N28** ci-après.

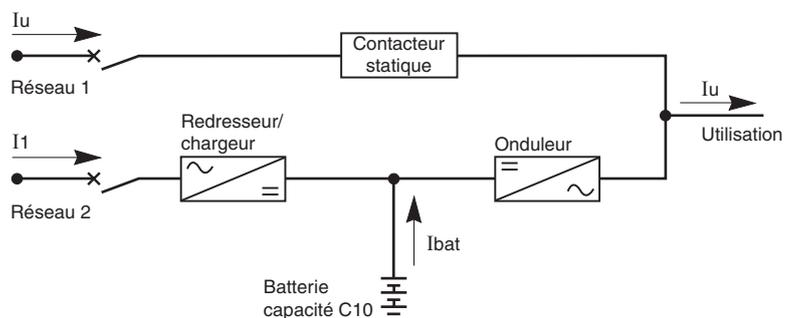


Fig.N28 : Courants à prendre en compte pour le choix des câbles

Calcul des courants I_1 , I_u

- Le courant I_u en fonctionnement sur alimentation réseau est directement lié à l'utilisation.
- Le courant I_1 à l'entrée du redresseur chargeur dépend :
 - de la capacité de la batterie (C10) et de son régime de charge (I_b),
 - des caractéristiques du chargeur,
 - du rendement de l'onduleur.
- Le courant I_{bat} est le courant dans le conducteur de raccordement à la batterie. Ces courants sont fournis par les constructeurs.

Chute de tension et échauffement des câbles

La section des câbles dépend :

- de l'échauffement admissible,
- de la chute de tension admissible.

Chacun de ces deux paramètres conduira, pour une alimentation donnée, à une section minimale admissible. C'est, bien entendu, la plus importante de ces deux sections qui devra être utilisée.

Il faut aussi tenir compte, pour la définition du cheminement des câbles, de la distance à respecter entre les circuits "courants faibles" et les circuits de "puissance" de façon à éviter l'influence des courants parasites HF.

Echauffement

L'échauffement admissible dans les câbles est limité par la tenue des isolants.

L'échauffement des câbles dépend :

- de la nature de l'âme (Cu ou Al),
- du mode de pose,
- du nombre de câbles jointifs.

Les normes donnent, pour chaque type de câble, l'intensité maximale admissible.

Chutes de tension

Les chutes de tension maximales admissibles sont :

- 3 % sur les circuits alternatifs 50 ou 60 Hz,
- 1 % sur les circuits continus.

2 Les alimentations sans interruption -ASI-

Tableaux de choix

La **Figure N29** donne la chute de tension en % pour un circuit de 100 m de câble. Pour calculer la chute de tension dans un circuit de longueur L, multiplier la valeur du tableau par L/100.

- Sph : section des conducteurs
- In : courant nominal des protections du circuit considéré

Circuit triphasé

Si la chute de tension dépasse 3 % (50-60 Hz), augmenter la section des conducteurs.

Circuit continu

Si la chute de tension dépasse 1 %, augmenter la section des conducteurs.

a - Circuit triphasé (conducteurs en cuivre)
50-60 Hz - 380 V / 400 V / 415 V triphasé, $\cos \varphi = 0,8$, système équilibré tri + N

In (A)	Sph (mm ²)											
	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
10	0,9											
15	1,2											
20	1,6	1,1										
25	2,0	1,3	0,9									
32	2,6	1,7	1,1									
40	3,3	2,1	1,4	1,0								
50	4,1	2,6	1,7	1,3	1,0							
63	5,1	3,3	2,2	1,6	1,2	0,9						
70	5,7	3,7	2,4	1,7	1,3	1,0	0,8					
80	6,5	4,2	2,7	2,1	1,5	1,2	0,9	0,7				
100	8,2	5,3	3,4	2,6	2,0	2,0	1,1	0,9	0,8			
125		6,6	4,3	3,2	2,4	2,4	1,4	1,1	1,0	0,8		
160			5,5	4,3	3,2	3,2	1,8	1,5	1,2	1,1	0,9	
200				5,3	3,9	3,9	2,2	1,8	1,6	1,3	1,2	0,9
250					4,9	4,9	2,8	2,3	1,9	1,7	1,4	1,2
320							3,5	2,9	2,5	2,1	1,9	1,5
400							4,4	3,6	3,1	2,7	2,3	1,9
500								4,5	3,9	3,4	2,9	2,4
600									4,9	4,2	3,6	3,0
800										5,3	4,4	3,8
1,000											6,5	4,7

Pour un circuit triphasé 230 V, multiplier le résultat par $\sqrt{3}$

Pour un circuit monophasé 208/230 V, multiplier le résultat par 2

b - Circuit continu (conducteurs en cuivre)

In (A)	Sph (mm ²)											
	-	-	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
100			5,1	3,6	2,6	1,9	1,3	1,0	0,8	0,7	0,5	0,4
125				4,5	3,2	2,3	1,6	1,3	1,0	0,8	0,6	0,5
160					4,0	2,9	2,2	1,6	1,2	1,1	0,6	0,7
200						3,6	2,7	2,2	1,6	1,3	1,0	0,8
250							3,3	2,7	2,2	1,7	1,3	1,0
320								3,4	2,7	2,1	1,6	1,3
400									3,4	2,8	2,1	1,6
500										3,4	2,6	2,1
600										4,3	3,3	2,7
800											4,2	3,4
1 000											5,3	4,2
1 250												5,3

Fig. N29 : Chute de tension en % pour [a] circuits triphasés et [b] circuit CC

Cas particulier du conducteur neutre

Sur les réseaux triphasés, les courants d'harmonique 3 (et de ses multiples) des charges monophasées s'additionnent dans le conducteur neutre (somme des courants des 3 phases).

Ceci conduit à adopter la règle : section du neutre = 1,5 x section d'une phase.

Exemple

Soit à choisir le câble pour un circuit triphasé 400 V de 70 m de long, réalisé avec des conducteurs en cuivre et dont l'intensité nominale est de 600 A.

Les normes d'installation donnent, en fonction du mode de pose et de l'utilisation, une section minimale. Supposons que cette section minimale soit 95 mm². Vérifions que la chute de tension reste inférieure à 3 %.

Le tableau de la Figure N29 pour les circuits triphasés donne, pour un courant de 600 A circulant dans un câble de 300 mm², une chute de tension pour 100 m de câble égale 3 % soit pour 70 m :

$$3 \times \frac{70}{100} = 2,1 \%$$

donc en dessous du seuil limite de 3 %.

Un calcul identique peut être fait pour un courant continu de 1 000 A. Dans un câble de 10 m, la chute de tension pour 100 m de section 240 mm² est de 5,3 % soit pour 10 m :

$$5,3 \times \frac{10}{100} = 0,53 \%$$

donc en dessous du seuil limite de 3 %.

2.7 Les ASI et leur environnement

Les onduleurs peuvent communiquer avec d'autres équipements, notamment les équipements informatiques. Ils peuvent transmettre des informations d'état et recevoir des ordres quant à leur fonctionnement afin :

- d'optimiser la protection

L'onduleur transmet par exemple des informations sur son fonctionnement (normal, en autonomie, pré-alarmer de fin d'autonomie...) à l'ordinateur qu'il alimente ; ce dernier en déduit des fonctionnements appropriés,

- de contrôler à distance

L'onduleur transmet des informations d'état et de mesure à un opérateur qui peut télécommander certaines actions,

- de gérer l'installation

L'utilisateur dispose d'une GTC (gestion technique centralisée) qui lui permet d'acquérir des informations de la part des onduleurs, de les mémoriser, de signaler les anomalies, de présenter des états ou synoptiques, de commander des actions.

Cette évolution générale vers une compatibilité entre divers équipements de systèmes complexes de traitement de l'information (interopérabilité) se traduit par l'incorporation dans les onduleurs de nouvelles fonctions.

2.8 Equipements complémentaires**Transformateurs**

La présence d'un transformateur à enroulements séparés sur la liaison Réseau 2-contacteur statique permet principalement :

- un changement de tension lorsque celle du réseau d'alimentation est différente de celle du réseau d'utilisation,
- un changement de régime de neutre entre les réseaux d'alimentation.

De plus ce transformateur :

- réduit le niveau du courant de court-circuit au secondaire (c'est à dire sur les charges) par rapport à celui du réseau amont (au primaire),
- évite aux courants harmoniques 3 et multiples de 3, qui peuvent être présents au secondaire, de circuler sur le réseau amont du fait des bobinages au primaire connectés en delta.

Filtre anti-harmonique

Une ASI comporte un chargeur de batterie qui est contrôlé par des thyristors ou des transistors. Le découpage du courant génère des distorsions en tension et donc des composantes harmoniques dans le réseau d'alimentation. Pour pallier ces phénomènes, les onduleurs sont munis, d'origine, d'un filtre d'entrée qui est suffisant dans la plupart des cas.

Dans certains cas spécifiques d'installations de très forte puissance, un filtre complémentaire peut être nécessaire.

C'est le cas lorsque :

- l'onduleur a une puissance importante vis-à-vis de celle du transformateur de tête d'installation du réseau,

2 Les alimentations sans interruption -ASI-

- le jeu de barres comporte des équipements sensibles aux harmoniques,
- un groupe de reprise est prévu en tête d'installation.

Consulter les constructeurs.

Equipements de communication

La communication avec les équipements des systèmes liés à l'informatique peut amener à équiper les onduleurs d'équipements de communication.

Ces derniers peuvent être incorporés d'origine (cf. **Fig. N30a**), ou rajoutés sur demande (cf. **Fig. N30b**).



Fig. N30a : Onduleur prêt à raccorder (avec module DIN)



Fig. N30b : Onduleur réalisant la disponibilité et la qualité de l'énergie qui alimente des ordinateurs

3 La protection des transformateurs BT/BT

Ces transformateurs, dont la puissance varie de quelques centaines de VA à quelques centaines de kVA, sont fréquemment utilisés pour :

- changer de tension :
- les circuits auxiliaires de commande et de contrôle,
- les circuits d'éclairage (créer un réseau 230 V quand le réseau (au primaire) est un réseau 400 V triphasé sans neutre).
- changer le schéma des liaisons à la terre des charges ayant des courants importants de fuite à la terre, capacitifs (équipement de traitement de l'information, PC, etc.) ou résistifs (fours électriques, équipements pour chaufferie industrielle, pour cantines, etc.). Les transformateurs BT/BT sont livrés généralement avec un système de protection intégré, et les constructeurs doivent être consultés pour plus de détails. Dans tous les cas, une protection contre les surintensités doit être installée au primaire. L'exploitation de ces transformateurs nécessite la connaissance de leur fonction particulière ainsi que certains points développés ci-après.

Note : dans les cas particuliers de transformateurs d'isolement de sécurité TBT, un écran métallique entre primaire et secondaire est souvent exigé, suivant l'application, comme recommandé dans la norme CEI 61558 -2-6 et la norme européenne EN 61558-2-6 (NF C 52-742) (voir paragraphe 3.5 du chapitre F).

3.1 Pointes de courant à l'enclenchement

A leur mise sous tension, il se produit des appels de courant très importants (appelés "pointes d'enclenchement") dont il faut tenir compte dans la définition des appareils de protection de surintensité (cf. Fig. N31).

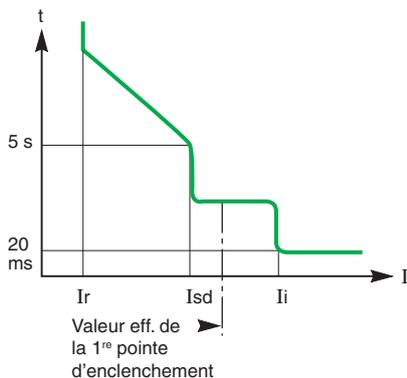


Fig. N32 : Courbe de déclenchement d'un disjoncteur Compact NSX équipé d'un déclencheur Micrologic.

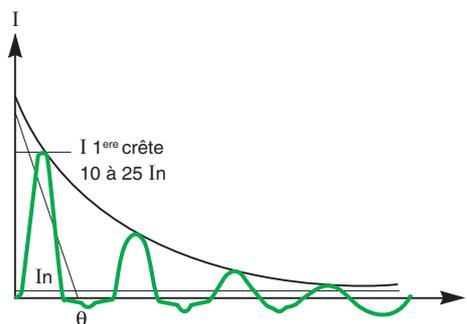


Fig. N31 : Régime transitoire du courant à l'enclenchement d'un transformateur

L'amplitude dépend :

- de la tension du réseau au moment de la mise sous tension,
- de l'induction rémanente dans le circuit magnétique,
- des caractéristiques et de la charge du transformateur.

La première crête de courant atteint fréquemment 10 à 15 fois le courant efficace assigné du transformateur, et pour des petites puissances (< 50 kVA), atteint fréquemment des valeurs 20 à 25 fois le courant nominal. Ce courant d'enclenchement s'amortit très rapidement avec une constante de temps θ de l'ordre de quelques ms à quelques dizaines de ms.

3.2 Choix de la protection d'un départ alimentant un transformateur BT/BT

L'appareil de protection placé sur un départ alimentant un transformateur BT/BT doit éviter tout déclenchement intempestif lors de sa mise sous tension ; on utilise en conséquence :

- soit des disjoncteurs sélectifs (avec une légère temporisation pour la protection Court retard) de la gamme Compact NSX (cf. Fig. N32),
- soit des disjoncteurs à seuil de déclenchement élevé : Multi 9 courbe D (cf. Fig. N33).

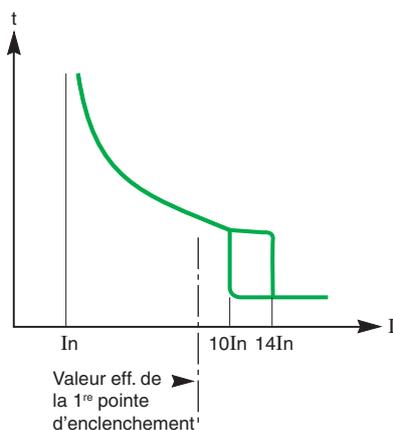


Fig. N33 : Caractéristiques de déclenchement d'un disjoncteur Multi 9 courbe D

3 La protection des transformateurs BT/BT

Exemple 1

Un circuit alimentant un transformateur 400/230 V, 125 kVA ($I_n = 180$ A) pour lequel la première pointe d'enclenchement du courant peut atteindre $12 I_n$, soit $12 \times 180 = 2160$ A.

Cette valeur crête correspond à une valeur efficace de 1530 A.

Un disjoncteur Compact NSX 250 N équipé d'un déclencheur Micrologic 2 est adapté à la protection du transformateur avec :

- un réglage de la protection Long retard à 200 A,
- un réglage de la protection Court retard $8 \times I_r$.

Exemple 2 : protection contre les surcharges installée au secondaire du transformateur (cf. Fig. N34)

L'avantage d'installer une protection contre les surintensités au secondaire d'un transformateur est qu'il peut être protégé au primaire par une protection spécifique (de type moteur) à seuil de déclenchement Instantané ou magnétique élevé, soit :

- de type électronique Instantané (par exemple Compact NSX avec déclencheur Micrologic 1.3),
- de type magnétique (par exemple Compact NSX avec déclencheur MA).

Le réglage de la protection contre les courts-circuits au primaire doit aussi être effectué de manière à assurer le fonctionnement du disjoncteur en cas de court-circuit au secondaire du transformateur.

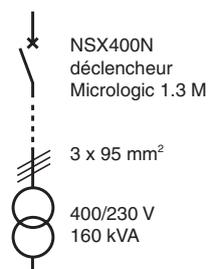


Fig. N34 : Exemple

Nota : la protection primaire est parfois réalisée avec des fusibles de type aM. Cette solution présente deux inconvénients :

- les fusibles doivent être très fortement surcalibrés (au moins 4 fois le courant nominal du transformateur),
- pour réaliser au primaire les fonctions de commande et sectionnement, ils doivent être associés à un interrupteur ou un contacteur lui-aussi fortement surcalibré.

3.3 Caractéristiques électriques à 50 Hz des transformateurs BT/BT

Triphasé																							
puissance en kVA	5	6,3	8	10	12,5	16	20	25	31,5	40	50	63	80	100	125	160	200	250	315	400	500	630	800
pertes à vide (W)	100	110	130	150	160	170	270	310	350	350	410	460	520	570	680	680	790	950	1160	1240	1485	1855	2160
Pertes en charge (W)	250	320	390	500	600	840	800	1180	1240	1530	1650	2150	2540	3700	3700	5900	5900	6500	7400	9300	9400	11400	13400
tension de cc (%)	4,5	4,5	4,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5	5	4,5	5	5	5,5	4,5	5,5	5	5	4,5	6	6	5,5	5,5

Monophasé														
Puissance en kVA	8	10	12,5	16	20	25	31,5	40	50	63	80	100	125	160
Pertes à vide (W)	105	115	120	140	150	175	200	215	265	305	450	450	525	635
Pertes en charge (W)	400	530	635	730	865	1065	1200	1400	1900	2000	2450	3950	3950	4335
Tension de cc (%)	5	5	5	4,5	4,5	4,5	4	4	5	5	4,5	5,5	5	5

3.4 Protection des transformateurs BT/BT par disjoncteurs Schneider Electric

Disjoncteurs Multi 9

Puissance du transformateur (kVA)			Appareil de protection disjoncteur courbe D ou K	Calibre (A)
230/240 V 1-ph	230/240 V 3-ph 400/415 V 1-ph	400/415 V 3-ph		
0,05	0,09	0,16	C60, NG125	0,5
0,11	0,18	0,32	C60, NG125	1
0,21	0,36	0,63	C60, NG125	2
0,33	0,58	1,0	C60, NG125	3
0,67	1,2	2,0	C60, NG125	6
1,1	1,8	3,2	C60, C120, NG125	10
1,7	2,9	5,0	C60, C120, NG125	16
2,1	3,6	6,3	C60, C120, NG125	20
2,7	4,6	8,0	C60, C120, NG125	25
3,3	5,8	10	C60, C120, NG125	32
4,2	7,2	13	C60, C120, NG125	40
5,3	9,2	16	C60, C120, NG125	50
6,7	12	20	C60, C120, NG125	63
8,3	14	25	C120, NC100, NG125	80
11	18	32	C120, NC100, NG125	100
13	23	40	C120, NG125	125

Disjoncteurs Compact NSX100 à NSX250 avec déclencheur TM-D

Puissance du transformateur (kVA)			Appareil de protection disjoncteur	Déclencheur "type"
230/240 V 1-ph	230/240 V 3-ph 400/415 V 1-ph	400/415 V 3-ph		
3	5 à 6	9 à 12	NSX100F/N/H/S/L	TM16D
5	8 à 9	14 à 16	NSX100F/N/H/S/L	TM25D
7 à 9	13 à 16	22 à 28	NSX100F/N/H/S/L	TM40D
12 à 15	20 à 25	35 à 44	NSX100F/N/H/S/L	TM63D
16 à 19	26 à 32	45 à 56	NSX100F/N/H/S/L	TM80D
18 à 23	32 à 40	55 à 69	NSX160F/N/H/S/L	TM100D
23 à 29	40 à 50	69 à 87	NSX160F/N/H/S/L	TM125D
29 à 37	51 à 64	89 à 111	NSX250F/N/H/S/L	TM160D
37 à 46	64 à 80	111 à 139	NSX250F/N/H/S/L	TM200D

Disjoncteurs Compact NSX100 à Masterpact NW32 avec déclencheur Micrologic

Puissance du transformateur (kVA)			Appareil de protection disjoncteur	Déclencheur "type"	Réglage Ir max (A)
230/240 V 1-ph	230/240 V 3-ph 400/415 V 1-ph	400/415 V 3-ph			
4 à 7	6 à 13	11 à 22	NSX100F/N/H/S/L	Micrologic 2.2 ou 5.2 40	32
9 à 19	16 à 30	27 à 56	NSX100F/N/H/S/L	Micrologic 2.2 ou 5.2 100	80
15 à 30	5 à 50	44 à 90	NSX160F/N/H/S/L	Micrologic 2.2 ou 5.2 160	128
23 à 46	40 à 80	70 à 139	NSX250F/N/H/S/L	Micrologic 2.2 ou 5.2 250	200
37 à 65	64 à 112	111 à 195	NSX400F/N/H/S	Micrologic 2.3 ou 5.3 400	280
37 à 55	64 à 95	111 à 166	NSX400L	Micrologic 2.3 ou 5.3 400	240
58 à 83	100 à 144	175 à 250	NSX630F/N/H/S/L	Micrologic 2.3 ou 5.3 630	400
58 à 150	100 à 250	175 à 436	NS630bN/bH NT06H1	Micrologic 5.0/6.0/7.0	630
74 à 184	107 à 319	222 à 554	NS800N/H - NT08H1 - NW08N1/H1	Micrologic 5.0/6.0/7.0	800
90 à 230	159 à 398	277 à 693	NS1000N/H - NT10H1 - NW10N1/H1	Micrologic 5.0/6.0/7.0	1000
115 à 288	200 à 498	346 à 866	NS1250N/H - NT12H1 - NW12N1/H1	Micrologic 5.0/6.0/7.0	1250
147 à 368	256 à 640	443 à 1108	NS1600N/H - NT16H1 - NW16N1/H1	Micrologic 5.0/6.0/7.0	1600
184 à 460	320 à 800	554 à 1385	NW20N1/H1	Micrologic 5.0/6.0/7.0	2000
230 à 575	400 à 1000	690 à 1730	NW25N2/H3	Micrologic 5.0/6.0/7.0	2500
294 à 736	510 à 1280	886 à 2217	NW32N2/H3	Micrologic 5.0/6.0/7.0	3200

Source de confort et de productivité, l'éclairage représente 15 % de la quantité d'électricité consommée dans l'industrie et 40 % dans les bâtiments. La qualité de l'éclairage (stabilité de la lumière et continuité de service) dépend de celle de l'énergie électrique ainsi consommée. L'alimentation électrique des réseaux d'éclairage a donc pris une grande importance.

Pour aider à leur conception et faciliter le choix de leurs dispositifs de protection, les auteurs présentent dans ce document une analyse des différentes technologies de lampes et des principales évolutions technologiques en cours. Après une synthèse des particularités des circuits d'éclairage et de leur impact sur les dispositifs de commande et de protection, ils traitent du choix des appareils à mettre en œuvre.

4.1 Les différentes technologies de lampes

Un rayonnement lumineux artificiel peut-être produit à partir de l'énergie électrique selon deux principes : l'incandescence et l'électroluminescence.

L'incandescence est la production de lumière par élévation de température. Les niveaux d'énergie sont en très grand nombre, et par conséquent, le spectre de rayonnement émis est continu. Le cas le plus courant est un filament chauffé à blanc par la circulation d'un courant électrique. L'énergie fournie est transformée en effet Joule et en flux lumineux.

La luminescence est le phénomène d'émission par la matière d'un rayonnement lumineux visible ou proche du visible. Un gaz (ou des vapeurs) soumis à une décharge électrique émet un rayonnement lumineux (électroluminescence des gaz). Ce gaz n'étant pas conducteur à la température et à la pression ordinaires, la décharge est produite en générant des particules chargées permettant l'ionisation du gaz. Le spectre, en forme de raies, dépend des niveaux d'énergie propre au gaz (ou à la vapeur) employé. La pression et la température du gaz déterminent la longueur des raies émises et la nature du spectre.

La photoluminescence est la luminescence d'un matériau exposé à un rayonnement visible ou proche du visible (ultraviolet, infrarouge).

Lorsque la substance absorbe un rayonnement ultraviolet et émet un rayonnement visible qui s'arrête peu de temps après l'excitation, il s'agit de la fluorescence.

Lampes à incandescence

Les lampes à incandescence sont historiquement les plus anciennes et les plus répandues dans le grand public.

Leur principe est un filament porté à incandescence dans le vide ou une atmosphère neutre empêchant sa combustion.

Deux types de lampes existent :

■ Les ampoules standard

Elles comportent un filament de tungstène et elles sont remplies d'un gaz inerte (azote et argon ou krypton).

■ Les ampoules à halogène

Elles comportent aussi un filament de tungstène, mais elles sont remplies d'un composé halogéné (iode, brome ou fluor) et d'un gaz inerte (krypton ou xénon). Responsable d'un phénomène de régénération du filament, ce composé halogéné permet d'augmenter la durée de vie des lampes et évite leur noircissement. Ceci autorise également une température de filament plus élevée et donc une luminosité supérieure dans des ampoules de petite taille.

Le principal inconvénient des lampes à incandescence est leur forte dissipation de chaleur et donc leur faible rendement lumineux.

Tubes fluorescents

Cette famille regroupe les tubes fluorescents et les lampes fluo-compactes. Leur technologie est généralement dite « à mercure basse pression ».

Le principe consiste à créer un arc à l'intérieur du tube, provoquant la collision d'électrons avec les ions de vapeur de mercure. Cette collision provoque l'émission d'un rayonnement ultraviolet. Sous l'action de ce rayonnement, le matériau fluorescent couvrant l'intérieur du tube émet de la lumière visible.

Les tubes fluorescents dissipent moins de chaleur et ont une durée de vie plus longue que les lampes à incandescence. Ils nécessitent par contre l'emploi d'un dispositif d'allumage appelé "starter" et d'un dispositif de limitation du courant de l'arc après allumage, appelé "ballast". Ce dispositif est en général une inductance placée en série avec l'arc.

Le principe des Lampes fluorescentes compactes est identique à celui d'un tube fluorescent. Les fonctions de starter et de ballast sont assurées par un circuit électronique (intégré à la lampe) qui permet l'emploi de tubes de dimensions réduites et repliés sur eux-mêmes.

Les lampes fluo-compactes (cf. **Fig. N35**) ont été développées pour remplacer les lampes à incandescence : elles apportent une économie d'énergie significative (15 W contre 75 W pour une même luminosité) et une augmentation de la durée de vie.

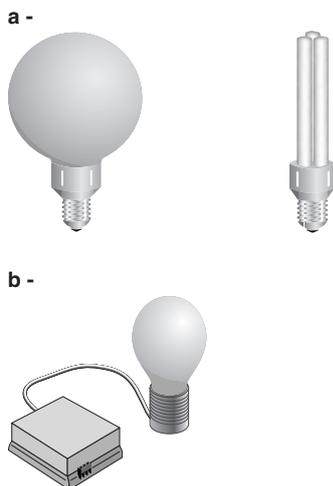


Fig. N35 : Lampes fluorescentes compactes [a] standard, [b] à induction



Fig. N36 : Lampes à décharge.

Les lampes dites « à induction » ou « sans électrodes » ont un démarrage instantané et le nombre de commutations n'affecte pas leur durée de vie. Leur principe est une ionisation du gaz présent dans le tube par un champ électromagnétique à très haute fréquence (jusqu'à 1 GHz). Leur durée de vie peut atteindre 100 000 h.

Lampes à décharge (cf. Fig. N36)

La lumière est produite par une décharge électrique créée entre deux électrodes au sein d'un gaz dans une ampoule de quartz. Toutes ces lampes nécessitent donc un ballast pour limiter le courant dans l'arc. Plusieurs technologies ont donc été développées pour différentes applications.

Les lampes à vapeur de sodium basse pression possèdent le meilleur rendement lumineux, mais leur rendu des couleurs est très mauvais puisque leur rayonnement est monochromatique d'une couleur orangée.

Les lampes à vapeur de sodium haute-pression émettent une lumière de couleur blanche légèrement orangée.

Les lampes à vapeur de mercure haute-pression sont aussi appelées « ballons fluorescents ». Elles émettent une lumière de couleur blanche bleutée caractéristique. La décharge est produite dans une ampoule en quartz ou en céramique à des pressions supérieures à 100 kPa.

Les lampes à halogénures métalliques sont de technologie plus récente. Elles émettent une couleur ayant un spectre large. L'utilisation de tube en céramique permet une meilleure efficacité lumineuse et une meilleure stabilité des couleurs.

Technologie	Utilisation	Avantages	Inconvénients
Incandescence standard	- Usage domestique - Eclairage localisé décoratif	- Branchement direct sans appareillage intermédiaire - Prix d'achat peu élevé - Faible encombrement - Allumage instantané - Bon rendu des couleurs	- Efficacité lumineuse faible - Faible durée de vie - Forte dissipation de chaleur
Incandescence halogène	- Eclairage ponctuel - Eclairage intense	- Branchement direct - Allumage instantané - Excellent rendu des couleurs	- Efficacité lumineuse moyenne
Tube fluorescent	- Magasins, bureaux, ateliers - Extérieurs	- Efficacité lumineuse élevée - Rendu de couleurs moyen	- Puissance lumineuse unitaire faible - Sensible aux températures extrêmes
Lampe fluo compacte	- Usage domestique - Bureaux - Remplacement des lampes à incandescence	- Bonne efficacité lumineuse - Bon rendu de couleurs	- Investissement initial élevé par rapport aux lampes à incandescence
Vapeur de mercure	- Ateliers, halls, hangars - Cours d'usines	- Bonne efficacité lumineuse - Rendu de couleurs acceptable - Faible encombrement - Durée de vie élevée	- Temps d'allumage et rallumage de quelques minutes
Sodium haute pression	- Extérieurs - Halls de grandes dimensions	- Très bonne efficacité lumineuse	- Temps d'allumage et rallumage de quelques minutes
Sodium basse pression	- Extérieurs - Eclairage de sécurité	- Bonne visibilité par temps de brouillard - Exploitation économique	- Temps d'allumage : 5 min. - Rendu des couleurs médiocre
Halogénure métallique	- Grands espaces - Halls de grande hauteur	- Bonne efficacité lumineuse - Bon rendu de couleurs - Durée de vie élevée	- Temps d'allumage et rallumage de quelques minutes
LED	- Signalisation (feux tricolores, panneaux "sortie")	- Insensibles au nombre de commutations - Faible consommation d'énergie - Basse température	- Nombre de couleurs limité - Faible luminosité unitaire

N30

Technologie	Puissance (watt)	Rendement (lumen/watt)	Durée de vie (heures)
Incandescence standard	3 – 1000	10 – 15	1000 – 2000
Incandescence halogène	5 – 500	15 – 25	2000 – 4000
Tube fluorescent	4 – 56	50 – 100	7500 – 24000
Lampe fluo compacte	5 – 40	50 – 80	10000 – 20000
Vapeur de mercure	40 – 1000	25 – 55	16000 – 24000
Sodium haute pression	35 – 1000	40 – 140	16000 – 24000
Sodium basse pression	35 – 180	100 – 185	14000 – 18000
Halogénure métallique	30 – 2000	50 – 115	6000 – 20000

Fig. N37 : Utilisation et technologies des dispositifs d'éclairage

Diodes Electroluminescentes (Light Emitting Diodes, LED)

Le principe des diodes électroluminescentes est l'émission de lumière par un semi-conducteur au passage d'un courant électrique. Les LED sont d'un usage courant dans de nombreuses applications, mais le développement récent de diodes de couleur blanche ou bleue à haut rendement lumineux ouvre de nouvelles perspectives, en particulier pour la signalisation (feux de circulation, panneaux de sécurité,...) ou l'éclairage de secours.

Les LED sont des dispositifs à très basse tension ayant une très basse consommation: ils sont donc propices à une alimentation en très basse tension, en particulier par des batteries. L'alimentation par le réseau nécessite un convertisseur. L'avantage des LED est leur faible consommation d'énergie. Il en résulte une faible température de fonctionnement qui autorise une très longue durée de vie. Par contre, une diode élémentaire a une faible puissance lumineuse. Un éclairage puissant nécessite donc le raccordement d'un grand nombre d'unités en série et parallèle.

4.2 Caractéristiques électriques des lampes

Lampes à incandescence à alimentation directe

En raison de la température très élevée du filament en cours de fonctionnement (jusqu'à 2500 °C), sa résistance varie dans de grandes proportions suivant que la lampe est éteinte ou allumée. La résistance à froid étant faible, il en résulte une pointe de courant à l'allumage pouvant atteindre 10 à 15 fois le courant nominal pendant quelques ms à quelques dizaines de ms.

Cette contrainte concerne aussi bien les lampes ordinaires que les lampes à halogène : elle impose de réduire le nombre maximal de lampes pouvant être alimentées par un même dispositif tel que télérupteur, contacteur modulaire ou relais pour canalisations préfabriquées.

Lampes à halogène à très basse tension

■ Certaines lampes à halogène de faible puissance sont alimentées en TBT 12 ou 24 V, par l'intermédiaire d'un transformateur ou d'un convertisseur électronique. Lors de la mise sous tension, au phénomène de variation de résistance du filament, s'ajoute le phénomène de magnétisation du transformateur. Le courant d'appel peut atteindre 50 à 75 fois le courant nominal pendant quelques ms. L'utilisation d'un gradateur placé sur l'alimentation réduit significativement cette contrainte.

■ Les convertisseurs électroniques, à puissance égale, sont d'un coût d'achat plus élevé que les solutions avec transformateur. Ce handicap commercial est compensé par une plus grande facilité d'installation car leur faible dissipation thermique les rend aptes à une fixation sur un support inflammable.

Il existe maintenant de nouvelles lampes TBT à halogène avec un transformateur intégré dans leur culot. Elles peuvent être alimentées directement à partir du réseau BT et remplacer des lampes à incandescence normales sans aucune adaptation.

La variation de la luminosité

Elle peut être obtenue par variation de la tension appliquée à la lampe.

Cette variation de tension est réalisée le plus souvent par un dispositif du type gradateur à triac dont on fait varier l'angle d'amorçage dans la période de la tension réseau. La forme d'onde de la tension appliquée à la lampe est illustrée sur la **Figure N38a**. Cette technique dite « à retard d'allumage » ou « cut-on control » convient à l'alimentation des circuits résistifs ou inductifs. Une autre technique qui convient à l'alimentation des circuits capacitifs est développée avec des composants électroniques MOS ou IGBT. Elle réalise la variation de tension en bloquant le courant avant la fin de demi-période (cf. **Fig. N38b**) aussi est-elle dénommée « à avance d'extinction » ou « cut-off control ».

La mise sous tension progressive de la lampe permet également de réduire, voire d'éliminer la pointe de courant à l'allumage.

Comme le courant dans la lampe est découpé par l'électronique de commande, le taux de distorsion en courant est élevé et donc des courants harmoniques circulent sur le réseau.

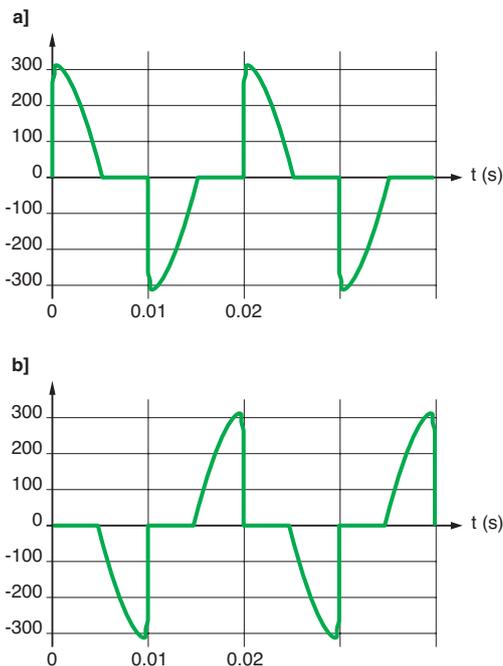


Fig. N38 : Allure de la tension fournie par un variateur de lumière à 50 % de la tension maximale avec les techniques : **a)** « à retard d'allumage » ou « cut-on control », **b)** « à avance d'extinction » ou « cut-off control ».

Le courant harmonique 3 est prépondérant; la **Figure N39** représente le pourcentage de courant d'harmonique 3 par rapport au courant fondamental (en fonction de la puissance).

Il est à noter qu'en pratique la puissance fournie à la lampe au moyen d'un gradateur peut varier dans une plage de 15 % à 85 % de la puissance maximale de la lampe.

Conformément à la norme CEI 61000-3-2 (NF EN 61000-3-2) définissant les limites pour les émissions de courant harmonique des appareils électriques ou électroniques dont le courant est ≤ 16 A par phase, les dispositions suivantes s'appliquent :

- pour les gradateurs autonomes d'alimentation de lampes à incandescence, ayant une puissance nominale ≤ 1 kW, aucune limite n'est imposée,
- dans les autres cas, ou pour des appareils d'éclairage à lampe à incandescence et avec un gradateur intégré ou un gradateur dans une enveloppe, l'intensité maximale de courant d'harmonique 3 permise est 2,3 A.

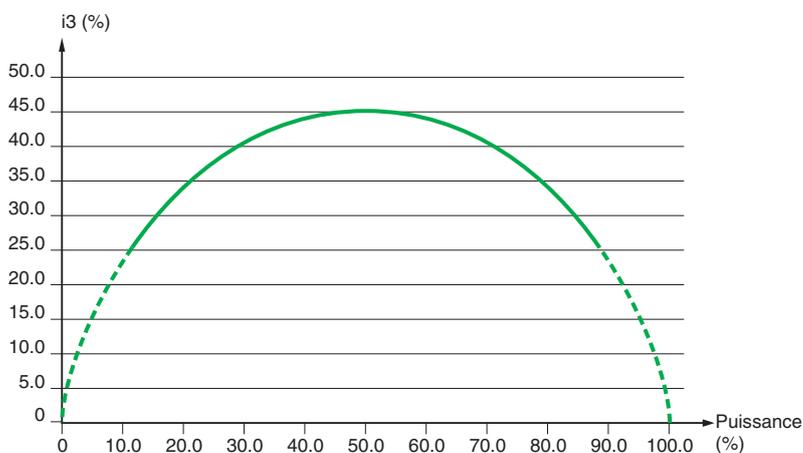


Fig. N39 : Pourcentage d'harmonique 3 du courant en fonction de la puissance fournie à une lampe à incandescence au moyen d'un gradateur électronique

N32

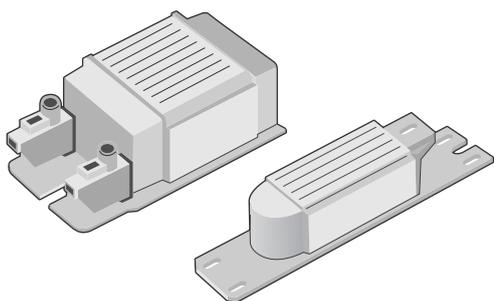


Fig. N40 : Ballasts magnétiques

Tubes fluorescents à ballast magnétique

Les tubes fluorescents et les lampes à décharge nécessitent l'emploi d'un circuit de limitation de l'intensité de l'arc. La technologie la plus couramment utilisée est le ballast magnétique qui est une inductance placée en série avec l'ampoule elle-même (cf. **Fig. N40**).

Cette disposition est la plus couramment utilisée dans les applications domestiques où le nombre de tubes est limité. Aucune contrainte particulière n'est appliquée aux interrupteurs.

Les gradateurs ne sont pas compatibles avec les ballasts magnétiques : l'annulation de la tension pendant une fraction de période interrompt la décharge et, de ce fait, éteint complètement la lampe.

La fonction du starter est double : assurer le préchauffage des électrodes du tube, puis de générer une surtension pour l'amorçage du tube. Cette surtension est générée par l'ouverture d'un contact qui interrompt le courant circulant dans le ballast magnétique (contrôlée par un relais thermique).

Pendant le fonctionnement du starter (env.1 s), le courant absorbé par le luminaire est environ 2 fois le courant nominal.

Le courant absorbé par l'ensemble tube et ballast étant essentiellement inductif, le facteur de puissance est très faible (en moyenne entre 0,4 et 0,5). Dans les installations comportant un grand nombre de tubes, il est nécessaire de mettre en œuvre un dispositif de compensation pour améliorer le facteur de puissance.

Pour une installation d'éclairage importante, une compensation avec une batterie de condensateurs est une solution possible, mais le plus souvent cette compensation est intégrée au niveau de chaque luminaire suivant différents schémas (cf. **Fig. N41** page suivante).

Un condensateur de compensation est dimensionné pour que le facteur de puissance global soit supérieur à 0,85. Dans le cas le plus fréquent de la compensation parallèle: en moyenne, sa capacité est de $1 \mu\text{F}$ pour 10 W de puissance active, pour tout type de lampe. Cette disposition ne permet pas le fonctionnement des variateurs de lumière de type gradateur.

4 Les circuits d'éclairage

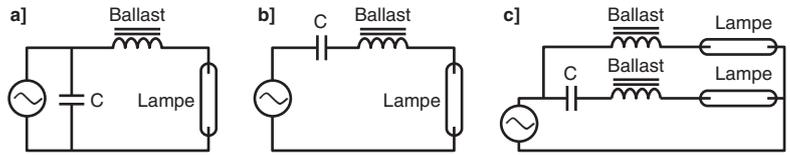


Schéma de compensation	Application	Caractéristiques
Sans	Domestique	Montage unitaire
Parallèle	Bureaux, ateliers, grandes surfaces	Contraintes sur les interrupteurs
Série		Condensateur de tension de service élevée (450 – 480 V)
Duo		Évite le scintillement

Fig. N41 : Les différents schémas de compensation a) parallèle ; b) série ; c) dual série aussi appelé « duo » et leurs champs d'application

Les contraintes de la compensation

Le schéma de compensation parallèle apporte des contraintes à l'allumage de la lampe. Le condensateur étant initialement déchargé, la mise sous tension provoque une surintensité. Une surtension apparaît également, en raison des oscillations dans le circuit constitué du condensateur et de l'inductance de l'alimentation.

L'exemple suivant permet de fixer des ordres de grandeur.

Ensemble de 50 tubes fluorescents de 36 W chacun :

- puissance active totale : 1800 W,
- puissance apparente : 2 kVA,
- courant efficace total : 9 A,
- courant crête : 13 A.

Avec :

- capacité totale : $C = 175 \mu\text{F}$,
- inductance de ligne (L) (correspondant à un courant de court-circuit de 5 kA = 150 μH).

Courant crête maximal à la mise sous tension :

$$I_c = V_{\max} \sqrt{\frac{C}{L}} = 230\sqrt{2} \sqrt{\frac{175 \times 10^{-6}}{150 \times 10^{-6}}} = 350 \text{ A}$$

La pointe de courant théorique à la mise sous tension peut donc atteindre **27 fois** le courant crête en fonctionnement normal.

L'allure de la tension et du courant à l'allumage est donnée sur le **Figure N42**.

Il y a donc un risque de soudure des contacts des dispositifs électromécaniques de commande (télérupteur, contacteur, disjoncteur) ou de destruction des interrupteurs statiques à semi-conducteurs.

Dans la réalité, les contraintes sont en général moins sévères, en raison de l'impédance des câbles.

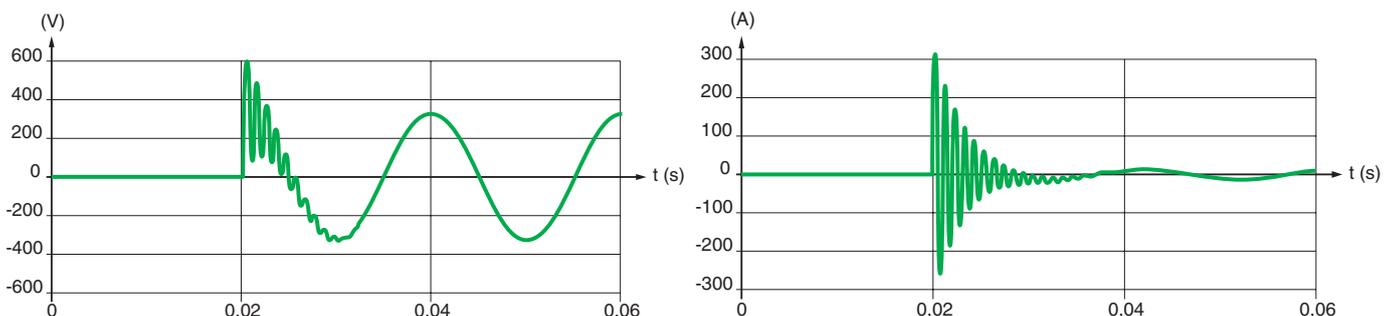


Fig. N42 : Tension d'alimentation à la mise sous tension et courant d'appel

L'allumage de plusieurs groupes de tubes fluorescents crée des contraintes particulières. Lorsqu'un groupe de tubes se trouve déjà allumé, les condensateurs de compensation de ces tubes déjà sous tension participent au courant d'appel au moment de l'allumage d'un deuxième groupe de tubes : ils « amplifient » la pointe de courant dans l'interrupteur de commande au moment de l'allumage du second groupe.

Le tableau de la **figure N43**, issu de mesures, précise l'amplitude de la première pointe de courant, pour différentes valeurs de courant de court-circuit présumé I_{cc} . La pointe de courant peut être multipliée par 2 ou 3, suivant le nombre de tubes déjà en service au moment de la connexion du dernier groupe de tubes :

Nombre de tubes déjà en service	Nombre de tubes connectés	Crête de courant d'appel (A)		
		$I_{cc} = 1,500 \text{ A}$	$I_{cc} = 3,000 \text{ A}$	$I_{cc} = 6,000 \text{ A}$
0	14	233	250	320
14	14	558	556	575
28	14	608	607	624
42	14	618	616	632

Fig. N43 : Amplitude de la première pointe de courant

Un allumage séquentiel par groupes de tubes est malgré tout recommandé pour réduire la pointe de courant dans l'interrupteur général.

Les ballasts magnétiques les plus récents sont dits "à faibles pertes". Le circuit magnétique a été optimisé, mais le principe de fonctionnement reste le même. Cette nouvelle génération de ballasts est amenée à se généraliser, sous l'influence de documents réglementaires (Directive Européenne, Energy Policy Act – USA).

Dans ces conditions, l'utilisation de ballasts électroniques est susceptible de se développer, au détriment des ballasts magnétiques.

Tubes fluorescents à ballast électronique

Les ballasts électroniques sont utilisés en remplacement des ballasts magnétiques, pour l'alimentation des tubes fluorescents (y compris les lampes fluo-compactes) et des lampes à décharge. Ils assurent également la fonction de "starter" et ne nécessitent pas de capacité de compensation.

Le principe du ballast électronique consiste à alimenter l'arc de la lampe par un dispositif électronique générant une tension alternative de forme rectangulaire (cf. **Fig. N44**) avec une fréquence comprise entre 20 et 60 kHz.

L'alimentation de l'arc par une tension à haute fréquence permet d'éliminer totalement le phénomène de papillotement et les effets stroboscopiques. Le ballast électronique est totalement silencieux.

Au cours de la période de préchauffage d'une lampe à décharge, le ballast fournit à la lampe une tension croissante, en imposant un courant quasiment constant. En régime permanent, la tension appliquée à la lampe est régulée, et indépendante des fluctuations de la tension réseau.

L'arc étant alimenté dans des conditions optimales de tension, il en résulte un gain en énergie de 5 à 10 % et une durée de vie de la lampe accrue. Par ailleurs, le rendement d'un ballast électronique peut dépasser 93 %, alors que le rendement moyen d'un dispositif magnétique n'est que de 85 %.

Le facteur de puissance est élevé (> 90 %).

Le ballast électronique permet également d'assurer la fonction de variateur de lumière. La variation de la fréquence permet en effet de faire varier l'amplitude du courant dans l'arc et donc l'intensité lumineuse.

Courant d'appel

La principale contrainte apportée par les ballasts électroniques sur les réseaux est le fort courant d'appel à la mise sous tension, liée à la charge initiale des condensateurs de filtrage (cf. **Fig. N45**).

Technologie	Courant d'appel max.	Durée
Redresseur avec PFC	30 à 100 In	≤ 1 ms
Redresseur avec self	10 à 30 In	≤ 5 ms
Ballast magnétique	≤ 13 In	5 à 10 ms

Fig. N45 : Ordres de grandeur des valeurs maximales de courants d'appel, suivant les technologies employées

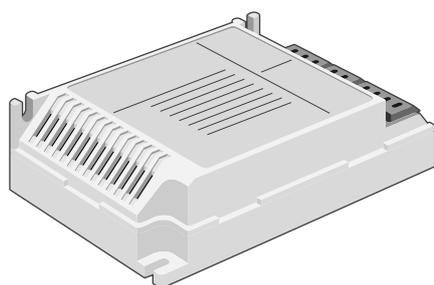


Fig. N44 : Ballast électronique.

4 Les circuits d'éclairage

Dans la réalité, les courants d'appel pour un ensemble de lampes est bien inférieur à ces valeurs, en raison des impédances de câblage. Ordre de grandeur : 5 à 10 In pendant moins de 5 ms.

Contrairement aux ballasts magnétiques, ce courant d'appel n'est pas accompagné de surtension.

Courants harmoniques

Pour les ballasts associés aux lampes à décharge de forte puissance, le courant absorbé au réseau présente un faible taux de distorsion harmonique (< 20 % en général et < 10 % pour les dispositifs les plus évolués).

Par contre, les dispositifs associés aux lampes de faible puissance, en particulier les lampes fluo-compactes, absorbent un courant très déformé (cf. **Fig. N46**). Le taux de distorsion harmonique peut atteindre 150 %. Dans ces conditions, le courant efficace absorbé au réseau vaut 1,8 fois le courant correspondant à la puissance active de la lampe, ce qui correspond à un facteur de puissance de 0,55.

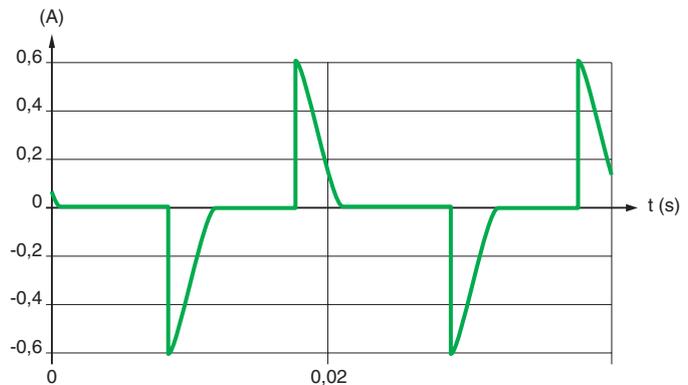


Fig. N46 : Forme de l'onde de courant absorbé par une lampe fluo-compacte

Afin d'équilibrer la charge entre les différentes phases, les circuits d'éclairage sont en général connectés entre phases et neutre de manière équilibrée. Dans ces conditions, le fort taux d'harmoniques de rang 3 et multiples de 3 peut provoquer une surcharge du conducteur de neutre. La situation la plus défavorable conduit à un courant neutre pouvant atteindre $\sqrt{3}$ fois le courant dans chaque phase.

Les limites d'émission d'harmoniques pour les systèmes électriques et électroniques sont définies dans la norme CEI 61000-3-2. Pour simplifier, les limites pour les appareils d'éclairage sont indiquées dans le tableau de la **Figure N47** uniquement pour les harmoniques de rang 3 et 5 qui sont les plus prépondérantes.

Rang harmonique	Puissance active d'entrée > 25W	Puissance active d'entrée ≤ 25W une de ces 2 limites s'applique :	
	% du courant fondamental	% du courant fondamental	Courant harmonique par rapport à la puissance active
3	30	86	3,4 mA/W
5	10	61	1,9 mA/W

Fig. N47 : Courant harmonique maximal toléré

Courants de fuite

Les ballasts électroniques disposent en général de capacités placées entre les conducteurs d'alimentation et la terre. Ces capacités sont responsables de la circulation d'un courant de fuite permanent de l'ordre de 0,5 à 1 mA par ballast. Ceci conduit donc à limiter le nombre de ballasts qu'il est possible d'alimenter par un Dispositif Différentiel Résiduel (DDR).

A la mise sous tension, la charge initiale de ces condensateurs peut provoquer également la circulation d'une pointe de courant dont l'amplitude peut atteindre quelques ampères pendant 10 μ s. Cette pointe de courant peut provoquer le déclenchement intempestif de dispositifs mal adaptés.

Emissions haute fréquence

Les ballasts électroniques sont responsables d'émissions conduites et rayonnées à haute fréquence.

Les fronts de montée très raides appliqués aux conducteurs en sortie de ballast provoquent des impulsions de courants circulant dans les capacités parasites à la terre. Il en résulte des courants parasites circulant dans le conducteur de terre et les conducteurs d'alimentation. En raison de la fréquence élevée de ces courants, il y a également rayonnement électromagnétique.

Pour limiter les émissions à haute fréquence, la lampe doit toujours se trouver à proximité immédiate du ballast, de manière à limiter la longueur des conducteurs soumis aux gradients de tension.

Le tableau de la **Figure N48** indique les différents modes d'alimentation.

Technologie	Standard	Autre
Incandescence standard	Alimentation directe	Variateur de lumière type gradateur
Incandescence halogène		
Incandescence halogène TBT	Transformateur	Convertisseur électronique
Tube fluorescent	Ballast magnétique	<ul style="list-style-type: none"> ■ Ballast électronique ■ Ballast + variateur électroniques
Lampe fluo compacte	Ballast électronique intégré	
Vapeur de mercure	Ballast magnétique	Ballast électronique
Sodium haute pression		
Sodium basse pression		
Halogénure métallique		

Fig. N48 : Différents modes d'alimentation

4.3 Les contraintes relatives aux appareils d'éclairage et les recommandations

Le courant réellement appelé par les appareils d'éclairage

Le risque

Cette caractéristique est la première qui doit être déterminée à la conception d'une installation, sinon il est hautement probable que les dispositifs de protection contre les surintensités déclencheront et les utilisateurs se retrouveront de ce fait tous dans le noir.

Il est évident que, pour leur détermination, la consommation de tous les composants doit être prise en compte, en particulier pour les installations d'éclairage à lampes fluorescentes. Pour ce type d'éclairage, la puissance consommée par les ballasts doit être ajoutée à celle des tubes et des lampes.

La solution

Pour l'éclairage à lampes à incandescence, il faut se rappeler que la tension d'alimentation des lampes peut être supérieure de 10 % à leur tension nominale, ce qui cause une augmentation du courant consommé.

Pour l'éclairage à lampes fluorescentes, hormis spécifications contraires, la puissance des ballasts magnétiques peut être estimée à 25 % de celles des ampoules. Pour des ballasts électroniques, la puissance est de l'ordre de 5 à 10 % plus faible.

Les seuils de réglage des dispositifs de protection contre les surintensités doivent donc être calculés en fonction :

- de la consommation totale (lampes et ballasts), de la surconsommation éventuelle liée à la tension d'alimentation haute,
- du facteur de puissance.

4 Les circuits d'éclairage

Les surintensités à la mise sous tension

Le risque

Les appareils utilisés pour la commande et la protection des circuits d'éclairage sont du type relais, triac, télérupteurs, contacteurs ou disjoncteurs.

La principale contrainte appliquée à ces appareils est la pointe de courant à l'enclenchement. Cette pointe de courant dépend de la technologie des lampes utilisées mais aussi des caractéristiques de l'installation (puissance du transformateur d'alimentation, longueur des câbles, nombre de lampes) et de l'instant d'enclenchement dans la période de la tension réseau. Une pointe de courant élevée, même brève, peut provoquer la soudure des contacts d'un organe de commande électromécanique ou la destruction d'un dispositif statique à semi-conducteurs.

Deux solutions

En raison du courant d'appel, la plupart des relais ordinaires sont incompatibles avec l'alimentation de dispositifs d'éclairage. Il est donc habituellement conseillé de :

- limiter le nombre de lampes à raccorder à un même appareil pour que leur puissance totale soit inférieure à la puissance maximale admissible par l'appareil,
- vérifier auprès des constructeurs les limites d'emploi des appareils qu'ils proposent. Cette précaution est particulièrement conseillée lors du remplacement de lampes à incandescence par des lampes fluo-compactes.

A titre d'exemple, le tableau de la **Figure N49** indique le nombre maximal de tubes fluorescents compensés pouvant être commandés par différents dispositifs de calibre 16 A. On constate que le nombre de tubes commandés est bien inférieur au nombre correspondant à la puissance maximale des dispositifs.

Puissance unitaire des tubes (W)	Nombre de tubes correspondant à la puissance 16 A x 230 V	Nombre maximal de tubes pouvant être commandés par		
		Contacteurs GC16 A CT16 A	Télérupteurs TL16 A	Disjoncteurs C60-16 A
18	204	15	50	112
36	102	15	25	56
58	63	10	16	34

Fig. N49 : Le nombre de tubes commandés est bien inférieur au nombre correspondant à la puissance maximale des dispositifs

Mais une technique existe pour limiter la pointe de courant à l'enclenchement des circuits à comportement capacitif (ballasts magnétiques à compensation parallèle et ballasts électroniques). Elle consiste à réaliser l'enclenchement à l'instant du passage par zéro de la tension réseau. Seuls des dispositifs statiques à semi-conducteurs offrent cette possibilité (cf. **Fig. N50a**). Cette technique s'avère particulièrement intéressante pour concevoir de nouveaux circuits d'éclairage. Plus récemment ont été mis au point des dispositifs à technologie hybride associant interrupteur statique (enclenchement au passage par zéro de la tension) et contacteur électromécanique court-circuitant l'interrupteur statique (réduction des pertes dans les semi-conducteurs) (cf. **Fig. N50b**).

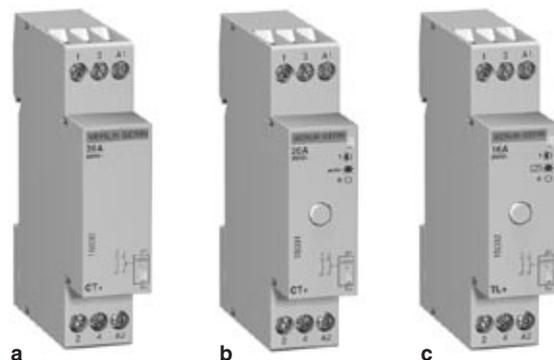


Fig. N50 : Contacteur CT+ « standard » [a], contacteur CT+ avec commande manuelle, bouton poussoir pour sélection du mode de fonctionnement et voyant indiquant le mode de fonctionnement en cours [b] ; et télérupteur TL+ [c] de la marque Schneider Electric

Les différences technologiques entre les contacteurs modulaires et les télérupteurs font que les télérupteurs sont mieux adaptés pour la commande de luminaires à très fort courant d'appel, ou à faible facteur de puissance (circuit inductif non compensé).

Choix du calibre du télérupteur ou du contacteur suivant le type de lampe

La Figure 51 ci dessous indique le nombre maximal de luminaires commandés par télérupteur ou contacteur suivant le type, la puissance et la configuration d'une lampe donnée. A titre indicatif, la puissance totale conseillée est aussi mentionnée. Ces valeurs sont données pour un circuit 230 V à 2 conducteurs actifs (circuit monophasé phase neutre ou phase phase). Pour les circuits 110 V, les valeurs du tableau sont à diviser par 2. Afin d'obtenir les valeurs équivalentes pour un circuit 230 V triphasé, le nombre de lampes et la puissance totale conseillée sont à multiplier par :

- par $\sqrt{3}$ (1,73) pour des circuits triphasés sans neutre,
- par 3 pour des circuits triphasés avec neutre.

Note : Les calibres de lampes les plus courantes sont indiquées en gras.

Type de lampe	Puissance unitaire et capacité du condensateur de compensation du facteur de puissance	Nombre maximal de luminaires pour un circuit monophasé et puissance maximale de sortie par circuit											
		Télérupteur TL					Contacteur CT						
		16 A	32 A	16 A	25 A	40 A	63 A						
Lampes à incandescence classiques													
Lampes halogène BT													
Lampes de remplacement à vapeur de mercure (sans ballast)													
	40 W	40	1500 W	106	4000 W	38	1550 W	57	2300 W	115	4600 W	172	6900 W
	60 W	25	à	66	à	30	à	45	à	85	à	125	à
	75 W	20	1600 W	53	4200 W	25	2000 W	38	2850 W	70	5250 W	100	7500 W
	100 W	16		42		19		28		50		73	
	150 W	10		28		12		18		35		50	
	200 W	8		21		10		14		26		37	
	300 W	5	1500 W	13	4000 W	7	2100 W	10	3000 W	18	5500 W	25	7500 W
	500 W	3		8		4		6		10	à	15	à
	1000 W	1		4		2		3		6	6000 W	8	8000 W
	1500 W	1		2		1		2		4		5	
Lampes à halogène TBT 12 V ou 24 V													
Avec transformateur électromagnétique	20 W	70	1350 W	180	3600 W	15	300 W	23	450 W	42	850 W	63	1250 W
	50 W	28	à	74	à	10	à	15	à	27	à	42	à
	75 W	19	1450 W	50	3750 W	8	600 W	12	900 W	23	1950 W	35	2850 W
	100 W	14		37		6		8		18		27	
Avec transformateur électronique	20 W	60	1200 W	160	3200 W	62	1250 W	90	1850 W	182	3650 W	275	5500 W
	50 W	25	à	65	à	25	à	39	à	76	à	114	à
	75 W	18	1400 W	44	3350 W	20	1600 W	28	2250 W	53	4200 W	78	6000 W
	100 W	14		33		16		22		42		60	
Tubes fluorescents avec starter et ballast magnétique													
1 tube sans compensation (1)	15 W	83	1250 W	213	3200 W	22	330 W	30	450 W	70	1050 W	100	1500 W
	18 W	70	à	186	à	22	à	30	à	70	à	100	à
	20 W	62	1300 W	160	3350 W	22	850 W	30	1200 W	70	2400 W	100	3850 W
	36 W	35		93		20		28		60		90	
	40 W	31		81		20		28		60		90	
	58 W	21		55		13		17		35		56	
	65 W	20		50		13		17		35		56	
	80 W	16		41		10		15		30		48	
	115 W	11		29		7		10		20		32	
1 tube avec compensation parallèle (2)	15 W	60	900 W	160	2400 W	15	200 W	20	300 W	40	600 W	60	900 W
	18 W	50		133		15	à	20	à	40	à	60	à
	20 W	45		120		15	800 W	20	1200 W	40	2400 W	60	3500 W
	36 W	25		66		15		20		40		60	
	40 W	22		60		15		20		40		60	
	58 W	16		42		10		15		30		43	
	65 W	13		37		10		15		30		43	
	80 W	11		30		10		15		30		43	
	115 W	7		20		5		7		14		20	
2 ou 4 tubes avec compensation série	2 x 18 W	56	2000 W	148	5300 W	30	1100 W	46	1650 W	80	2900 W	123	4450 W
	4 x 18 W	28		74		16	à	24	à	44	à	68	à
	2 x 36 W	28		74		16	1500 W	24	2400 W	44	3800 W	68	5900 W
	2 x 58 W	17		45		10		16		27		42	
	2 x 65 W	15		40		10		16		27		42	
	2 x 80 W	12		33		9		13		22		34	
	2 x 115 W	8		23		6		10		16		25	
Tubes fluorescents à ballast électronique													
1 ou 2 tubes	18 W	80	1450 W	212	3800 W	74	1300 W	111	2000 W	222	4000 W	333	6000 W
	36 W	40	à	106	à	38	à	58	à	117	à	176	à
	58 W	26	1550 W	69	4000 W	25	1400 W	37	2200 W	74	4400 W	111	6600 W
	2 x 18 W	40		106		36		55		111		166	
	2 x 36 W	20		53		20		30		60		90	
	2 x 58 W	13		34		12		19		38		57	

Fig. N51 : Le nombre maximal de luminaires commandés par relais suivant le type, la puissance et la configuration d'une lampe donnée. (suite sur la page en regard)

4 Les circuits d'éclairage

Type de lampe	Puissance unitaire et capacité du condensateur de compensation du facteur de puissance		Nombre maximal de luminaires pour un circuit monophasé et puissance maximale de sortie par circuit											
			Térupteur TL					Contacteur CT						
			16 A		32 A		16 A		25 A		40 A		63 A	
Lampes fluo-compactes														
avec un ballast électronique extérieur	5 W		240	1200 W	630	3150 W	210	1050 W	330	1650 W	670	3350 W	not tested	
	7 W		171	à	457	à	150	à	222	à	478	à		
	9 W		138	1450 W	366	3800 W	122	1300 W	194	2000 W	383	4000 W		
	11 W		118		318		104		163		327			
	18 W		77		202		66		105		216			
	26 W		55		146		50		76		153			
avec un ballast électronique intégré (en remplacement de lampes à incandescence)	5 W		170	850 W	390	1950 W	160	800 W	230	1150 W	470	2350 W	710	3550 W
	7 W		121	à	285	à	114	à	164	à	335	à	514	à
	9 W		100	1050 W	233	2400 W	94	900 W	133	1300 W	266	2600 W	411	3950 W
	11 W		86		200		78		109		222		340	
	18 W		55		127		48		69		138		213	
	26 W		40		92		34		50		100		151	
Lampes haute-pression à vapeur de mercure avec starter et ballast magnétique														
Lampes de remplacement à vapeur de sodium haute-pression avec starter intégré et ballast magnétique (3)														
sans compensation (1)	50 W		Non testé, Utilisation très rare				15	750 W	20	1000 W	34	1700 W	53	2650 W
	80 W						10	à	15	à	27	à	40	à
	125 / 110 W (3)						8	1000 W	10	1600 W	20	2800 W	28	4200 W
	250 / 220 W (3)						4		6		10		15	
	400 / 350 W (3)						2		4		6		10	
	700 W						1		2		4		6	
avec compensation parallèle (2)	50 W	7 µF					10	500 W	15	750 W	28	1400 W	43	2150 W
	80 W	8 µF					9	à	13	à	25	à	38	à
	125 / 110 W (3)	10 µF					9	1400 W	10	1600 W	20	3500 W	30	5000 W
	250 / 220 W (3)	18 µF					4		6		11		17	
	400 / 350 W (3)	25 µF					3		4		8		12	
	700 W	40 µF					2		2		5		7	
1000 W	60 µF					0		1		3		5		
Lampes à vapeur de sodium basse-pression avec ballast électronique et starter extérieur														
sans compensation (1)	35 W		Non testé, Utilisation très rare				5	270 W	9	320 W	14	500 W	24	850 W
	55 W						5	à	9	à	14	à	24	à
	90 W						3	360 W	6	720 W	9	1100 W	19	1800 W
	135 W						2		4		6		10	
	180 W						2		4		6		10	
	avec compensation parallèle (2)	35 W	20 µF	38	1350 W	102	3600 W	3	100 W	5	175 W	10	350 W	15
55 W		20 µF	24		63		3	à	5	à	10	à	15	à
90 W		26 µF	15		40		2	180 W	4	360 W	8	720 W	11	1100 W
135 W		40 µF	10		26		1		2		5		7	
180 W		45 µF	7		18		1		2		4		6	
Lampes à vapeur de sodium haute-pression														
Lampes à iode métallique														
avec ballast électronique et starter extérieur, sans compensation (1)	35 W		Non testé, Utilisation très rare				16	600 W	24	850 W	42	1450 W	64	2250 W
	70 W						8		12	à	20	à	32	à
	150 W						4		7	1200 W	13	2000 W	18	3200 W
	250 W						2		4		8		11	
	400 W						1		3		5		8	
	1000 W						0		1		2		3	
avec ballast électronique et starter extérieur, et compensation parallèle (2)	35 W	6 µF	34	1200 W	88	3100 W	12	450 W	18	650 W	31	1100 W	50	1750 W
	70 W	12 µF	17	à	45	à	6	à	9	à	16	à	25	à
	150 W	20 µF	8	1350 W	22	3400 W	4	1000 W	6	2000 W	10	4000 W	15	6000 W
	250 W	32 µF	5		13		3		4		7		10	
	400 W	45 µF	3		8		2		3		5		7	
	1000 W	60 µF	1		3		1		2		3		5	
2000 W	85 µF	0		1		0		1		2		3		
avec ballast électronique	35 W		38	1350 W	87	3100 W	24	850 W	38	1350 W	68	2400 W	102	3600 W
	70 W		29	à	77	à	18	à	29	à	51	à	76	à
	150 W		14	2200 W	33	5000 W	9	1350 W	14	2200 W	26	4000 W	40	6000 W

(1) Les circuits avec des ballasts magnétiques non compensés consomment 2 fois plus de courant que celui indiqué sur la lampe (en puissance kW). Cela explique le faible nombre de lampes dans cette configuration.

(2) La capacité totale des condensateurs de correction du facteur de puissance en parallèle dans un circuit, limite le nombre de lampes que peut commander un contacteur. La capacité totale en aval d'un contacteur de calibre 16, 25, 40 ou 63 A ne doit pas dépasser respectivement 75, 100, 200 ou 300 µF. Ces valeurs limites permettent de calculer le nombre de lampes acceptable si les valeurs de capacité sont différentes de celles du tableau.

(3) Les lampes à vapeur de mercure haute-pression sans starter, de puissance 125, 250 et 400 W sont remplacées au fur et à mesure par des lampes à vapeur de sodium haute-pression avec un starter intégré, et respectivement de puissances 110, 120 et 350 W.

Fig. N51 : Le nombre maximal de luminaires commandés par relais suivant le type, la puissance et la configuration d'une lampe donnée (fin)

N39

Protection des circuits : nombre maximal de lampes et calibre du disjoncteur modulaire en fonction du type de lampe, de la puissance unitaire et de la courbe de déclenchement du disjoncteur.

A l'enclenchement, le courant d'appel des lampes à décharge (avec leur ballast) peut atteindre :

- 25 fois le courant nominal du départ pendant 5 à 10 ms,
- 7 fois le courant nominal du départ pendant les 2 secondes suivantes.

Pour les lampes avec des ballasts électroniques (créant des courants HF), les dispositifs de protection doivent supporter des pointes de 100 fois le courant nominal pendant 250 à 350 µs. Cependant à cause de la résistance des circuits le courant total traversant le disjoncteur est plus faible que la somme de tous les courants d'appel de chaque lampe.

Les tableaux ci-dessous (cf. **Fig. N52 à N58**) prennent en compte les hypothèses suivantes :

- La longueur de câbles des circuits est de :
 - 20 mètres du tableau de distribution à la première lampe,
 - 7 mètres entre chaque luminaire.
- Le calibre du disjoncteur modulaire est calculé pour assurer la protection du circuit d'éclairage (conformément au dimensionnement de la section des conducteurs du circuit), et sans déclenchements intempestifs à l'allumage des lampes.
- Les disjoncteurs modulaires sont réglés suivant les courbes de déclenchement C (seuils de déclenchement instantané de 5 à 10 In) et D (seuils de déclenchement instantané de 10 à 14 In).

Note : FP = Facteur de puissance

Puissance lampe (W)	Nombre de lampes par circuit																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Calibre du disjoncteur modulaire courbes C et D																				
14/18	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
14 x2	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
14 x3	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10
14 x4	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10
18 x2	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
18 x4	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	10
21/24	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
21/24 x2	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
28	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
28 x2	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10
35/36/39	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
35/36 x2	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10
38/39 x2	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	10	10
40/42	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
40/42 x2	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	10	10	16
49/50	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
49/50 x2	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	16	16	16	16
54/55	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10
54/55 x2	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	16	16	16	16	16	16
60	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10

Fig. N52 : Tubes fluorescents à ballast électroniques alimentés en 230 VCA

4 Les circuits d'éclairage

Puissance lampe (W)	Nombre de lampes par circuit																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Calibre du disjoncteur modulaire courbes C et D																				
6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
9	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
11	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
13	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
14	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
15	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
16	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
17	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
18	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
20	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
21	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
23	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
25	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10

Fig. N53 : Lampes fluo-compactes alimentées en 230 VCA

Puissance lampe (W)	Nombre de lampes par circuit																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Calibre du disjoncteur modulaire courbes C																				
50	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10
80	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	10	16	16	16
125	6	6	6	10	10	10	10	10	10	10	10	16	16	16	16	16	16	16	20	20
250	6	10	10	16	16	16	16	16	16	20	20	25	25	25	32	32	32	32	40	40
400	6	16	20	25	25	32	32	32	32	32	40	40	40	40	50	50	50	50	63	63
1000	16	32	40	50	50	50	50	63	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Calibre du disjoncteur modulaire courbes D																				
50	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10
80	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	10	16	16	16
125	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	16	16	16	16	16	16	16	20	20
250	6	6	10	10	10	10	16	16	16	20	20	25	25	25	32	32	32	32	40	40
400	6	10	16	16	20	20	25	25	25	32	32	40	40	40	50	50	50	50	63	63
1000	10	20	25	32	40	40	50	63	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fig. N54 : Lampes à vapeur de mercure (avec ballast magnétique et correction du FP) alimentées en 230 VCA

Puissance lampe (W)	Nombre de lampes par circuit																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Calibre du disjoncteur modulaire courbes C																				
Ballast magnétique																				
18	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
26	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
35/36	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
55	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	10
91	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	10	16	16	16	16
131	6	6	6	10	10	10	10	10	10	10	10	10	16	16	16	16	16	16	16	20
135	6	6	6	10	10	10	10	10	10	10	10	16	16	16	16	16	16	20	20	20
180	6	6	10	10	10	10	10	10	16	16	16	16	20	20	20	20	25	25	25	25
Ballast électronique																				
36	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
55	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
66	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10
91	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	16	16	16	16
Calibre du disjoncteur modulaire courbes D																				
Ballast magnétique																				
18	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
26	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
35/36	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
55	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10
91	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	16	16	16	16
131	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	16	16	16	16	16	16	16	20
135	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	16	16	16	16	16	16	20	20	20
180	6	6	6	6	10	10	10	10	16	16	16	16	20	20	20	20	25	25	25	25
Ballast électronique																				
36	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
55	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
66	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10
91	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	10	16	16	16	16

Fig. N55 : Lampes à vapeur de sodium basse pression (avec correction du FP) alimentées en 230 VCA

Puissance lampe (W)	Nombre de lampes par circuit																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Calibre du disjoncteur modulaire courbes C																				
Ballast magnétique																				
50	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10
70	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	10	16	16	16
100	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	16	16	16	16	16	16	16
150	6	6	10	10	10	10	10	10	6	16	16	16	16	16	16	20	20	20	25	25
250	6	10	16	16	16	20	20	20	20	20	20	25	25	25	32	32	32	32	40	40
400	10	16	20	25	32	32	32	32	32	32	32	40	40	40	50	50	50	50	63	63
1000	16	32	40	50	50	50	50	63	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ballast électronique																				
35	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
50	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	10
100	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	16	16	16	16	16	16
Calibre du disjoncteur modulaire courbes D																				
Ballast magnétique																				
50	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10
70	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	10	16	16	16
100	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	16	16	16	16	16	16	16
150	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	16	16	16	16	16	16	20	20	20	25
250	6	6	10	10	16	16	16	16	16	20	20	25	25	25	32	32	32	32	40	40
400	6	10	16	16	20	20	25	25	25	32	32	40	40	40	50	50	50	50	63	63
1000	10	20	32	32	40	40	50	63	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ballast électronique																				
35	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
50	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	10
100	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	16	16	16	16	16	16

Fig. N56 : Lampes à vapeur de sodium haute-pression (avec correction du FP) alimentées en 230 VCA

Puissance lampe (W)	Nombre de lampes par circuit																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Calibre du disjoncteur modulaire courbes C																				
Ballast magnétique																				
35	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
70	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	10	16	16	16
150	6	6	10	10	10	10	10	10	10	16	16	16	16	16	16	20	20	20	25	25
250	6	10	16	16	16	20	20	20	20	20	20	25	25	25	32	32	32	32	40	40
400	6	16	20	25	32	32	32	32	32	32	40	40	40	50	50	50	50	63	63	63
1000	16	32	40	50	50	50	50	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63	63
1800/2000	25	50	63	63	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ballast électronique																				
35	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
70	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	10
150	6	6	6	10	10	10	10	10	10	10	16	16	16	16	16	16	16	20	20	20
Calibre du disjoncteur modulaire courbes D																				
Ballast magnétique																				
35	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
70	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	16	16	16
150	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	16	16	16	16	16	20	20	20	25	25
250	6	6	10	10	16	16	16	16	16	16	20	20	25	25	25	32	32	32	40	40
400	6	10	16	16	20	20	25	25	25	32	32	40	40	40	50	50	50	50	63	63
1000	16	20	32	32	40	50	50	63	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1800	16	32	40	50	63	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2000	20	32	40	50	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ballast électronique																				
35	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
70	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	10	10	10	10
150	6	6	6	6	6	6	6	6	10	10	10	16	16	16	16	16	16	20	20	20

Fig. N57 : Lampes à halogène (avec correction du FP) alimentées en 230 VCA

Puissance lampe (W)	Nombre de lampes par circuit																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Calibre du disjoncteur modulaire courbes C																				
1800	16	32	40	50	50	50	50	63	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2000	16	32	40	50	50	50	50	63	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Calibre du disjoncteur modulaire courbes D																				
1800	16	20	32	32	32	32	50	63	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2000	16	25	32	32	32	32	50	63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fig. N58 : Lampes à halogène (avec ballast magnétique et correction du FP) alimentées en 230 VCA

La surcharge du conducteur de neutre

Le risque

Dans une installation comportant, par exemple, de nombreux tubes fluorescents à ballasts électroniques alimentés entre phases et neutre, le taux d'harmoniques de rang 3 et multiples de 3 peut provoquer une surcharge du conducteur de neutre. Le tableau de la **Figure N59** ci-dessous présente une synthèse du niveau des courants harmoniques H3 typiques générés par des appareils d'éclairage.

Type de lampe	Puissance typique	Mode d'alimentation	Niveau H3 typique
Lampe à incandescence avec gradateur	100 W	Gradateur	5 à 45 %
Lampe à halogène TBT	25 W	Transformateur électronique TBT	5 %
Tube fluorescent	100 W	Ballast magnétique	10 %
	< 25 W	Ballast électronique	85 %
	> 25 W	+ correction du FP	30 %
Lampe à décharge	100 W	Ballast magnétique	10 %
		Electrical ballast	30 %

Fig. N59 : Synthèse du niveau des courants harmoniques H3 typiques générés par des appareils d'éclairage

La solution

En premier lieu l'emploi de conducteur neutre de section réduite (moitié) est à proscrire comme recommandé dans la norme d'installation CEI 60364, section 523-5-3.

En ce qui concerne les protections de surintensités, il est nécessaire de prévoir des disjoncteurs tétrapolaires à neutre protégé (excepté avec le schéma TN-C pour lequel le PEN, conducteur de protection et de neutre confondus, ne doit pas être coupé).

Ce type d'appareil permet également la coupure omnipolaire nécessaire pour ne pas alimenter des luminaires sous la tension composée lors d'un défaut. Ce dispositif de coupure doit donc interrompre simultanément le circuit des phases et du neutre.

Les courants de fuite à la terre

Le risque

A la mise sous tension, les capacités à la terre des ballasts électroniques sont responsables de pointes de courant différentiel susceptibles de provoquer des déclenchements intempestifs des protections.

Deux solutions

L'utilisation de DDR immunisés contre ce type de courants impulsionnels est recommandée, voire indispensable, pour équiper une installation existante (cf. **Fig. N60**).

Pour une nouvelle installation, il est pratique de prévoir des appareils de commande (contacteurs et télérupteurs) statiques ou hybrides qui réduisent ces courants impulsionnels (enclenchement au passage par zéro de la tension).

Les surtensions

Le risque

La mise sous tension d'un circuit d'éclairage provoque, comme nous l'avons illustré dans les paragraphes précédents, un régime transitoire qui se manifeste par une surintensité importante. Cette surintensité s'accompagne d'une forte fluctuation de la tension appliquée aux bornes des charges raccordées au même circuit. Ces fluctuations de tension peuvent être préjudiciables au bon fonctionnement de charges sensibles (micro-informatique, régulateurs de température...).

La solution

Il est recommandé de séparer l'alimentation de ces charges sensibles de l'alimentation des circuits d'éclairage.

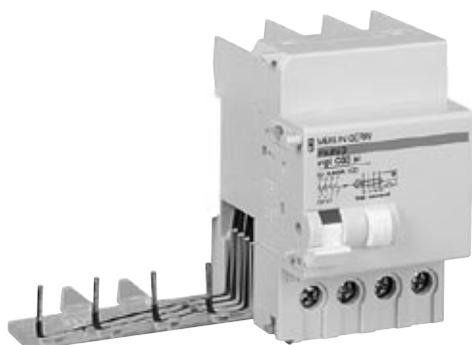


Fig. N60 : DDR type si immunisé contre les courants impulsionnels (marque Schneider Electric)

La sensibilité des dispositifs d'éclairage aux perturbations de tension du réseau

Coups brèves

■ Le risque

Les lampes à décharge nécessitent un temps de réallumage de l'ordre de quelques minutes après coupure de leur alimentation.

■ La solution

Un éclairage partiel à réallumage instantané (lampes à incandescence ou tubes fluorescents) doit être prévu si la sécurité l'exige. Son circuit d'alimentation est, selon les règlements en vigueur, en général distinct du circuit d'éclairage principal (voir sous paragraphe 4.4).

Fluctuations de tension

■ Le risque

La plupart des dispositifs d'éclairage (à l'exception des lampes alimentées par ballasts électroniques) sont sensibles aux fluctuations rapides de la tension d'alimentation. Ces fluctuations provoquent un phénomène de papillotement ou flicker qui nuit au confort des utilisateurs et peut même provoquer une gêne importante. Cette gêne est fonction à la fois de la fréquence des variations et de leur amplitude.

La norme CEI 61000-2-2 (« niveaux de compatibilité pour les perturbations conduites à basse fréquence ») précise l'amplitude maximale admissible des variations de tension en fonction du nombre de variations par seconde ou par minute. Ces fluctuations de tension peuvent être provoquées par des charges fluctuantes de puissance élevée (fours à arcs, machines à souder, démarrage de moteurs) ou les signaux de télécommande.

■ La solution

Des moyens spécifiques peuvent être mis en œuvre pour réduire les fluctuations de tension. Il est toutefois recommandé, dans la mesure du possible, d'alimenter les circuits d'éclairage par un réseau séparé. L'utilisation de ballasts électroniques est préconisée pour les applications exigeantes (hôpitaux, salles blanches, salles de contrôle, salles informatiques...).

4.4 Évolutions des appareils de commande et de protection

L'utilisation de variateurs de lumière est de plus en plus fréquente. Les contraintes à l'allumage sont donc réduites et le déclassement des appareils de commande et de protection est moins important. De nouveaux appareils de protections adaptés aux contraintes des circuits d'éclairage apparaissent, par exemple des disjoncteurs et interrupteurs différentiels modulaires de la marque Schneider Electric spécialement immunisés, tels les interrupteurs ID et les disjoncteurs Vigi de type si. De même les dispositifs de commande et de protection évoluent, certains permettent la télécommande, la gestion journalière, la régulation d'éclairage, la réduction de consommation, etc.

4.5 Éclairage des lieux publics

Éclairage normal

Les textes réglementaires traitant des exigences minimales pour les bâtiments recevant du public dans la plupart des pays européens préconisent :

- les installations d'éclairage des locaux accessibles au public doivent être commandées et protégées indépendamment des installations d'éclairage des autres locaux,
- la coupure de l'alimentation des circuits d'éclairage (c'est à dire suite à une fusion d'un fusible ou au déclenchement d'un disjoncteur) ne doit pas résulter dans la perte totale de l'éclairage dans un lieu qui est en capacité de recevoir plus de 50 personnes,
- la protection par des Dispositifs Différentiels à courant Résiduel (DDR) doit être répartie sur plusieurs dispositifs (soit plus d'un dispositif doit être installé).

Éclairage de secours (suivant la norme européenne EN-1838)

L'éclairage de secours est prévu pour être utilisé en cas de défaillance de l'alimentation de l'éclairage normal et, par conséquent, son alimentation en est distincte. Il répond à deux besoins :

- **éclairage de remplacement** : partie de l'éclairage de secours prévue pour permettre la poursuite des activités normales sans grand changement,

4 Les circuits d'éclairage

■ **éclairage de sécurité** : partie de l'éclairage de secours prévue pour assurer la sécurité des personnes qui évacuent une zone ou qui tentent de terminer un travail potentiellement dangereux avant de quitter les lieux.

L'éclairage de sécurité est subdivisé comme suit :

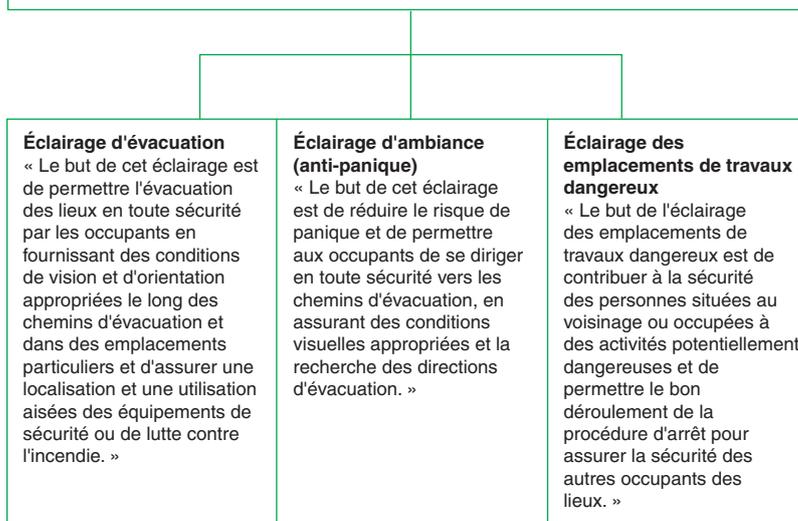
Éclairage de sécurité

L'objectif prioritaire de l'éclairage de sécurité est de permettre l'évacuation des lieux en toute sécurité en cas de défaillance de l'alimentation normale.

Cet éclairage est cependant destiné :

- à l'éclairage des moyens d'évacuation,
- à assurer un niveau d'éclairage uniforme sur toute la surface d'un local, pour permettre une bonne visibilité et éviter toute panique en cas de défaillance de l'éclairage normal,
- de terminer une opération potentiellement dangereuse avant de quitter les lieux.

L'éclairage de sécurité peut être divisé comme suit :



Éclairage d'évacuation

« Le but de cet éclairage est de permettre l'évacuation des lieux en toute sécurité par les occupants en fournissant des conditions de vision et d'orientation appropriées le long des chemins d'évacuation et dans des emplacements particuliers et d'assurer une localisation et une utilisation aisées des équipements de sécurité ou de lutte contre l'incendie. »

Éclairage d'ambiance (anti-panique)

« Le but de cet éclairage est de réduire le risque de panique et de permettre aux occupants de se diriger en toute sécurité vers les chemins d'évacuation, en assurant des conditions visuelles appropriées et la recherche des directions d'évacuation. »

Éclairage des emplacements de travaux dangereux

« Le but de l'éclairage des emplacements de travaux dangereux est de contribuer à la sécurité des personnes situées au voisinage ou occupées à des activités potentiellement dangereuses et de permettre le bon déroulement de la procédure d'arrêt pour assurer la sécurité des autres occupants des lieux. »

Éclairage de secours et la signalisation de sécurité du chemin d'évacuation

L'éclairage de secours et la signalisation de sécurité du chemin d'évacuation sont très importants pour tous ceux qui conçoivent les systèmes de sécurité. Un choix pertinent aide à accroître le niveau de sécurité d'un bâtiment et permet de mieux gérer les situations d'urgence.

La norme EN 1838 (« Applications d'éclairage - Éclairage de secours ») présente les concepts fondamentaux définissant l'éclairage des chemins d'évacuation : leur éclairage doit permettre une circulation facile par les occupants en leur assurant des conditions de visibilité suffisante et la signalisation claire des parcours d'évacuation.

Les fonctions et le fonctionnement des luminaires

Les spécifications de construction sont couvertes par la norme CEI 60598-2-22 « Règles particulières – Luminaires pour éclairage de secours » et la norme CEI 60598-1 « Luminaires - Partie 1: Exigences générales et essais ».

Durée de fonctionnement

Une spécification de base est la durée de fonctionnement exigée pour l'éclairage de secours. Généralement celle-ci est de 1 heure mais chaque pays peut avoir des exigences de durée différentes suivant les textes réglementaires techniques en vigueur.

Fonctionnement

Les luminaires peuvent être répartis en différents types :

- Luminaires sans entretien
 - les lampes sont allumées seulement en cas de défaillance de l'éclairage normal,
 - les lampes sont alimentées par batterie pendant la défaillance de l'éclairage normal,
 - la batterie est automatiquement rechargée dès le retour de l'alimentation du réseau normal.
- Luminaires avec entretien
 - les lampes peuvent être allumées en permanence,
 - une alimentation spécifique est exigée, en plus de l'alimentation normale, spécialement pour alimenter les lampes. Cette alimentation peut être déconnectée quand le local n'est pas utilisé,
 - les lampes sont alimentées par la batterie durant la défaillance.

Conception

L'intégration de l'éclairage de secours dans le réseau d'éclairage normal doit être strictement conforme aux normes des installations électriques dans la conception d'un bâtiment ou d'un local spécifique (cf. **Fig. N61**).

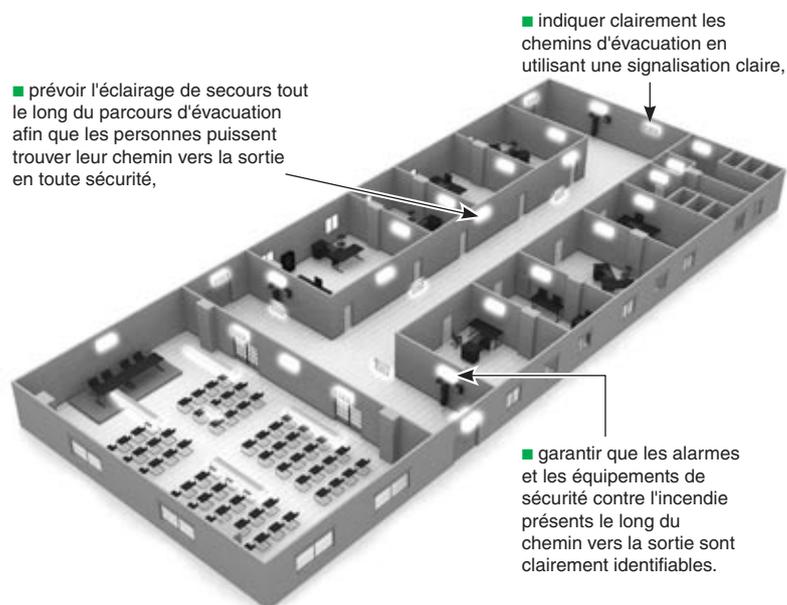


Fig. N61 : Les principales fonctions d'un système d'éclairage de secours en cas de défaillance de l'éclairage normal

Normes européennes

La conception d'un système d'éclairage de secours est régie par un certain nombre de prescriptions réglementaires et légales qui sont mises à jours et enrichies au fur et à mesure par de nouvelles publications à la demande des experts qui participent aux travaux législatifs et techniques des normes européennes et internationales (CEI).

Chaque pays a ces propres textes législatifs et réglementaires, en plus des normes techniques qui gèrent les différentes parties du système d'éclairage. Ces textes décrivent les emplacements qui doivent être aménagés avec un éclairage de secours ainsi que les spécifications techniques.

Le travail des concepteurs est de garantir que la conception du projet est bien conforme aux normes.

La norme EN 1838

Un document très important au niveau européen concernant l'éclairage de secours est la norme EN 1838 « Applications d'éclairage, Eclairage de secours ». Cette norme indique les exigences et les contraintes concernant le fonctionnement et les fonctions d'un système d'éclairage de secours.

Les normes CEN et CENELEC

Le CEN (Comité Européen de Normalisation) a délégué au CENELEC (Comité Européen de Normalisation Électrotechnique) la normalisation pour tout ce qui concerne l'électrotechnique.

Beaucoup de travaux sont réalisés dans le domaine de la sécurité et du secours, en particulier, une distinction a été faite entre les normes pour l'éclairage normal et celles pour l'éclairage de secours.

Les normes EN 60598-2-22 et EN 60598-1

Les spécifications de construction de l'éclairage de secours sont couvertes par les normes européennes EN 60598-2-22 « Règles particulières – Luminaires pour éclairage de secours » et EN 60598-1 « Luminaires - Partie 1: Exigences générales et essais ». Ces normes sont complètement en ligne, respectivement, avec les normes CEI 60598-2-22 et CEI 60598-1.

Les moteurs asynchrones sont robustes et fiables, et très largement utilisés : 95% des moteurs installés à travers le monde sont asynchrones. La protection de ces moteurs est donc un sujet de grande importance dans de nombreuses applications.

Les moteurs asynchrones sont utilisés dans une large variété d'applications.

Voici quelques exemples de machines :

- pompes centrifuges,
- ventilateurs et des souffleries,
- compresseurs,
- concasseurs,
- convoyeurs,
- ascenseurs et grues,
- ...

Les conséquences d'une panne moteur due à une mauvaise protection ou à un dysfonctionnement du circuit de contrôle peuvent être les suivantes :

- pour les personnes :
 - l'asphyxie due à l'obstruction des conduits d'air d'une ventilation,
 - l'électrocution due à la défaillance de l'isolation du moteur,
 - un accident dû au non-arrêt du moteur après une panne du circuit de contrôle ;
- pour la machine et le processus :
 - endommagement des accouplements d'arbres, des essieux, ou des courroies de transmission, ... en raison d'un décrochage du rotor,
 - perte de production,
 - délai de fabrication ;
- pour le moteur lui-même :
 - enroulements brûlés en raison d'un blocage du rotor,
 - coût des réparations,
 - coût de remplacement en cas de destruction.

Par conséquent, la sécurité des personnes et des biens, ainsi que les niveaux de fiabilité et de disponibilité, sont fortement dépendants du choix des équipements de protection.

En termes économiques, c'est le coût global des défauts qui doit être considéré. Ce coût augmente avec la taille du moteur et avec les difficultés d'accès et de remplacement. La perte de production est un autre facteur important et évident. Les caractéristiques spécifiques de la performance motrice influencent les circuits d'alimentation requis pour le bon fonctionnement de l'équipement. Le circuit d'alimentation de puissance d'un moteur présente des contraintes qui ne sont pas normalement rencontrées dans les autres circuits de distribution électrique. Elles sont dues aux caractéristiques particulières des moteurs directement alimentés par ce circuit, telles que :

- le courant élevé de démarrage (voir Fig. N62), qui est essentiellement réactif, et peut donc être la cause d'importante chute de tension,
- le nombre et la fréquence des démarrages qui peuvent être élevés.

L'importance des courants de démarrage signifie que les dispositifs de protection contre les surcharges moteur doivent avoir des caractéristiques de fonctionnement particulières afin d'éviter le déclenchement durant cette période de démarrage.

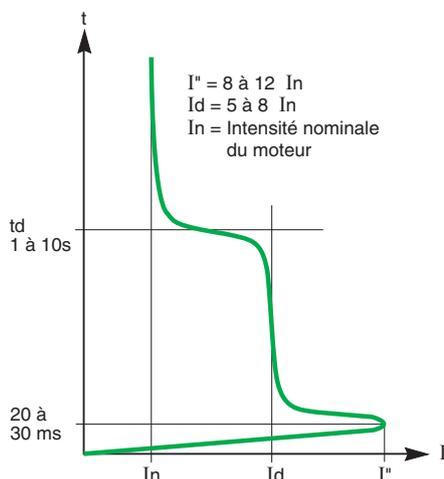


Fig. N62 : Caractéristiques du courant du démarrage direct d'un moteur asynchrone.

5.1 Les systèmes de contrôle-moteur

Il existe plusieurs systèmes de contrôle-moteur présentés dans des tableaux ci-contre, leurs caractéristiques (cf. fig. 63a), leurs avantages et inconvénients (cf. fig. 63b).

	I_d / I_n	C_d / C_n	Contrôle de vitesse	Contrôle du couple
Démarrage direct	5-10	5-10	Non	Non
Etoile - Triangle	2-3	1-2	Non	Non
Auto-transformateur	2-3	1-2	Non	Non
Démarrateur progressif	3-5	1,5-2,5	Non	Oui
Variateur de vitesse	1,5	1,5-2	Oui	Oui

Fig. N63a : Principales caractéristiques des différents systèmes de contrôle-moteur.

	Intérêt principal	Inconvénient
Démarrage direct	Coût réduit Couple élevé au démarrage	Courant de démarrage important
Etoile – Triangle	Courant de démarrage réduit	Couple réduit au démarrage
Auto-transformateur	Courant de démarrage réduit	Poids important
Démarrateur progressif	Courant de démarrage réduit Contrôle du démarrage et de l'arrêt	Couple réduit au démarrage
Variateur de vitesse	Contrôle de la vitesse Economie d'énergie à vitesse réduite	Coût élevé

Fig. N63b : Avantages et inconvénients des différents systèmes de contrôle-moteur.

5.2 Fonctions de protection moteur

Ce sont les dispositions mises en œuvre afin d'éviter le fonctionnement des moteurs dans des conditions anormales qui pourraient entraîner des événements négatifs tels que : surchauffe, vieillissement prématuré, destruction des enroulements électriques, dommages dans la boîte de vitesses ou de l'attelage, ...

Trois niveaux de protection sont proposés : « Classique », « Avancée », « Haute performance », qui peuvent être adoptées en fonction de la complexité et de la puissance de la machine.

- Classique : Ce niveau réunit toutes les fonctions habituelles de protection pour ce type de moteur employé dans des applications courantes.
- Avancée : Ces fonctions de protection s'appliquent à des machines plus complexes demandant une attention particulière.
- Haute performance : Ce sont des fonctions de protection nécessaires pour des moteurs de haute puissance, spécifiques pour des applications exigeantes ou des moteurs participant à des processus critiques.

Fonction	Niveaux de protection >>		
	Classique	Avancée	Haute performance
Court-circuit			
Thermique (surcharge)			
Déséquilibre de phases			
Perte d'une phase			
Surintensité			
Défaut à la terre			
Démarrage trop long			
Blocage du rotor			
Baisse d'intensité			
Inversion de phases (courants)			
Surchauffe du moteur (par capteurs)			
Démarrages trop fréquents			
Délestage			
Déséquilibre de tensions			
Perte de tension d'une phase			
Inversion de phases (tensions)			
Baisse de tension			
Sur-tension			
Baisse de puissance			
Sur-puissance			
Baisse du facteur de puissance			
Augmentation du facteur de puissance			

Fig. N64 : Classification des fonctions de protection

5 Les moteurs asynchrones

Voici une liste des fonctions de protection moteur et leur mode d'action.

Court-circuit : déconnexion du moteur en cas de court-circuit entre les bornes du moteur ou dans ses enroulements.

Thermique (surcharge) : déconnexion dans le cas d'un fonctionnement prolongé avec un couple supérieur à la valeur nominale. Cette surcharge est détectée par la détection d'un excès de courant statorique ou de l'élévation de température au sein du stator en utilisant des sondes PTC.

Déséquilibre de phases : déconnexion en cas de déséquilibre élevé entre les courants de phase, déséquilibre provoquant une perte de puissance accrue et une surchauffe.

Perte d'une phase : déconnexion si un courant de phase est égal à zéro, qui est révélateur de la rupture d'un câble ou d'une connexion.

Surintensité : alarme ou déconnexion du moteur en cas d'une élévation de courant révélant un couple résistant trop important sur l'arbre.

Défaut à la terre : déconnexion en cas de défaut d'isolement entre les circuits du moteurs et la terre. Une action rapide peut éviter une destruction complète du moteur qu'un courant de défaut même limité peut provoquer.

Démarrage trop long (décrochage) : déconnexion en cas de d'un démarrage plus long que la normale pouvant avoir pour cause un problème mécanique ou une tension trop faible, ceci afin d'éviter la surchauffe du moteur.

Blocage du rotor : déconnexion lorsque le moteur sous tension est arrêté (ex. : concasseur engorgé) afin d'éviter la surchauffe et des contraintes mécaniques.

Baisse d'intensité : alarme ou déconnexion du moteur en cas d'une baisse de courant révélant un état de marche à vide tel que cavitation ou désamorçage d'une pompe de vidange ou encore arbre cassé.

Inversion de phases (courants) : déconnexion quand une mauvaise séquence de phase est détectée.

Surchauffe du moteur (par des capteurs) : alarme ou déconnexion en cas de température élevée détectée par des sondes.

Démarrages trop fréquents : empêche tout nouveau démarrage pour éviter la surchauffe du moteur provoquée par des démarrages trop fréquents.

Délestage : déconnexion du moteur quand une chute de tension est détectée, afin de réduire la charge de sa source d'alimentation et permettre un retour à la normale de la tension.

Déséquilibre de tensions : déconnexion en cas d'un important déséquilibre de tension, pouvant provoquer une perte de puissance et une surchauffe.

Perte de tension d'une phase : déconnexion lorsqu'une phase de la tension d'alimentation est manquante. Protection nécessaire pour éviter la marche en monophasé d'un moteur triphasé, car ce défaut entraîne une réduction du couple du moteur en mouvement et l'augmentation de son courant statorique, ou l'impossibilité de démarrer.

Inversion de phases (tensions) : empêche le démarrage avec la rotation inversée du moteur en cas d'un mauvais raccordement des câbles aux bornes du moteur, erreur possible lors de la maintenance par exemple.

Baisse de tension : empêche le démarrage du moteur ou le déconnecte, car une tension d'alimentation réduite ne peut pas assurer un fonctionnement correct du moteur.

Surtension : empêche le démarrage du moteur ou le déconnecte, car une tension d'alimentation trop importante ne peut pas assurer un fonctionnement correct du moteur.

Baisse de puissance : alarme ou déconnexion en cas de puissance inférieure à la normale, car cette situation est révélatrice d'un état de marche à vide tel que cavitation ou désamorçage d'une pompe de vidange ou encore arbre cassé. .

Sur-puissance : alarme ou déconnexion du moteur en cas de puissance plus élevée que la normale, cette situation est révélatrice d'une machine en surcharge.

Baisse du facteur de puissance : alarme, protection utilisée pour détecter la baisse de puissance avec des moteurs ayant un courant à vide élevé.

Augmentation du facteur de puissance : alarme, protection utilisée pour détecter la fin de la phase de démarrage.

La conséquence d'une surchauffe anormale d'un moteur est une diminution de l'isolement de ses bobinages, conduisant ainsi à une réduction significative de la durée de vie du moteur. Ceci est illustré sur la **figure N65**, et justifie l'importance de la protection de surcharge ou de surchauffe.

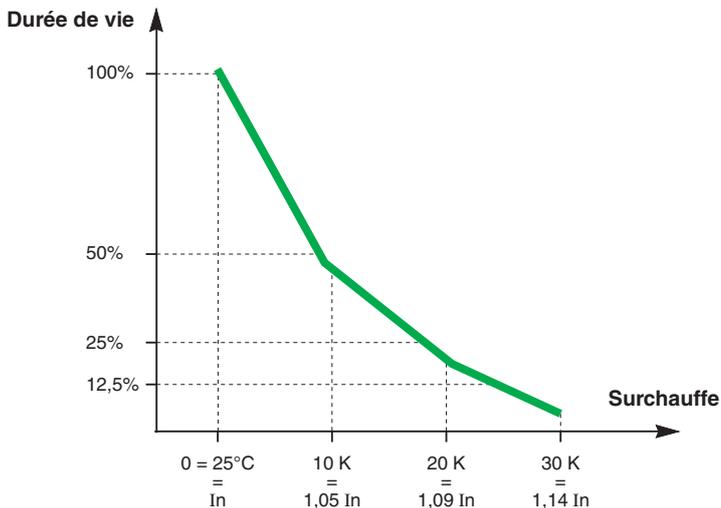


Fig. N65 : Réduction de la durée de vie d'un moteur en fonction de sa surchauffe

Les relais de surcharge (thermique ou électronique) protègent les moteurs contre les surcharges, mais ils doivent permettre la surcharge temporaire causée par le démarrage sauf si le temps de démarrage est anormalement long. Selon l'application, le temps de démarrage d'un moteur peut varier de quelques secondes (pas de charge au démarrage, faible couple résistant, etc) à plusieurs dizaines de secondes (pour un couple résistant élevé par exemple dû à la forte inertie de la charge entraînée). Il est donc nécessaire d'adapter les relais appropriés à la durée du démarrage.

Pour répondre à cette exigence, la norme CEI 60947-4-1 définit plusieurs classes de relais caractérisées par leurs courbes de déclenchement (voir **Fig. N65a**).

La courbe d'un relais doit être choisie en fonction du courant nominal du moteur et de son temps de démarrage.

Les relais de classe 10 sont adaptés aux moteurs d'usage courant.

Les relais de classe 20 sont recommandés pour les gros moteurs.

Les relais de classe 30 sont nécessaires pour les très longs démarrages de moteur.

N50

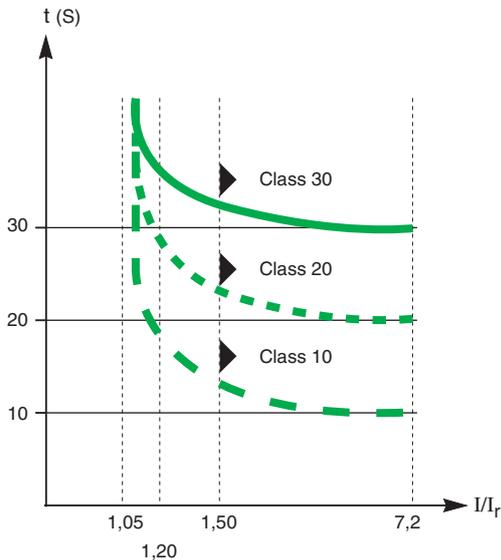


Fig. N65a : Courbes de déclenchement des relais de surcharge

5 Les moteurs asynchrones

5.3 La surveillance des moteurs

L'objectif de la mise en œuvre des dispositifs de mesure est d'assurer une surveillance continue des conditions de fonctionnement des moteurs. Les données recueillies peuvent être utilisées avec une grande utilité pour l'amélioration de l'efficacité énergétique, l'extension de la durée de vie des moteurs, ou pour la programmation des opérations de maintenance.

Trois niveaux de performance pour les programme de surveillance sont proposés : « Classique », « Avancée », « Haute performance », qui peuvent être choisis, en fonction de la complexité et de la puissance de la machine.

Niveaux de performance >>	Classique	Avancée	Haute performance
Mesures réalisées			
Courants			
Courant moyen			
Déséquilibre de phases			
Niveau d'échauffement			
Température du moteur (par capteurs)			
Tension entre phases			
Démarrage trop long			
Déséquilibre de tensions			
Puissance active			
Puissance réactive			
Facteur de puissance			
Energie active			
Energie réactive			

Fig. N65b : Mesures réalisées selon le niveau de performance du programme de surveillance

Voici une liste des variables les plus utiles à surveiller, et l'avantage accordé par la mesure.

Courants : ils sont directement responsables de l'échauffement des conducteurs et des bobinages des moteurs et donc d'une éventuelle réduction de leur durée de vie. Ce sont des variables les plus importantes à surveiller. Leurs valeurs donnent aussi une indication directe sur la charge du moteur et les contraintes subies par la machine.

Courant moyen : il permet de connaître la charge moyenne du moteur et si le moteur est bien adapté, ou non, à la machine.

Déséquilibre de phases : un tel déséquilibre provoque des pertes supplémentaires dans le moteur, c'est une variable importante à contrôler.

Niveau d'échauffement : sa valeur permet d'apprécier la capacité de surcharge restante et la marge de sécurité.

Température du moteur (par des capteurs) : cette valeur permet de connaître les réelles conditions thermiques de fonctionnement, en tenant compte de la charge du moteur, de la température ambiante et de l'efficacité de sa ventilation.

Tension entre phases : ce contrôle de tension indique si le moteur fonctionne dans des conditions normales ou non. En effet, trop élevées ou trop basses, les tensions de phase sont responsables de l'augmentation de courant dans le moteur pour une charge donnée.

Déséquilibre de tensions : comme le déséquilibre de phases, il est responsable de pertes supplémentaires dans le moteur, c'est donc aussi une variable importante à contrôler.

Puissance active : indication de la charge appliquée au niveau du moteur.

Puissance réactive : indication de la puissance réactive qui peut être nécessaire de compenser par la mise en œuvre de condensateurs.

Facteur de puissance : indication du niveau de charge du moteur.

Energie active : permet de rapprocher la quantité d'énergie consommée au temps de fonctionnement ou à la quantité de marchandises produites par machine.

Énergie réactive : permet de déterminer la nécessité de la mise en œuvre de condensateurs afin d'éviter le paiement de pénalités à l'utilitaire.



Fig. N65c : Dispositif « haute performance » de protection et de surveillance de moteur (TeSys T, Schneider Electric).

5.4 Configurations de démarreur-moteur

Différentes configurations de commande et de contrôle des moteurs sont couramment proposés. Quelques exemples sont présentés sur la **figure N66**.

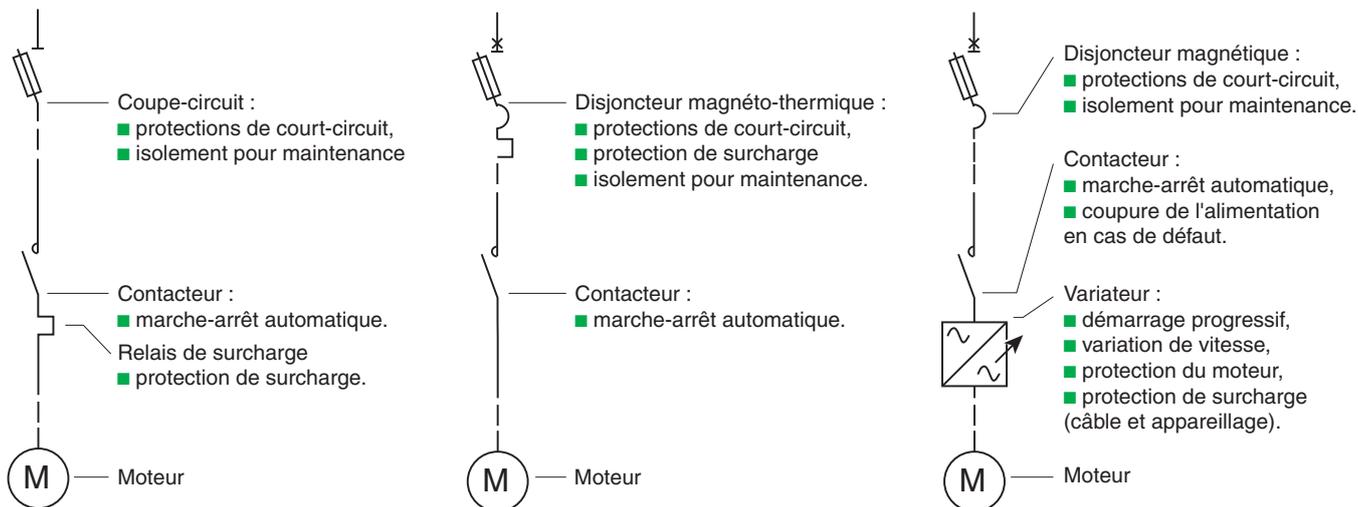


Fig. N66 : Les combinaisons des différentes fonctions d'un démarreur-moteur

La commande et le contrôle des moteurs font l'objet de différentes normes en vigueur listées sur la **figure N67**.

Normes	Titre
CEI 60947-1	Basse-tension - Règles générales
CEI 60947-4-1	Contacteurs et démarreurs de moteurs Contacteurs électromécaniques et démarreurs de moteurs
CEI 60947-4-2	Appareillage à basse tension - Partie 4-2: Contacteurs et démarreurs de moteurs - Gradateurs et démarreurs à semiconducteurs de moteurs à courant alternatif.
CEI 60947-6-2	Appareillage à basse tension - Partie 6-2: Matériels à fonctions multiples - Appareils (ou matériel) de connexion de commande de protection (ACP).
CEI 61800	Entraînements électriques de puissance à vitesse variable.

Fig. N67 : Normes applicables aux démarreurs de moteurs

Différentes catégories d'emploi des contacteurs en courant alternatif ont été définies par la norme CEI 60947-4-1, elles sont présentées dans la **figure N68** avec leurs applications typiques.

Catégorie	Les applications typiques
AC-1	Charges non-inductives ou légèrement inductives, fours à résistance.
AC-2	Moteurs à bague (démarrage, arrêt des moteurs en marche)
AC-3	Moteurs à cage d'écurueil (démarrage, arrêt des moteurs en marche)
AC-4	Moteurs à cage ou à bagues, avec freinage en contre-courant (par inversion de phases) et marche par "à-coups" (démarrage, arrêt des moteurs en marche).

Fig. N68 : Différentes catégories d'emploi des contacteurs en courant alternatif utilisés pour le contrôle moteur asynchrone.

5.5 Coordination des protections

Le dispositif de protection contre les courts-circuits doit être parfaitement coordonné avec le dispositif de protection contre les surcharges. Des normes, CEI 947-4-1 et 947-6-2, définissent trois types de coordination qui précisent les degrés de destruction acceptables pour les appareillages concernés après court-circuit et les niveaux de service attendus (cf. tableau de la **figure N69**). Les associations des dispositifs satisfaisant ces coordinations sont établies par des constructeurs de relais tel Schneider Electric.

Type de coordination	Conséquences d'un court-circuit	Champ d'application
Type 1	Le contacteur ou le démarreur ne doit causer aucun danger pour les personnes et l'installation et peut nécessiter une réparation avec remplacement de pièces avant une nouvelle utilisation	Applications courantes. Machines de base.
Type 2	Le contacteur ou le démarreur ne doit causer aucun danger pour les personnes ou l'installation et doit être en état pour une utilisation ultérieure. Le risque de soudure des contacts est admis, et le fabricant doit indiquer les mesures à prendre en ce qui concerne l'entretien de l'équipement.	Processus avec contraintes de disponibilité, par exemple : chaîne de fabrication, machines industrielles critiques.
Coordination totale : Continuité de service	Aucun dommage ou d'inadaptation autorisé. Redémarrage immédiatement possible après suppression du défaut. Pas de précaution nécessaire.	

Fig. N69 : Les degrés de destruction acceptables selon les types de coordination.

Parmi les solutions possibles pour protéger un moteur, l'association disjoncteur + contacteur + relais thermique ⁽¹⁾ présente de nombreux avantages.

5.6 Protection de base : la solution disjoncteur + contacteur + relais thermique

Avantages

Cette association procure à l'installation facilité d'exploitation et d'entretien, par :

- réduction de la charge d'entretien de l'installation : le disjoncteur évite l'emploi de fusibles et leurs inconvénients (stock, problème de type et de calibres des fusibles),
- meilleure continuité d'exploitation : l'installation peut être remise en route immédiatement après élimination du défaut et après vérification du démarreur,
- adjonctions aisées de toutes les fonctions complémentaires demandées à un équipement de départ moteur,
- coupure omnipolaire assurée (le risque de marche en monophasé du moteur est ainsi supprimé),
- coupure en charge du circuit en cas de défaillance du contacteur,
- verrouillage,
- signalisations diverses,
- meilleure protection du démarreur pour des courants de court-circuit inférieurs à environ 30 fois le courant assigné du moteur⁽²⁾ (cf. **Fig. N70**),
- possibilité de protection différentielle intégrée :
 - prévention des risques d'incendie (sensibilité 500 mA),
 - protection contre la destruction du moteur (perforation des tôles) en détectant les défauts d'isolement phase-masse (sensibilité 300 mA à 30 A).

(1) L'association d'un contacteur et d'un relais thermique est un discontacteur

(2) Dans la majorité des cas, les défauts développant des courants de court-circuit se produisent au niveau du moteur, de sorte que le courant est limité par les câbles et les bobinages du stator, et ces défauts sont alors appelés « courts-circuits impédants »

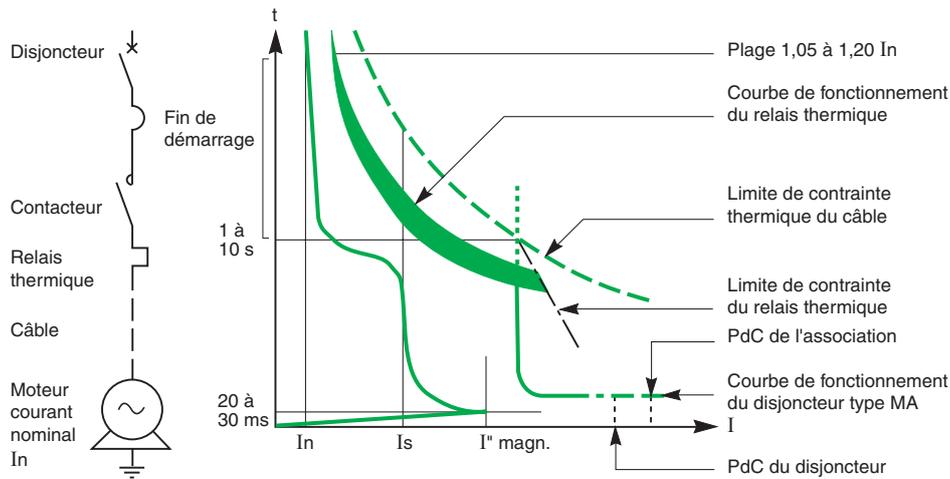


Fig. N70 : Courbes de fonctionnement de l'association disjoncteur + contacteur + relais thermique ⁽¹⁾

Conclusion

L'association disjoncteur + contacteur + relais thermique pour la commande et la protection de départs moteurs est parfaitement appropriée quand :

- le service entretien de l'installation est réduit ; c'est le cas en général du tertiaire et des petites et moyennes industries,
- le cahier des charges impose des fonctions complémentaires,
- l'utilisation nécessite un organe de coupure en charge en cas de non ouverture du contacteur.

5.7 Appareil de connexion, de commande et de protection (ACP)

Les ACP ou « démarreurs-contrôleurs » sont conçus pour remplir simultanément les fonctions de commande et de protection (surchauffe et court-circuit). De plus, ils sont conçus pour pouvoir effectuer des manœuvres de commande dans le cas d'un court-circuit.

Les ACP peuvent aussi assurer des fonctions additionnelles telles que le sectionnement, et ainsi les fonctions d'un « démarreur moteur » sont totalement remplies. Les ACP doivent être conformes à la norme CEI 60947-6-2

(NF EN 60947-6-2), qui définit notamment les valeurs assignées et les catégories d'emplois d'un ACP (qui sont parfaitement homogènes à celles définies par la CEI 60947-4-1 (NF EN 60947-4-1) pour les contacteurs).

Les fonctions remplies par les ACP sont coordonnées et combinées de manière à permettre la continuité du service pour tous les courants jusqu'à leur pouvoir assigné de coupure de service en court-circuit I_{cs} . Même si l'ACP n'est pas constitué par un appareil unique, ses caractéristiques sont assignées comme pour un seul appareil. D'autre part, la garantie de « la coordination totale » de toutes les fonctions assurent l'utilisateur d'avoir un choix simple avec une protection optimale qui est facile à mettre en œuvre.

Bien que présenté comme un appareil unique, un ACP peut avoir une modularité identique ou plus grande qu'une solution démarreur-moteur à « 3 produits ». Ceci est le cas avec le démarreur-contrôleur « Tesys U » (cf. Fig. N71).

N54

5 Les moteurs asynchrones

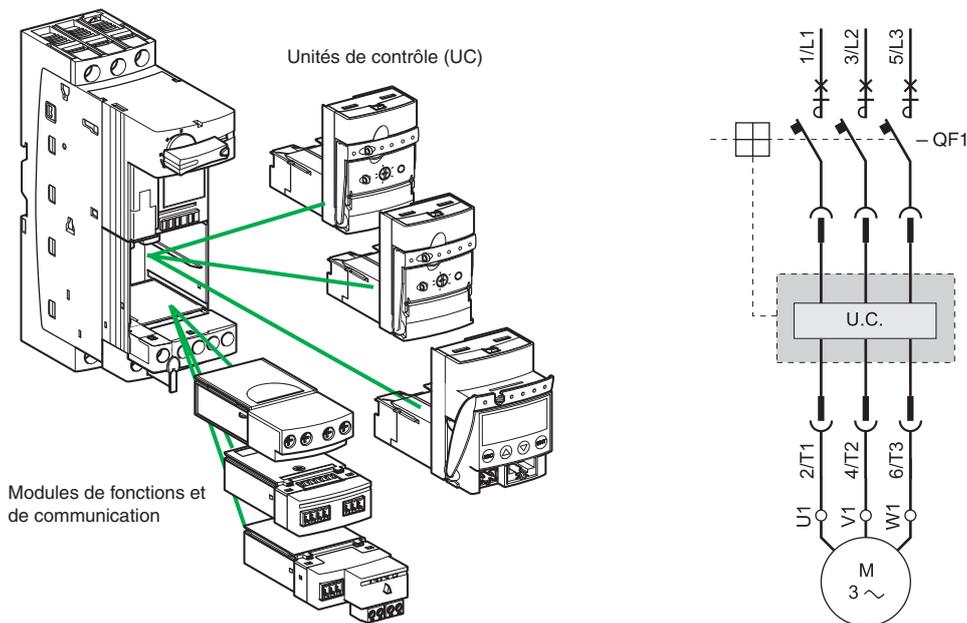


Fig. N71 : Exemple de la modularité d'un ACP (démarreur-contrôleur Tesys U de Schneider Electric)

Ces démarreurs-contrôleurs peuvent être équipés d'une unité de contrôle assurant les fonctions de commande et de protection, interchangeable à tout moment, pour des moteurs de 0,15 A à 32 A dans une « base puissance » ou « base unité » de calibre 32 A.

Des fonctionnalités additionnelles peuvent être installées en terme de

- puissance : des blocs limiteurs, des blocs inverseurs ;
- contrôle et commande :
 - modules de fonctions, d'alarmes, d'indication de charge moteur, de réarmement automatique, etc.,
 - modules de communication : AS-I, Modbus, Profibus, CAN-Open, etc.,
 - modules de contacts auxiliaires, de contacts additifs.

De nombreuses fonctions de communication sont disponibles sur ces démarreurs-contrôleurs (cf. Fig. N72)

Fonctions disponibles	Unités de contrôle		
	Standard	Évolutif	Multifonction
État du rotor (prêt, en marche, en défaut)			
Commande marche/arrêt			
Alarme thermique			
Réarmement à distance via le bus			
Indication de charge			
Différentiation des défauts			
Alarmes (surintensités...)			
Réglage des paramètre et référence des fonctions de protection			
Fonction « historique »			
Fonction de « surveillance »			

Informations disponibles sur le bus (Modbus) et fonctions réalisées

Fig. N72 : Fonctions de communication Tesys U

5.8 Le système iPMCC

iPMCC -Intelligent Power and Motor Control Centre

C'est un système intelligent intégrant des relais intelligents de protection moteur dans de très fiables armoires électriques MCC -Power Motor Control Centre-. La connectabilité au système de surveillance et de contrôle est assurée par le biais d'un réseau de communication industrielle.

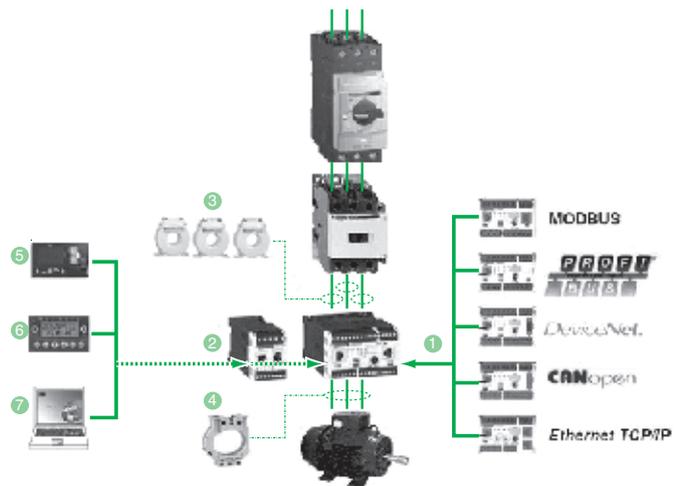
Cette solution est particulièrement utilisée dans les grands sites industriels et infrastructures, avec un processus continu ou hybride, et chaque fois que la continuité de service est une priorité.

iMPR -Intelligent Motor Protection Relay)

Les relais intelligents de protection moteur sont les composants clé d'une installation iPMCC. Ce sont des dispositifs contrôlés par microprocesseur.

Ce système de surveillance et de protection est fondée sur des mesures effectuées par des capteurs, tels que les transformateurs de courant, transformateurs de tension (intégrés ou externes), capteurs thermiques, détecteurs de fuite à la terre,... A partir de ces mesures et des paramètres, il détermine les conditions d'anomalie ou de risques potentiels pour les moteurs et les opérateurs.

Selon le modèle de protection moteur, un iMPR a la capacité de détecter de nombreux types de défauts. C'est une grande amélioration par rapport au relais de protection thermique. En outre, de nombreuses fonctions complémentaires peuvent être mises en oeuvre par un iMPR : surveillance, alarme, enregistrement des défauts, calculs statistiques, communication, etc...



- 1: relais de protection moteur avec capacité de communication
- 2: module d'extension de mesure de tension
- 3: capteurs des courants phase
- 4: détecteur de fuite à la terre
- 5, 6, 7: Différentes interfaces « Homme-Machine »

Fig. N73: Exemple de composition d'un iMPR (TeSys T de Schneider Electric)

MCC -Motor Control Centre-

C'est une armoire de distribution électrique qui regroupe tous les démarreurs-moteurs d'un processus ainsi que des bus pour une communication sûre et fiable, afin de construire une installation centralisée. La gestion centralisée des départs-moteurs est demandée pour faciliter l'exploitation et la maintenance dans de nombreuses industries et infrastructures. Des armoires MCC comportant des unités fonctionnelles (UF) débrogées sont utilisées dans des applications critiques, car les interventions sont plus faciles à gérer en cas de défaut : les démarreurs-moteurs défectueux peuvent être remplacés rapidement, sans arrêt de l'ensemble de l'armoire électrique.

Des unités fonctionnelles fixes ou déconnectables peuvent être utilisées pour des applications moins critiques.

5 Les moteurs asynchrones

Pour garantir la disponibilité, la sécurité et la fiabilité de l'application, une armoire MCC doit être un ensemble de série (ES) ou un ensemble dérivé de série (EDS). ES et EDS sont des équipements BT définis par les normes CEI 60 439-1 qui imposent différentes caractéristiques techniques, règles de conception et d'essais. Pour les systèmes iPMCC ces essais sont importants, notamment celui de l'échauffement car les équipements électroniques sont particulièrement sensibles à la chaleur.

Une armoire MCC est différente d'une armoire électrique universelle qui ne peut être utilisée que pour accueillir un groupe de quelques départs-moteurs. Une armoire électrique universelle a des caractéristiques électriques moins exigeantes, et ne comporte pas de séparation entre les différentes unités fonctionnelles contenant des départs-moteurs. Par conséquent, un arrêt complet des armoires universelles est nécessaire pour les opérations de maintenance ou pour tous les réglages des démarreurs.

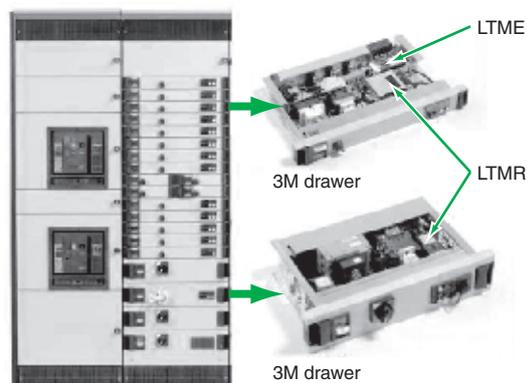


Fig. N74 : Exemple d'une armoire électrique iPMCC à tiroirs (Okken de Schneider Electric)

iPMCC offre de grands avantages à toutes les étapes de la vie d'une installation électrique : pour sa conception et sa réalisation, comme pour son exploitation.

■ Amélioration de l'efficacité du projet :

- réduction des études avec des démarreurs qui sont plus normalisés dans une plus large gamme de puissance,
- réduction du câblage sur site grâce à des bus,
- réduction des temps de réglage avec le téléchargement des paramètres.

■ Réduction des temps de mise en service :

- meilleure compréhension des événements du processus grâce aux diagnostics et aux statistiques détaillées,
- plus grande rapidité dans la recherche des bogues et du correction des erreurs,
- plus grande facilité de dépannage des problèmes de démarrage du processus.

■ Amélioration de la continuité de service :

- meilleure protection des moteurs et des charges en utilisant des capteurs plus précis et des modèles plus précis de protection moteur,
- réduction des temps d'arrêt intempestif avec des alarmes permettant de corriger les problèmes avant qu'un déclenchement ne se produise.

■ Réduction des coûts d'exploitation et d'entretien :

- moins d'arrêt,
 - dépannages plus rapides,
 - moins de stock de pièces de rechange,
 - stratégie de maintenance préventive.
- Réduction des coûts et du temps nécessaire pour des évolutions des installations :
- études simplifiées,
 - pas de câblage nécessaire,
 - simplification des réglages,
 - mise en service et réglage du processus facilités.

Une offre iPMCC complète concentre les connaissances et l'expérience de la distribution électrique, de la protection et du contrôle des moteurs, de l'automatisation et de l'installation. C'est pourquoi peu de constructeurs de la distribution électrique et de l'automatisation peuvent proposer une telle offre.

5.9 Communication

Une configuration iPMCC est faite de nombreux de départs-moteurs. Afin de contrôler le système, il est nécessaire d'envoyer beaucoup d'informations telles que états des moteurs, mesures des courants, alarmes, etc. Le traditionnel câblage fil à fil n'est pas un moyen efficace et rentable quand il y a beaucoup de données à transmettre. Aujourd'hui, la transmission via des réseaux de communication, ou bus, est la meilleure méthode.

La communication a besoin d'une langue commune appelé protocole de communication. La **figure N75** indique les protocoles couramment utilisés aux différents niveaux des réseaux de communications industriels. À l'heure actuelle, les protocoles de bus les plus populaires sont Modbus SL, Profibus-DP et DeviceNet, tandis que l'usage d'Ethernet TCP / IP est en croissance très rapide.

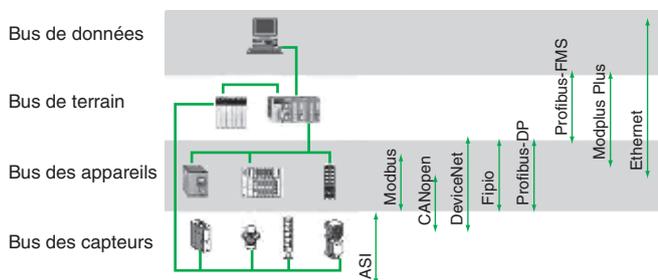


Fig. N75 : Différents protocoles de communication

Modbus

Modbus est un protocole de communication du niveau « application ». Il est indépendant de la couche physique (bus).

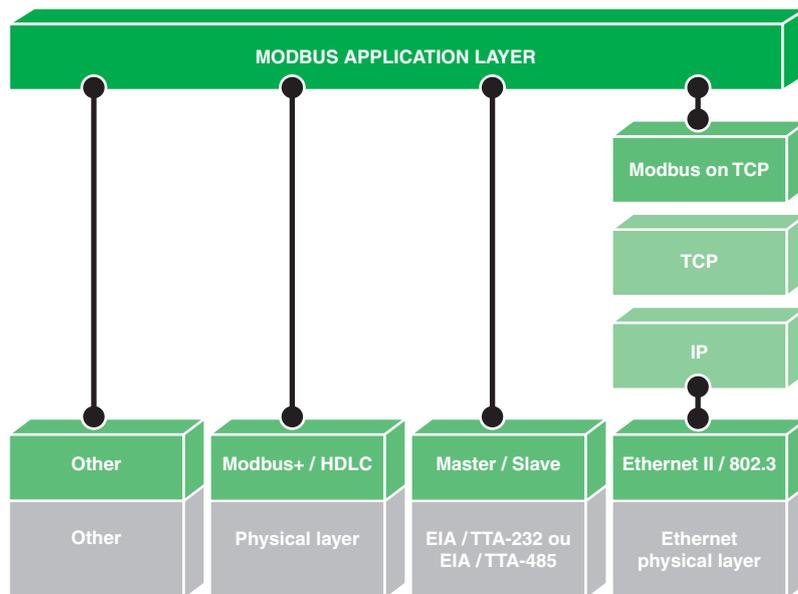


Fig. N76 : Une architecture Modbus

Contrairement à Modbus SL, Modbus / TCP fonctionne sur un concept client / serveur :

- un client initie les demandes et les réponses d'un serveur,
- n'importe quel périphérique peut être un client ou un serveur,
- de nombreux appareils sont à la fois client et serveur dans le même temps,
- un réseau peut réunir de nombreux clients,
- plusieurs clients peuvent envoyer des requêtes au même moment et plusieurs serveurs peuvent répondre en même temps,
- un client peut parler à plusieurs serveurs en même temps,
- un serveur peut répondre à plusieurs clients en même temps,
- Ethernet dirige et s'assure de la livraison des données à tous les périphériques en même temps.

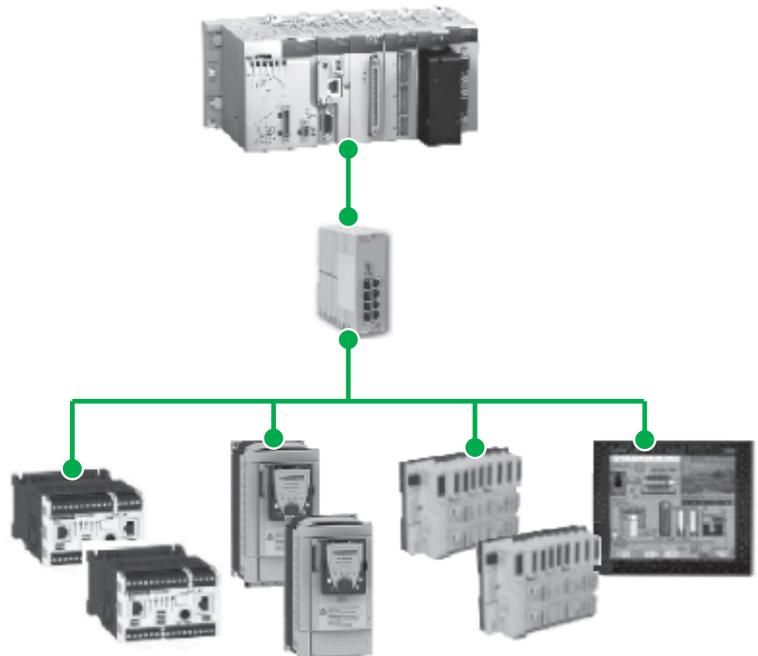


Fig. N78 : Une architecture typique de la communication

Les différences entre Modbus / TCP et Modbus SL

Avec Modbus / TCP :

- chaque appareil peut être client et serveur au même moment.
- tous les appareils peuvent échanger simultanément : plusieurs appareils peuvent initier des communications, et non un seul. Le temps de réponse du système est augmenté par des communications simultanées.
- plusieurs demandes peuvent être envoyées d'un appareil à un autre sans attendre les réponses aux questions précédentes. Pour cela des données sont ajoutées au message Modbus afin de pouvoir associer une réponse à sa demande spécifique, elles constituent l'identifiant de transaction Modbus.
- la vitesse de transmission est plus importante : 10 Mb, 100 Mb, 1 Gb.
- les supports de transmission sont d'un emploi beaucoup plus souple et leurs coûts moins élevés : fibre optique, liaison radio, etc
- le nombre de nœuds sur un simple réseau est presque illimité : le maximum recommandé est d'environ 300, mais des routeurs peuvent être utilisés pour relier plusieurs réseaux.

Modbus IO Scanning

Modbus IO Scanning est une fonctionnalité des automates programmables Schneider Electric. Elle permet de simples échanges Modbus avec un simple terminal de configuration. Il suffit de préciser l'adresse, le temps d'interrogation et les données à lire et / ou d'écrire.

5 Les moteurs asynchrones

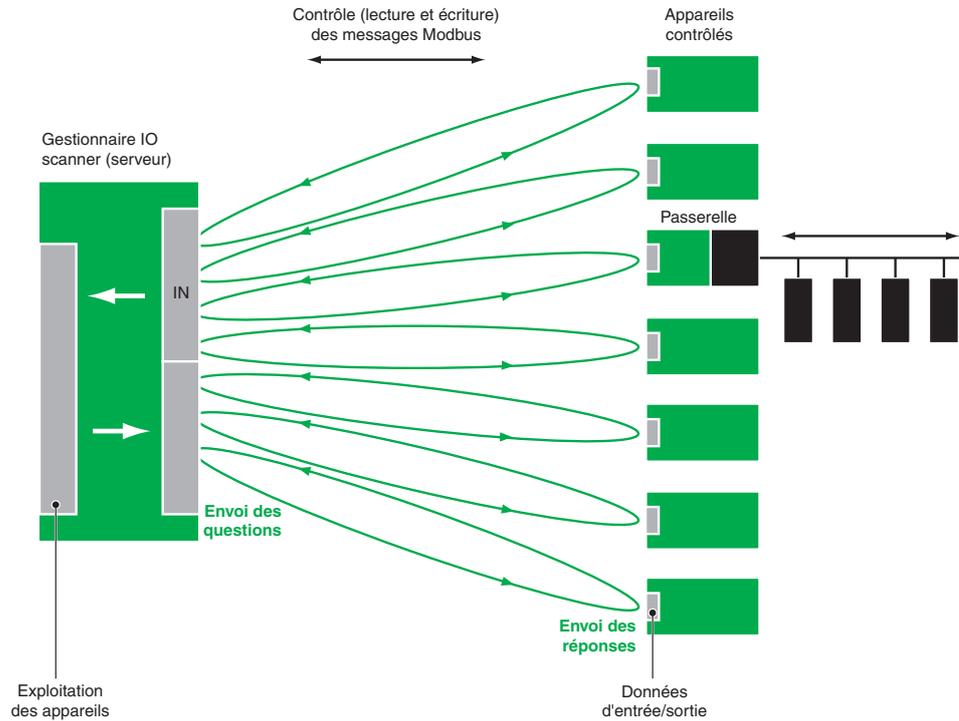


Fig. N79 : L'architecture Modbus SL

Profibus

Profibus-DP est un protocole avec une vitesse de transmission élevée. Il prend en charge la communication jusqu'à 12 Mbps, mais en fait 1,5 Mbps est la vitesse maximale la plus courante, car la vitesse de 12 Mbps nécessite des supports de transmission spéciaux et ne peut être mise en œuvre que sur une courte distance pour être atteinte.

DeviceNet

Ce protocole permet une communication avec 3 vitesses possibles: 125, 250 ou 500 kbps dont le choix dépend de la longueur du bus et du câble ainsi que la consommation des appareils. Le nombre maximal d'appareils reliés est de 64, y compris les appareils maîtres. La longueur du bus est limitée à 100 m à 500 kbps. DeviceNet est largement utilisé dans l'industrie automobile.

Résumé

Le tableau de la **figure N80** présente un comparatif réduit (non-exhaustive) de ces protocoles.

	Modbus SL RS485	Profibus-DP	DeviceNet	Modbus / TCP
Vitesse	Jusqu'à 115 kbps	9,6 kbps à 1 Mbps	125, 250 ou 500 kbps	10, 100 Mbps, 1 Gbps
Distance maximale sans répéteur	1300 m	100 m à 12 Mbps 1,2 km à 10 kbps	100 m à 500 kbps 500 m à 125 kbps	Paire torsadée : 100 m Fibre optique : 2000 m
Nombre maximal d'appareils	32 soit 1 maître et 31 esclaves	mono ou multi-maîtres :126 soit 122 esclaves avec 3 répéteurs	64 soit 1 maître et 63 esclaves	64 avec IO Scanner. Pas de limite avec les autres.
Distance maximale avec répéteur	Dépend du type de répéteur.	400 à 4800 m selon la vitesse.	Dépend du type de répéteur.	10 km de fibres optiques

Fig. N80 : Comparaison des protocoles de communication

Chapitre P

Les installations photovoltaïques

Sommaire

1	Intérêts de l'énergie photovoltaïque	P2
	1.1 Pratique	P2
	1.2 Ecologique	P2
2	Principe et technologie	P3
	2.1 L'effet photovoltaïque	P3
	2.2 Les modules photovoltaïques	P4
	2.3 Des appareils complémentaires : onduleur ou chargeur	P5
3	Les matériels spécifiques	P6
	3.1 Les modules	P6
	3.2 Les connexions	P6
	3.3 Les onduleurs	P7
	3.4 Les chargeurs de batterie	P8
4	Les impératifs d'installation	P9
	4.1 En site isolé	P9
	4.2 Connecté au réseau public	P9
	4.3 Les protections	P10
5	La mise en oeuvre	P13
	5.1 Normes	P13
	5.2 Précautions d'installation	P13
	5.3 Architectures d'une installation raccordée au réseau	P14
	5.4 Mode de pose	P16
	5.5 Dimensionnement	P17
6	Supervision	P18
	6.1 Principes	P18
	6.2 Les systèmes de supervision	P18
	6.3 Les capteurs	P19
	6.4 Surveillance de l'installation	P20
7	Informations complémentaires	P21
	7.1 Les coûts d'installation (année 2009)	P21
	7.2 Les aides et subventions (année 2009)	P21
	7.3 La rentabilité d'une installation (année 2009)	P21
	7.4 Les démarches administratives	P21
	7.5 Vrai ou faux ?	P22

Nota :

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

1 Intérêts de l'énergie photovoltaïque

1.1 Pratique

Cette technique permet d'exploiter une énergie renouvelable, celle du soleil. Il faut distinguer deux types d'énergies solaires :

- thermique dont la récupération se fait par échange entre un fluide caloporteur exposé au soleil et un circuit d'utilisation (ballon d'accumulation ou pompe à chaleur).
- photovoltaïque, qui utilise le principe de la photopile découvert par Antoine Becquerel en 1839 pour produire de l'énergie électrique.

L'exploitation du rayonnement solaire qui parvient au sol est particulièrement intéressante car :

- ce rayonnement reste stable (à 10 % près) en moyenne d'une année sur l'autre ;
- il délivre en moyenne au niveau du sol 1000 Wh/m² et par jour mais il dépend des paramètres principaux suivants :
 - de la latitude,
 - de l'orientation et de l'inclinaison de la surface,
 - du degré de pollution,
 - de la période de l'année,
 - de l'épaisseur de la couche nuageuse,
 - du moment de la journée,
 - des ombrages ...

Ce rayonnement passe de 870 Wh/m² par jour dans le Nord de la France à 1890 Wh/m² par jour en Corse (et jusqu'à 3125 Wh/m² par jour dans le Sahara).

1.2 Ecologique

L'exploitation de l'énergie solaire réduit la consommation des ressources dites « fossiles » qui est vraisemblablement à l'origine du réchauffement climatique planétaire ainsi que de la pollution atmosphérique.

Elle participe au développement durable et satisfait d'ailleurs aux orientations du conseil Européen qui a voté en mars 2007 un décret fixant des objectifs à atteindre d'ici 2020 :

- réduction de 20 % d'émission de gaz à effet de serre,
- baisse de 20 % de la consommation d'énergie,
- proportion de 20 % des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie.

2 Principe et technologie

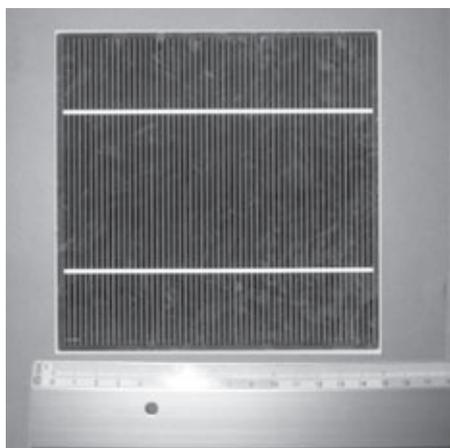


Fig. P1 : Cellule photovoltaïque réalisée dans une plaquette de silicium (source Photowatt)

2.1 L'effet photovoltaïque

Il est la capacité de transformer l'énergie solaire en électricité. Ceci est possible grâce à l'utilisation de cellules photovoltaïques -PV-. Une cellule PV (cf. Fig. P1) est capable de générer une tension comprise entre 0,5 V et 2 V suivant les matériaux utilisés et un courant directement dépendant de la surface (cellule de 5 ou 6 pouces). Ses caractéristiques s'expriment suivant une courbe courant - tension comme présentée sur la Figure P2.

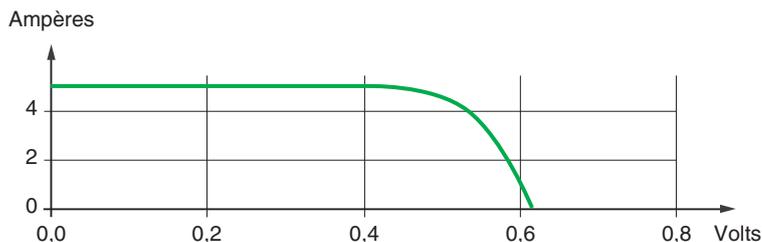
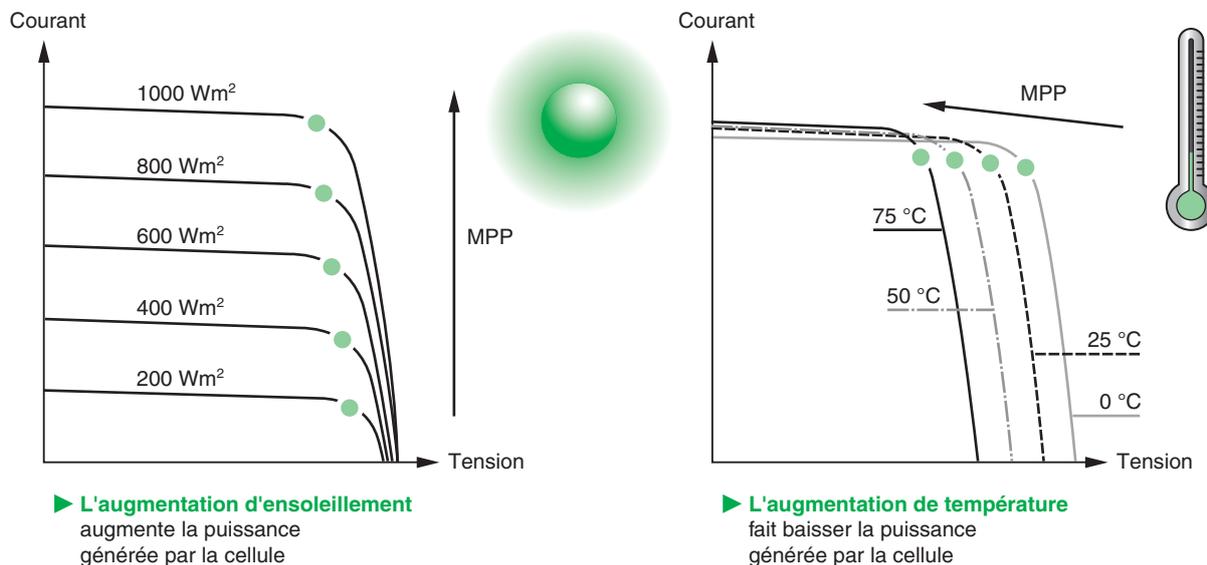


Fig. P2 : Caractéristique typique d'une cellule photovoltaïque

L'effet photovoltaïque est fonction (cf. Fig. P3) de deux grandeurs physiques : l'éclairement et la température :

- plus l'éclairement E (W/m^2) est important, plus la cellule va délivrer du courant.
 - à l'inverse, plus la température (T°) est élevée, plus la tension de sortie est faible.
- Afin de pouvoir comparer les performances des cellules entre elles, la norme a défini les Conditions Standard de Tests (STC : Standard Tests Conditions) pour un éclairement de $1000 W/m^2$ à $25^\circ C$.



► **L'augmentation d'ensoleillement** augmente la puissance générée par la cellule

► **L'augmentation de température** fait baisser la puissance générée par la cellule

MPP : Point de Puissance Maximum

Fig. P3 : L'éclairement et la température influent sur l'effet photovoltaïque

Pour exploiter plus facilement l'énergie générée par des cellules photovoltaïques, les fabricants proposent des associations série et/ou parallèle rassemblées dans des panneaux ou modules.

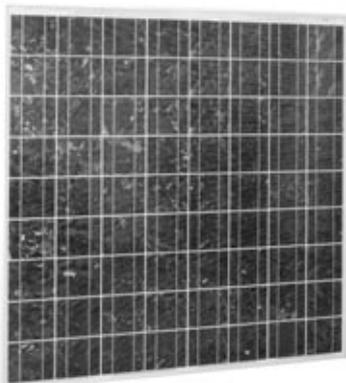


Fig. P4 : Module photovoltaïque PW1400 de dimensions 1237 x 1082 x 45 mm (source Photowatt)

2.2 Les modules photovoltaïques

Ces associations de cellules (cf. Fig. P4) permettent d'élever la tension et le courant. Pour optimiser les caractéristiques des modules, ils sont constitués de cellules ayant des caractéristiques électriques proches.

Chaque module qui délivre une tension de quelques dizaines de volts, est caractérisé par sa puissance ayant pour unité le watt crête (Wc) ou watt peak (Wp) en anglais. Elle correspond à la puissance produite par une surface de un m² soumise à un éclairage de 1000 W/m² sous 25 °C. Mais des modules identiques peuvent être de puissances différentes, habituellement la tolérance des puissances indiquées est de ± 3 % (cf. tableau de la Figure P5). Le module de puissance typique 160 Wc regroupe l'ensemble des modules dont la puissance se situe entre 155 Wc (160 - 3%) et 165 Wc (160 + 3%).

Il est donc utile de comparer leur rendement qui est égal à leur puissance (W/m²) divisé par 1000 W/m².

Par exemple, un module de 160 Wc a une superficie de 1,338 m²(*). Sa puissance crête est donc de 160/1,338 soit 120 Wc/m².

D'où un rendement pour ce module de : 120/1000 = 12 %

Encapsulation	verre/Tedlar		
Taille des cellules	125.50 x 125.5 mm		
Nombre des cellules	72		
Voltage	24 V		
Nombre de diodes by-pass	4 diodes by-pass		
Puissance typique	150 Wc	160 Wc	170 Wc
Puissance minimale	145 Wc	155 Wc	165 Wc
Tension à la puissance typique	33,8 V	34,1 V	34,7 V
Intensité à la puissance typique	4,45 A	4,7 A	4,9 A
Intensité de court circuit	4,65 A	4,8 A	5,0 A
Tension en circuit ouvert	43 V	43,2 V	43,4 V
Tension maximum du circuit	1 000 V CC		
Coefficient de température	$\alpha = (dI/I)/dt \# + 0,032 \%/^{\circ}C$ $\beta = dV/dt \# - 158 mV/^{\circ}C$ $\zeta P/P = - 0,43 \%/^{\circ}C$		
Spécifications de puissance à	1 000 W/m ² : 25°C : AM 1,5		

Fig. P5 : Caractéristiques électriques d'un module PW1400 (source Photowatt)

Cependant, l'association série de cellules photovoltaïques peut engendrer un phénomène destructeur, lorsque l'une d'entre elles est partiellement ombrée, appelé « Hot Spot ». Celle-ci va fonctionner en récepteur et le courant qui va la traverser peut alors la détruire. Afin de supprimer ce risque, les fabricants intègrent des diodes ByPass qui court-circuitent les cellules endommagées. Les diodes Bypass sont habituellement fixées dans le boîtier de raccordement situé à l'arrière du module et permettent de shunter 18 ou 22 cellules selon les fabricants.

Ces modules sont ensuite associés en série pour atteindre le niveau de tension désiré : ils forment des chaînes de modules ou « string ». Puis les chaînes sont groupées en parallèle pour obtenir la puissance souhaitée et forment alors un champ photovoltaïque -champ PV- (PV array en anglais).

Enfin, le choix d'un matériel impose une sérieuse réflexion car il existe de plus en plus de fabricants de modules photovoltaïques à travers le monde, aussi l'installateur doit-il :

- s'assurer de la compatibilité des caractéristiques électriques avec le reste de l'installation (tension d'entrée de l'onduleur),
- ainsi que de leur conformité aux normes,
- mais aussi sélectionner ses fournisseurs pour leur pérennité afin de pouvoir assurer le remplacement d'un module défectueux qui devra être strictement identique à ceux déjà installés.

Ce dernier point est important puisque l'installateur est responsable de la garantie donnée à son client.

P4

Au sein d'une chaîne, un module défectueux doit être remplacé par un module strictement identique, d'où l'importance de la pérennité des fournisseurs choisis.

(*) Les dimensions de ces modules (L x l x P) du modules sont en mm : 1237 x 1082 x 38

2 Principe et technologie

2.3 Des appareils complémentaires : onduleur ou chargeur

Un générateur photovoltaïque a pour particularité de ne fournir de l'énergie sous la forme de courant continu et qu'en période d'ensoleillement.

De fait, si cette énergie doit être fournie au réseau de distribution il est nécessaire de transformer le courant continu en courant alternatif avec des convertisseurs ou onduleurs, et si l'objectif est d'en disposer en permanence il faut alors l'emmagasiner dans des accumulateurs au moyen de chargeur de batteries.

3.1 Les modules

Différentes technologies sont actuellement exploitées pour la réalisation des générateurs photovoltaïques, elles se répartissent en deux familles : les modules cristallins et les modules en couches minces ou films .

Modules cristallins

Il existe 2 grandes familles de modules cristallins. Le module monocristallin et le module multicristallin.

Le module monocristallin est à ce jour le plus performant avec des rendements autour de 16 à 18 %. Il reste aussi le plus cher.

Le module multicristallin a un rendement entre 12 et 14 %. C'est le plus courant. Il est très utilisé dans les secteurs résidentiel et tertiaire.

Ces modules ont une durée de vie supérieure à 20 ans. Avec le temps il perdent une partie de leur puissance (< 1 % /an) mais continuent à produire de l'électricité.

Suivant l'esthétique recherchée, il existe des modules Bi-verre avec deux plaques de verre qui rendent le module semi-transparent, ou bien des modules Verre Tedlar ou Teflon qui sont moins coûteux mais complètement opaques.

Modules couches minces

Ces modules -Thin film en anglais- font l'objet de nombreux travaux de recherche actuellement.

En effet, les rendements actuels de l'ordre de 6 à 8 % devraient augmenter dans les années à venir. Ils sont peu chers et adaptés à de grandes superficies si la surface n'est pas un élément valorisable dans l'installation.

Cette dénomination de couches minces désigne de nombreuses technologies dont les 3 principales sont :

- a-Si le silicium en couche mince ou silicium amorphe,
- CdTe (Tellure de Cadmium),
- CIS (Sélénium de Cuivre Indium).

A noter, à ce jour, que nous n'avons pas de retour d'expérience à 20 ans pour ce type de technologie et le vieillissement de ces modules reste encore une question. Les fabricants sérieux indiquent, dans leurs spécifications techniques, des valeurs initiales et des valeurs stabilisées.

Le tableau de la **Figure P6** fait une synthèse comparative de toutes ces technologies.

Technologies	sc-Si monocristallin	mc-Si multicristallin	a-Si couches minces	CdTe couches minces	CIS couches minces
Rendement module STC					
Maximal	19 %	15 %	8.5 %	11 %	11 %
Moyen	14 %	13 %	6 %	8 %	8 %
Coût relatif (\$/Wc)	3	3	2	1	1
Coef. température à la puissance-crête (%/°C)	-0.3 / -0.5	-0.3 / -0.5	-0.2	-0.2	-0.3

Fig. P6 : Comparatif des technologies de générateurs photovoltaïques

P6

3.2 Les connexions

Une installation photovoltaïque nécessite l'emploi de câbles et de connecteurs spécifiques. En effet, les modules sont installés en extérieur, leurs raccordements sont donc soumis aux contraintes climatiques associées à des tensions élevées dues à la mise en série des modules.

Outre le besoin d'étanchéité, le matériel utilisé doit par conséquent être résistant aux rayons ultra-violet et à l'ozone. Il doit aussi posséder une bonne tenue mécanique et à une bonne résistance aux variations de températures extrêmes.

3 Les matériels spécifiques

Câbles

Les câbles doivent être homologués IEC 60228 classe 5 ou 6.

Les règles de dimensionnement de la section des conducteurs sont les mêmes que pour les câbles standards NF C 15-100.

La chute de tension entre le champ PV et l'onduleur doit être calculée pour ne pas dépasser 3% pour le courant nominal (recommandation UTE : 1 %).

Les câbles CC doivent être mono conducteur à double isolation, ces câbles ne sont pas normalisés il faut donc choisir des câbles spécifiés PV par leurs fabricants.

La dangerosité d'intervenir sur les câbles de liaison des modules impose une déconnexion préalable ou l'ouverture d'un sectionneur sur le circuit courant continu.

Connecteurs

Généralement, les modules photovoltaïques sont fournis avec deux câbles équipés de connecteurs, un mâle et un femelle. Ces câbles permettent de raccorder deux modules posés côte à côte afin de les mettre en série sans erreur possible : le connecteur mâle se raccorde au connecteur femelle du module suivant et ainsi de suite jusqu'à atteindre la tension continue désirée.

Ces connecteurs spécifiques tels MC3, ou MC4 verrouillable de Multi-Contact assurent aussi une protection au toucher lorsqu'ils ne sont pas raccordés. Protection nécessaire car dès qu'un module photovoltaïque est soumis à un éclairage, il fournit une tension. Intervenir (pour modification ou extension) sur des câbles de liaison des modules impose une déconnexion préalable ou l'ouverture du sectionneur CC du circuit courant continu obligatoire à l'arrivée du coffret de raccordement.

Il est aussi possible d'utiliser différents connecteurs du commerce. Une attention particulière doit alors être apportée à leur choix pour la qualité de leur contact et de leur accouplement mâle-femelle afin d'éviter tout mauvais contact susceptible d'échauffement et de destruction.



Fig. P7a : Onduleur GT 500E spécifique pour l'alimentation photovoltaïque (source Xantrex – Groupe Schneider Electric)

3.3 Les onduleurs

De tels appareils qui fournissent du courant alternatif à partir du courant continu sont des onduleurs spécifiques à l'alimentation photovoltaïque (cf. Fig. P7a). Il existe différents types d'onduleurs photovoltaïques ou « onduleurs Pv ». Ils remplissent trois fonctions principales :

- Fonction onduleur : Elle transforme du courant continu en courant alternatif d'une forme adaptée au besoin (sinusoïdale, carrée, ...).
- Fonction MPPT : Elle calcule le point de fonctionnement en tension et en courant de la surface -ou champ- photovoltaïque qui produit le plus de puissance, aussi appelé le Maximum Power Point Tracker (Recherche de Point de Puissance Maximum), voir la Figure P7b.

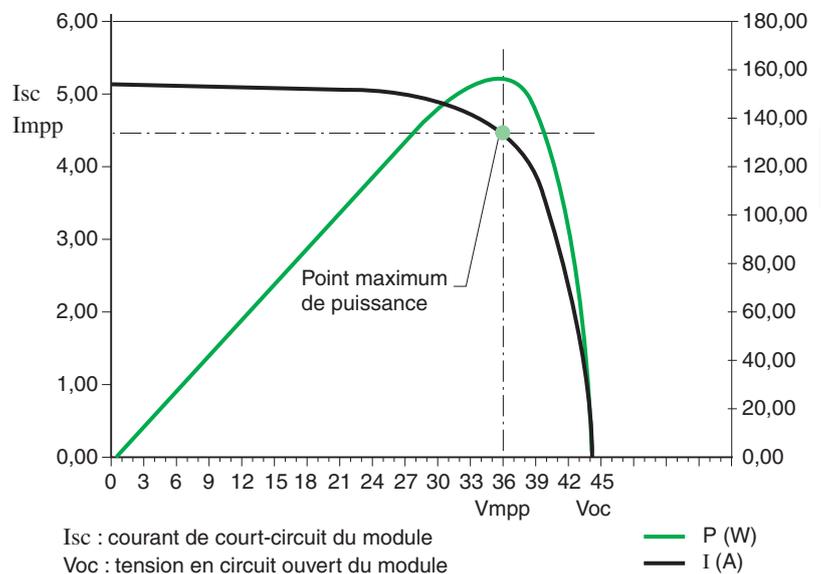


Fig. P7b : Point de fonctionnement d'un champ-photovoltaïque qui produit le plus de puissance, aussi appelé le Maximum Power Point Tracker

■ **Fonction déconnexion automatique du réseau** : Elle commande automatiquement l'arrêt de l'onduleur et la déconnexion du réseau en absence de tension sur le réseau électrique. C'est une protection pour l'onduleur et aussi pour les agents d'intervention qui peuvent travailler sur le réseau.

En cas de coupure du réseau, l'onduleur ne fournit donc plus d'énergie au réseau et il y a perte de l'énergie produite par les modules photovoltaïques. Il existe des systèmes « Grid interactive » qui permettent d'assurer un fonctionnement en secours ou « back-up ». Ils nécessitent l'installation de batteries ainsi que d'une armoire de distribution complémentaire pour assurer la déconnexion certaine du réseau avant de produire sa propre énergie.

■ **Variantes**

Certains onduleurs « multi-MPPT » ont une fonction double MPPT (ou triple ou quadruple...). Cette fonction permet d'optimiser la production PV lorsque le champ est constitué de chaînes avec différentes orientations. Elle présente le risque de perte de production totale dès qu'un onduleur est en défaut.

Il reste cependant possible de mettre plusieurs onduleurs de plus petite puissance, un par chaîne, solution plus chère, mais qui augmente la fiabilité globale de l'installation.

Il existe aussi des « onduleurs multi-strings ». Cette appellation ne signifie pas forcément multi-MPPT comme décrit ci-dessus, elle indique simplement que plusieurs chaînes peuvent être raccordées à l'onduleur, leur mise en parallèle étant effectuée dans l'onduleur.

Le rendement européen

Pour pouvoir comparer les différents appareils, un rendement basé sur différents points de fonctionnement qui simule le fonctionnement moyen et journalier d'un onduleur a été défini. Dénommé « rendement européen », il est donné par la formule :

$$0,03 \times (\eta 5\%) + 0,06 \times (\eta 10\%) + 0,13 \times (\eta 20\%) + 0,1 \times (\eta 30\%) + 0,48 \times (\eta 50\%) + 0,2 \times (\eta 100\%)$$

Il est fortement déconseillé d'installer un onduleur sur un emplacement exposé au soleil sous peine de voir son espérance de vie considérablement réduite.

IP et température de fonctionnement

Ces critères d'étanchéité et de température sont importants dans le choix d'un onduleur.

Les fabricants d'onduleurs proposent presque tous des onduleurs IP65 pour être installés dehors. Ce n'est pas pour autant qu'il faut les installer en plein soleil, car la plupart des onduleurs sont déclassés dès 40°C (50°C pour les onduleurs Xantrex de Schneider Electric) et, dans ce cas, la puissance de sortie est diminuée.

L'installation extérieure en plein soleil présente un autre risque, celui du vieillissement prématuré de certains composants de l'onduleur tels que les condensateurs chimiques. L'espérance de vie de l'onduleur est alors considérablement réduite et peut passer de 10 ans à 5 ans !

3.4 Les chargeurs de batteries

En site isolé, l'objectif est de charger des batteries pour avoir de l'énergie après le coucher du soleil. Il existe deux types de chargeurs :

- un chargeur en courant : la tension du champ PV doit correspondre à la tension de charge de la batterie et la régulation se fait en courant.
- un chargeur MPPT : le chargeur fonctionne au point maximal de puissance, il gère la charge de la batterie avec limitation en courant et en tension et il contrôle le floating. Ce type de chargeur est plus cher que le type précédemment cité, mais il permet d'optimiser le nombre de modules PV nécessaire à l'installation et d'avoir une installation au global moins chère.

4.1 En site isolé

C'est historiquement la première utilisation des systèmes photovoltaïques, par exemple pour alimenter des relais de télécommunication ou habitats isolés difficiles d'accès et sans raccordement possible au réseau.

C'est aussi actuellement un des seuls moyens de fournir de l'électricité à 2 milliards de personnes qui n'y ont pas accès aujourd'hui.

Le dimensionnement de ces installations nécessite de connaître précisément le profil de charge de l'utilisation et le nombre de jours sans soleil auquel l'installation sera soumise pour définir l'énergie à stocker dans des batteries et donc leur taille et leur type.

Ensuite, il faut calculer la surface de capteurs photovoltaïques pour être sûr de recharger les batteries dans le cas le plus défavorable (plus courte journée hivernale).

Particularités

Cette méthode conduit à des surdimensionnements nécessaires pour assurer la continuité de fonctionnement une ou deux fois par an, mais qui rendent ce type d'installation très onéreux !

A noter que ce type d'utilisation doit représenter environ 20 % du marché du photovoltaïque en 2012, et 40 % en 2030 selon l'EPIA (European Photovoltaic Industry Association).

Stockage

Le stockage est donc un point critique de ce type d'installation.

Il existe plusieurs types de batteries :

■ Les batteries plomb

Ce sont des batteries qui fonctionnent en cycles (charge-décharge). Les batteries de type ouvert sont conseillées pour éviter des phénomènes de gonflage liés à des charges trop rapides et à un dégagement d'hydrogène important.

Leur avantage est indiscutablement leur coût d'achat, mais leur inconvénient est leur faible durée de vie. Celle-ci dépend de la profondeur des décharges, mais ne dépasse pas 2 à 3 ans dès 50 % de décharge. De plus une décharge profonde peut « tuer » la batterie. L'exploitation d'un site isolé ainsi équipé devra donc intégrer le changement régulier des batteries afin de conserver ses performances de charge.

■ Les batteries Ni-Cd, ou Nickel-Cadmium

Elles présentent l'avantage d'être beaucoup moins sensibles aux conditions extrêmes de température, de décharges ou charges profondes. Elles ont une durée de vie bien supérieure (5 à 8 ans) mais sont plus chères à l'achat. Cependant, le coût du Wh stocké sur la durée de vie de l'installation sera inférieur à celui obtenu avec les batteries au plomb.

■ Les batteries Li-ion

Ce sont les batteries de demain pour ce type d'application. Insensibles aux décharges profondes, durée de vie jusqu'à 20 ans. Leur prix encore prohibitif devrait chuter d'ici 2012 avec le démarrage de la production de masse. Elles seront alors les plus économiques pour ce genre d'application.

4.2 Connecté au réseau public

En France, le propriétaire d'une installation de production raccordée au réseau a le choix entre 2 options :

■ Soit vendre la totalité de sa production (option dite : « Vente de la totalité »).

Cette option oblige à créer un point de raccordement au réseau indépendant du point de raccordement destiné à la consommation et nécessite une déclaration administrative.

■ Soit consommer sa production localement en fonction de son besoin et ne vendre que l'excédent (option dite « Vente de l'excédent »), avec deux intérêts :

l'un dans la différence des tarifs appliqués, d'achat au producteur et de vente au consommateur,

le second de ne pas avoir à créer un nouveau point de raccordement, dont le coût peut-être élevé et qui nécessite une déclaration administrative.

Compte tenu des différents tarifs appliqués, une analyse de rentabilité doit être menée pour choisir la bonne option.

Installations raccordées au réseau : 3 points à bien comprendre

Dans le cas d'une installation raccordée au réseau, il est important de bien comprendre les points suivants :

- Contrairement aux installations autonomes, il n'y a pas lieu de corrélérer la consommation du bâtiment et la production d'énergie. Dans l'option « Vente de la totalité », les deux sont complètement indépendantes. Dans l'option « Vente de l'excédent », le réseau vient faire l'appoint quand la production est insuffisante par rapport à la consommation.
- La présence du réseau est indispensable pour pouvoir produire et vendre. Des moyens de déconnexion automatique en cas d'incident réseau sont exigés par les distributeurs d'énergie. Leur activation entraîne l'arrêt de la production, donc de la vente. La re-connexion se fait automatiquement lorsque le réseau retrouve ses conditions de fonctionnement nominales.
- En règle générale, il n'y a pas de stockage local sur batteries ou autre. C'est le cas en France métropolitaine où le réseau est de bonne qualité et a la capacité d'absorber la totalité de la production.

Le système possède néanmoins un défaut : en cas de perte du réseau, le propriétaire de l'installation, qui est aussi généralement consommateur, se retrouve avec une installation de production sans pouvoir l'utiliser (voir point précédent). Dans les pays ou les villes où les incidents réseaux sont fréquents, il se développe des systèmes qui intègrent des batteries. La société Xantrex, filiale de Schneider Electric, est le leader mondial de ce type de système.

4.3 Les protections

Protection des personnes et des biens contre les risques électriques

En ce qui concerne la protection des personnes contre les risques électriques, le guide UTE C 15-712 prescrit l'usage de la classe II pour toute la partie CC. Pour une seule chaîne - et même jusqu'à trois chaînes connectées en parallèle à l'entrée d'un onduleur photovoltaïque, la norme ne préconise pas d'autre protection.

Cependant, pour des raisons évidentes de maintenance et d'interchangeabilité de l'onduleur, il est obligatoire d'avoir un sectionneur CC en amont de l'onduleur. Et, pour la partie CA de l'installation ce sont les règles de la NF C 15-100 qui doivent être appliquées.

Pour protéger l'installation photovoltaïque contre les risques de court-circuit et d'inversion de courant ainsi que contre les risques de foudre le guide UTE C 15-712 prescrit des protections plus adaptées.

- Coté continu, un sectionneur CC est obligatoire car, même si un connecteur peut être débranché sous tension, lorsque les modules photovoltaïques sont éclairés un arc électrique peut se produire et détériorer les connecteurs. Aujourd'hui il existe deux modes d'installation de ce sectionneur CC : soit il est intégré à l'onduleur PV, soit il est placé dans un coffret extérieur.

Lorsque l'installation du champ PV nécessite la mise en parallèle de plus de trois chaînes sur la même entrée d'un onduleur, les protections à mettre en place sont beaucoup plus complexes. En effet, il peut se produire des phénomènes d'inversions de courant dans une chaîne qui serait détruite en supportant alors toute la puissance de l'ensemble des autres chaînes.

En France, le guide UTE C15-712 préconise la mise en place de protections sur les deux polarités de chaque chaîne (cf. **Fig. P8**). Ces protections doivent interrompre un courant continu. Le seuil de déclenchement minimum doit être de $1,27 \times I_{sc}$. Sa tenue en tension doit être de $1,2 \times V_{oc} \times \text{nombre de modules en série}$.

Schneider Electric propose aussi des coffrets de mise en parallèle de chaînes et des coffrets de protection intégrant un interrupteur-sectionneur général qui permet d'intervenir en aval de ce coffret en toute sécurité, même en pleine journée.

Nombre de chaînes	Obligation de protection	Valeur de la protection
1, 2 ou 3	Non	Sans objet
> 3	Oui	Sur les deux polarités (+ et -) $1,25 I_{sc} < \text{Valeur fusible} < 2 I_{sc}$

Fig. P8 : Résumé des protections contre les risques électriques prévues par la guide UTE C 15-712

4 Les impératifs d'installation

■ Coté alternatif, les protections proposées sont plus classiques. Il faut protéger le câble entre l'onduleur et le réseau, car tout défaut sur cette liaison est soumis à la puissance de court-circuits du réseau. Une protection contre les courts-circuits doit donc être placée près du raccordement au réseau, alors que l'onduleur se déconnecte automatiquement faute d'avoir la présence tension dans la plage autorisée. Schneider Electric propose des coffrets intégrant les protections amont et aval.

Protection de l'installation photovoltaïque contre les effets de la foudre

Différentes surtensions peuvent apparaître dans une installation électrique. Elles peuvent avoir pour source :

- le réseau de distribution, avec pour origine la foudre ou des manoeuvres ;
- des coups de foudre (à proximité ou sur des bâtiments et des installations PV, ou encore sur des paratonnerres).
- des variations de champ électrique dues à la foudre.

Comme toutes les constructions qui sont en extérieur, les installations photovoltaïques sont soumises au risque de foudre variable selon les régions. Le guide UTE C 15-712 donne sur ce sujet des compléments à la norme NF C 15-100 et au guide UTE C 15-443, il renvoie aussi à la norme NF EN 62305-3. Ainsi, la norme NF C 15-100 présente une carte de France donnant la densité annuelle de foudroiement ou niveau kéraunique (nombre de jour par an où le tonnerre est entendu) pour chaque département.

■ L'équipotentialité

La première des protections à mettre en oeuvre est l'équipotentialité en reliant avec un conducteur d'équipotentialité tous les éléments conducteurs et masses métalliques de l'installation photovoltaïque.

La section minimale de ce conducteur est de :

- 4 mm² s'il n'y a pas de paratonnerre ou s'il y a un paratonnerre non relié à l'installation,
- 10 mm² si l'installation est raccordée au paratonnerre du bâtiment (raccordement obligatoire par câble de 10 mm² lorsque le paratonnerre est à une distance inférieures de 2,5 m de l'installation).

■ Les parafoudres

Ils doivent être installés conformément au guide UTE C 15-443.

Le tableau de la **Figure P9** présente les choix de protection par parafoudres ainsi que leur type (1 ou 2) prescrits par le guide UTE C 15-712.

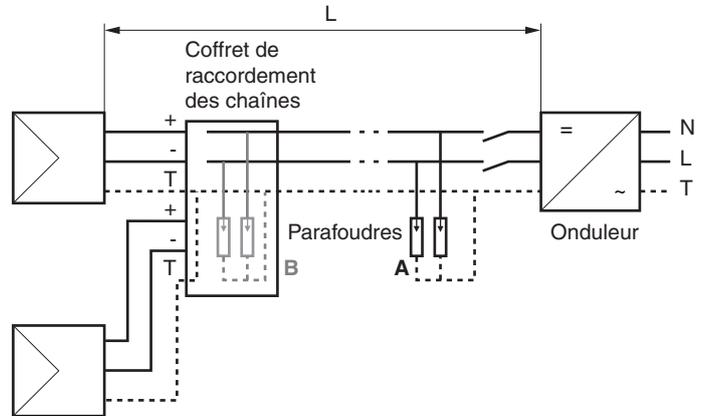
Niveau kéraunique (relevé sur une carte)	Nk ≤ 25		Nk > 25	
	CC	CA	CC	CA
Partie de l'installation				
Caractéristiques de l'installation				
Bâtiment ou structure équipé d'un paratonnerre	Obligatoire Type 2	Obligatoire (1) Type 1	Obligatoire Type 2	Obligatoire (1) Type 1
Alimentation BT par une ligne entièrement ou partiellement aérienne	Peu utile Type 2	Recommandé Type 2	Recommandé Type 2	Obligatoire (2) Type 2
Alimentation BT par une ligne entièrement souterraine	Peu utile Type 2	Recommandé Type 2	Recommandé Type 2	Recommandé Type 2

(1) Pas obligatoire dans le cas des bâtiments intégrant le poste de transformation, si la prise de terre du neutre du transformateur est confondue avec la prise de terre des masses interconnectée à la prise de terre du paratonnerre.

Dans les autres cas et lorsque le bâtiment comporte plusieurs installations privatives, le parafoudre de type 1 ne pouvant être mis en oeuvre à l'origine de l'installation est remplacé par des parafoudres de type 2 (In ≥ 5 kA) placés à l'origine de chacune des installations privatives.

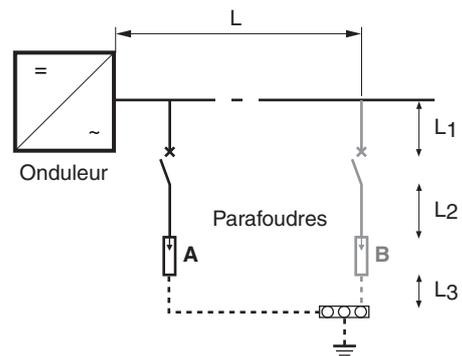
Fig. P9 : Choix de parafoudres selon l'installation

Les emplacements des parafoudres sont expliqués par les **Figures P10 et P11..**



Si $L \leq 30$ m : Le seul parafoudre **A** suffit.
 Si $L > 30$ m : Deux parafoudres **A** et **B** sont prescrits.

Fig. P10 : Emplacements des parafoudres sur la partie CC prescrits par le guide UTE C 15-712



Si $L \leq 30$ m : Le seul parafoudre **A** suffit.
 Si $L > 30$ m : Deux parafoudres **A** et **B** sont prescrits.
 Pour une meilleure efficacité des parafoudres : $L1 + L2 + L3 < 50$ cm.

Fig. P11 : Emplacements des parafoudres sur la partie CA prescrits par le guide UTE C 15-712

5.1 Normes

Il y a lieu de respecter les prescriptions des normes NF C 14-100 pour le raccordement au réseau (branchement) et NF C 15-100 pour toutes les autres installations électriques BT (logement et autres), ainsi que du guide UTE C 15-712 pour la toute partie de génération électrique (panneaux, onduleur et/ou chargeur, protection). La **Figure P12** explicite les limites de leur application

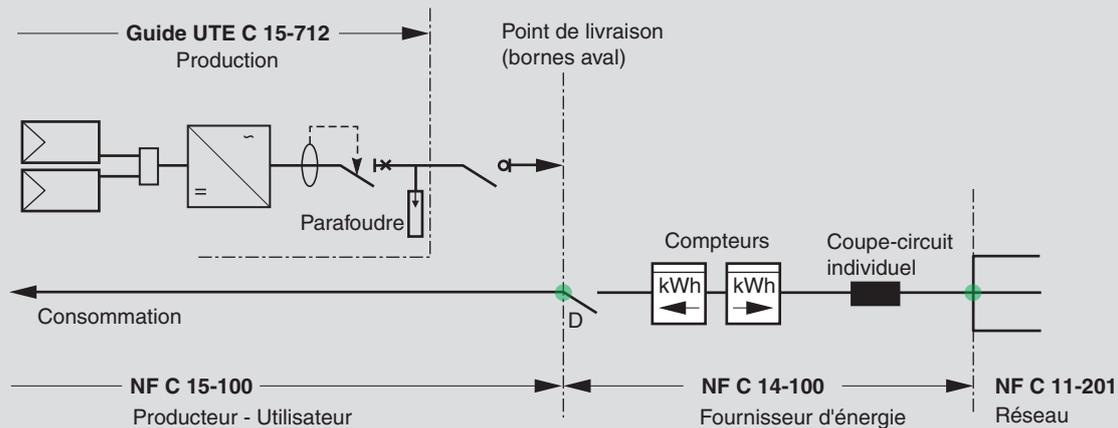


Fig. P12 : Limites d'application des normes d'installation pour les installations photovoltaïques

Et, cette réalisation doit mettre en oeuvre des matériels conçus selon différentes normes « produits ».

■ Pour les modules :

CEI 61215 (NF EN 61215) : Modules photovoltaïques au silicium cristallin ;

CEI 61646 (NF EN 61646) : Modules photovoltaïques en couches minces ;

CEI 61730-1-2 (NF EN 61730-1-2) : Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques .

■ Pour les onduleurs :

VDE 126-1-1 : Protection de découplage ;

CEI 55014 (NF EN 55014) : Compatibilité Electromagnétique ;

NF EN 50178 : Equipement électronique utilisé dans les installations de puissance ;

CEI 61000-3-2 (NF EN 61000-3-2) : Limites pour les émissions de courant harmonique.

■ Pour les coffrets :

CEI 60439-1 (NF EN 60439-1) : Ensembles d'appareillage à basse tension

– Ensembles de série et ensembles dérivés de série

En conséquence, pour une installation dans les pays européens tous ces produits doivent avoir le marquage CE symbolisé par le logotype.

5.2 Précautions d'installation

Un champ PV est constitué de la mise en série - parallèle d'un certain nombre de modules pour correspondre aux caractéristiques d'entrée de l'onduleur, mais l'interconnexion de ces modules rend le champ très sensible à un ombrage ou une différence d'orientation.

Quelques règles simples de câblage permettent d'optimiser la production et éventuellement d'éviter des problèmes de fonctionnement.

L'orientation des panneaux

Si l'installation du champ PV nécessite plusieurs orientations sur un toit, il est indispensable de constituer au moins autant de chaînes que d'orientations et que chaque chaîne soit sur une seule et unique orientation pour avoir une production optimisée. Chaque chaîne devant être reliée à un onduleur spécifique (ou bien sur des entrées d'un onduleur multi-MPPT. (Voir le s/chapitre 3).

Le non respect de cette consigne n'est pas destructeur pour le champ, mais impacte la production qui est diminuée et qui augmente donc la durée du retour sur investissement.

Ombrages

Outre le risque de destruction « Hot Spot » de module ombragé au sein d'un champ PV expliqué au paragraphe 2.2 et auquel les fabricants ont apporté des réponses, d'après des études menées par l'Institut National des Energies Solaires (INES), un ombrage sur 10 % de la surface d'une chaîne peut engendrer une perte de production supérieure à 30 % !

Il est donc très important de supprimer les ombrages directs. Cependant, dans beaucoup de cas, il est difficile de les supprimer (arbres, cheminée, mur voisin, pylône...).

Lorsqu'un champ PV comporte plusieurs chaînes :

- si possible il faut regrouper sur une même chaîne les modules ombragés,
- sinon il est conseillé de choisir une technologie qui réagit mieux à l'éclairage diffus que direct.

Suppression des boucles

Lors des raccordements, la première précaution est d'éviter les boucles dans le câblage des chaînes.

En effet, même si les coups de foudre directs sur un champ sont relativement rares, il est beaucoup plus fréquent d'avoir des courants induits par la foudre ; courants d'autant plus destructeurs que les surfaces de boucles sont grandes. La **Figure P13** présente comment améliorer un champ comportant une grande boucle

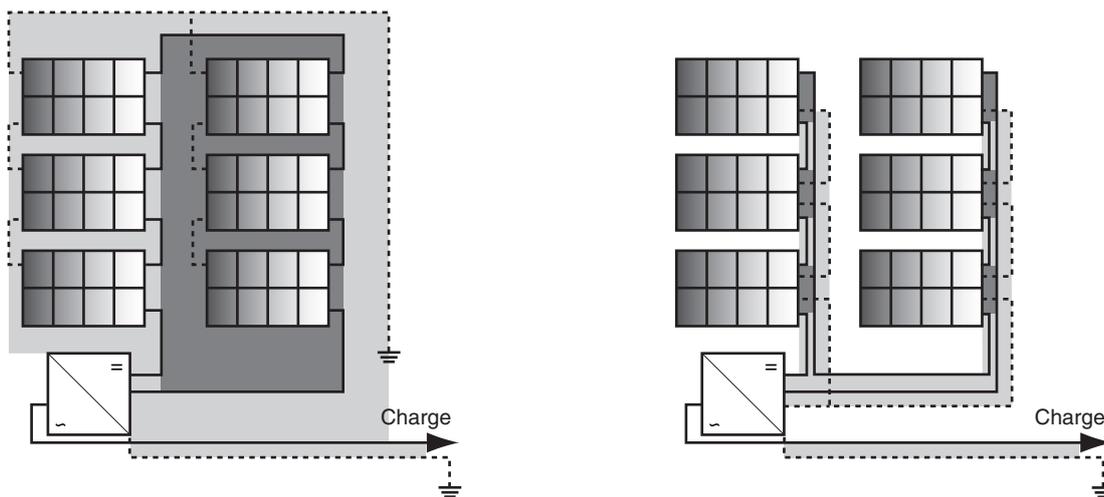


Fig. P13 : Une précaution à prendre est d'éviter les boucles dans le câblage des chaînes

5.3 Architectures d'une installation raccordée au réseau

P14

Règles générales

Pour les installations photovoltaïques raccordées au réseau avec vente de l'énergie, les besoins d'optimisation du rendement et de réduction des coûts d'installation conduisent à privilégier une tension d'utilisation continue relativement élevée : entre 200 et 500 V pour les applications résidentielles, jusqu'à 1000 V pour les applications de plus forte puissance.

Tous les modules d'un champ PV doivent être identiques (même marque et même type) et choisis avec le même grade de puissance, par exemple être tous de 180 W dans la gamme PW1700, bien qu'il existe trois grades de puissance 170 W, 180 W, 190 W dans cette gamme de la marque Photowatt.

En pratique, pour une facilité d'intervention, des coffrets de protection (coffret CC et coffret CA) sont placés à proximité des onduleurs.

5 La mise en oeuvre

Champ PV avec une seule chaîne de modules

Cette configuration est la plus simple (cf. **Fig P14**). Elle s'applique aux champs PV de petite taille, pour une puissance crête allant jusqu'à 3 kWc, en fonction des modules utilisés. Elle est principalement utilisée pour les applications PV en résidentiel.

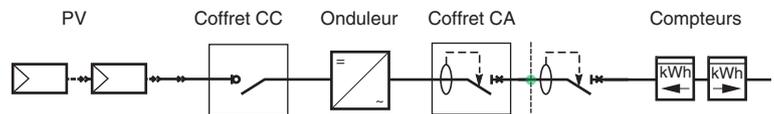


Fig. P14 : Schéma d'un champ photovoltaïque mono chaîne

Les modules sont connectés en série pour obtenir une tension continue dans ce cas comprise entre 200 et 500 VCC. Cette plage de tension permet d'obtenir le rendement optimal de l'onduleur.

Une ligne CC unique est tirée jusqu'à l'onduleur. Un interrupteur-sectionneur au voisinage de l'onduleur permet d'isoler le champ PV de l'onduleur.

Champ PV avec plusieurs chaînes de modules en parallèle

Cette configuration (cf. **Fig. P15**), principalement utilisée pour les applications sur des bâtiments ou des petites centrales PV au sol, est utilisée pour des installations PV pouvant aller jusqu'à une trentaine de chaînes en parallèle, soit une puissance de l'ordre de 100 kWc. Cette limite est d'ordre technico-économique : au-delà, la section du câble CC principal devient trop importante.

Le nombre de modules en série par chaîne permet de déterminer la tension continue, dans ce cas comprise entre 300 et 600 VCC. Puis la mise en parallèle de chaînes identiques permet d'obtenir la puissance souhaitée de l'installation. Les chaînes sont mises en parallèle dans une boîte de jonction de groupes ou « Pv array box ». Cette boîte intègre les protections requises pour la mise en parallèle des chaînes et les moyens de mesure du courant des chaînes. Une ligne CC unique relie ces boîtes à l'onduleur. Un interrupteur-sectionneur au voisinage de l'onduleur permet d'isoler le champ PV de l'onduleur.

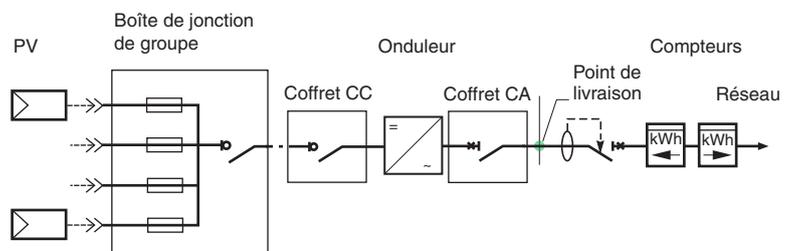


Fig. P15 : Schéma d'un champ photovoltaïque multi-chaînes avec un seul onduleur.

Une variante de ce schéma est de mettre plusieurs onduleurs monophasés raccordés en triphasé (cf. **Fig. P16**)

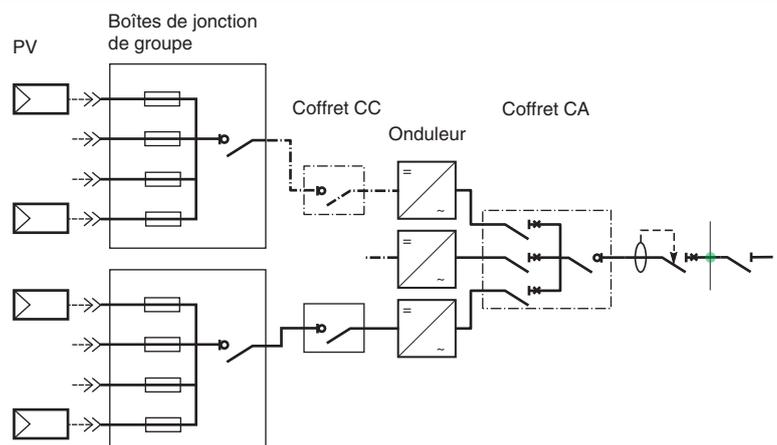


Fig. P16 : Schéma d'un champ photovoltaïque multi-chaînes avec plusieurs onduleurs monophasés raccordés en triphasé

Champ PV avec plusieurs chaînes réparties en plusieurs groupes

Au-delà d'une puissance de l'ordre de 50 ou 100 kW, pour faciliter les raccordements électriques le champ photovoltaïque est partagé en sous-groupes (cf. Fig. P17). La mise en parallèle des chaînes se fait à deux étages.

- Les chaînes de chaque sous-groupe sont mises en parallèle dans des boîtes de jonction de sous-groupes. Cette boîte intègre les protections, les moyens de mesure nécessaires et de monitoring.
- Les sorties de ces boîtes sont mises en parallèle dans une boîte de jonction de groupes à proximité de l'onduleur. Cette boîte intègre aussi les protections requises et les moyens de mesure et de monitoring nécessaires à la mise en parallèle des sous-groupes.

Un interrupteur-sectionneur, intégré ou non à la boîte de jonction de groupes, permet d'isoler le champ de l'onduleur. La tension continue du champ est voisine de 1000 VCC.

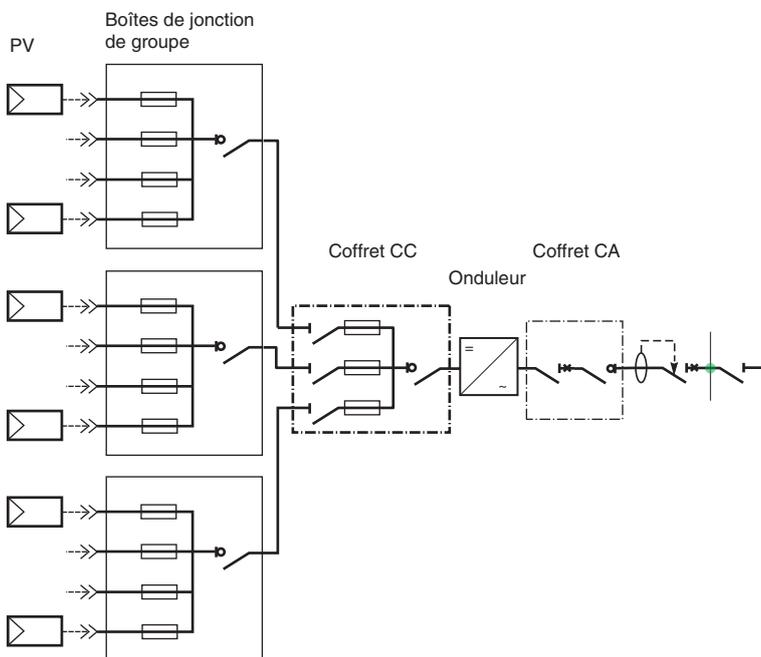


Fig. P17 : Schéma d'un champ photovoltaïque multi-groupes

5.4 Dimensionnement

Calcul d'un champ photovoltaïque

Dans tous les cas, il est indispensable de tenir compte du lieu (situation géographique, latitude, altitude, ombrage,...) et de l'installation (orientation, inclinaison,...).

En premier lieu, la surface disponible permet de quantifier une puissance approximative de production :

$$10 \text{ m}^2 = 1 \text{ kWc}$$

$$7140 \text{ m}^2 (\text{= stade de football}) = 700 \text{ kWc}$$

L'organisation du champ PV se fait toujours en fonction de l'onduleur : son calcul se fait par aller-retour entre les caractéristiques des modules et celles de l'onduleur jusqu'à trouver la configuration optimale.

■ Constitution des chaînes :

$$\text{Danger : Nb de modules} \times \text{Voc} (\text{à } t^{\circ} \text{ min}) < \text{Vmax onduleur}$$

La tension à vide de la chaîne (Voc x nombre de modules en série) à température minimale du lieu d'installation doit impérativement être inférieure à la tension maximale d'entrée de l'onduleur.

=> à respecter impérativement : risque destructif pour l'onduleur.

Outre la règle précédemment citée pour éviter la destruction de l'onduleur

$$\text{Nb de modules} \times \text{Voc} (\text{à } t^{\circ} \text{ min}) < \text{Vmax onduleur}$$

deux autres limites sont aussi à respecter :

5 La mise en oeuvre

- Nb de modules x V_{mpp} (à t° max) > V_{min} onduleur

La tension de fonctionnement ($V_m \times$ Nb modules en série à toutes températures du lieu d'installation) doit être dans la plage de tension MPPT de l'onduleur. Sinon, il y a décrochage de l'onduleur et arrêt de la production d'énergie.

- I_{sc} chaînes < I_{max} onduleur

La somme des courants I_{sc} des chaînes en parallèle doit être inférieure au courant d'entrée max de l'onduleur. Sinon, l'onduleur limite la production d'énergie injectée sur le réseau.

Définition de l'onduleur

- En Europe, la puissance de l'onduleur doit être comprise entre 0,8 et 1 fois la puissance du champ :

$$0,8 < P_{onduleur} / P_{champ} < 1$$

- En deçà (inférieur à 0,8 P_{champ}), l'onduleur limite la puissance d'une façon significative. L'énergie vendue au réseau est alors inférieure à ce que peuvent fournir les panneaux et en conséquence la durée de l'amortissement de l'investissement se trouve allongée.

- Au delà (supérieur à P_{champ}), l'onduleur est surdimensionné par rapport à la puissance du champ. Dans ce cas, la durée de l'amortissement est allongée.

- Monophasé ou triphasé

Ce choix se fait en accord avec le distributeur local d'énergie, et selon les appareils existants dans les gammes d'onduleurs des constructeurs, souvent avec les limites suivantes :

- P_n onduleur < 10 kW => onduleur monophasé,

- 10 kW < P_n < 100 kW => soit onduleur(s) triphasé(s), soit des onduleurs monophasés répartis entre les trois phases et le neutre. Dans ce cas, la gestion des déséquilibres entre phases est un point à vérifier.

- P_n > 100 kW => onduleur(s) triphasé(s).

- Logiciel d'aide à la configuration.

Les constructeurs d'onduleurs aident les bureaux d'études et les installateurs à dimensionner les chaînes en fonction de leurs appareils pour les installations résidentielles ou tertiaires en leur proposant des logiciels d'aide au dimensionnement.

5.5 Mode de pose

Le mode de pose est un critère à ne pas négliger car, par exemple en France, le tarif d'achat de l'électricité produite en dépend. Il est à prendre en compte dans le choix d'un module, au même titre que l'ombrage.

Il existe 3 modes de pose : intégré au bâti, en surimposition ou au sol :

- intégré au bâti ou BIPV « Building Integrated PhotoVoltaic »

Ce mode d'installation photovoltaïque cumule une double fonction (production d'énergie et étanchéité du toit, ou brise soleil, ...). C'est le seul qui, en France après validation par la DRIRE (Direction Régionale de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement, le seul organisme habilité), permet de bénéficier du tarif d'achat le plus élevé.

- en surimposition

Ce montage a le mérite d'être plus simple à installer et surtout de ne pas changer l'étanchéité d'un toit mais le grand inconvénient, en France, est de ne pas bénéficier du tarif le plus avantageux. Ce mode d'installation est le plus employé en Allemagne et en Suisse.

- au sol

Ce mode est utilisé pour des grandes surfaces de production (ferme photovoltaïque).

6 Supervision

La rentabilité d'une installation photovoltaïque dépendant principalement de son fonctionnement, il est donc essentiel de s'assurer que celle-ci est en permanence opérationnelle. La meilleure façon de s'en assurer est de disposer d'un système de supervision de l'installation. Ce système doit signaler au plus vite tout dysfonctionnement et être capable de détecter des dérives de production.

6.1 Principes

Il existe plusieurs principes de supervision des installations :

- des systèmes communicants avec les onduleurs et capables de récupérer l'ensemble des grandeurs électriques de production de l'installation ainsi que l'état des onduleurs ;
- des systèmes ne disposant pas des protocoles de communication avec les onduleurs mais pourvus d'entrées de mesure à même de surveiller la production photovoltaïque ;
- des systèmes « hybrides » complétant les informations issues des onduleurs par des mesures externes à l'installation telles que l'ensoleillement ou la température. Seuls les systèmes disposant de mesure d'ensoleillement permettent une corrélation sur l'ensemble de l'installation, des modules à la sortie des onduleurs. En effet, les prévisions de production reposant généralement sur des données statistiques météorologiques, il est assez difficile d'interpréter des données de production sans les corréler à un ensoleillement réel. Une production anormalement faible peut être liée à :
 - un ensoleillement faible sur une période (hors norme par rapport aux statistiques météorologiques),
 - un problème sur les modules (encrassement, ombrage, défaut de connexion),
 - ou un problème de fonctionnement de l'onduleur.

La discrimination de ces défauts ne peut se faire qu'en instrumentant l'installation avec des capteurs d'ensoleillement et de température, et en comparant la capacité de production avec la production effective.

Selon la taille de l'installation, pour détecter des écarts de production anormaux entre chaînes, une surveillance individuelle ou par groupe des chaînes de modules photovoltaïques peut être prévue.

6.2 Les systèmes de supervision

Ils peuvent être autonomes ou avec une télésurveillance.

- Autonome (cf. Fig. P18)

Une fois les données acquises en local, le système transmet les alarmes, dès qu'elles sont générées, directement à des opérateurs de maintenance.

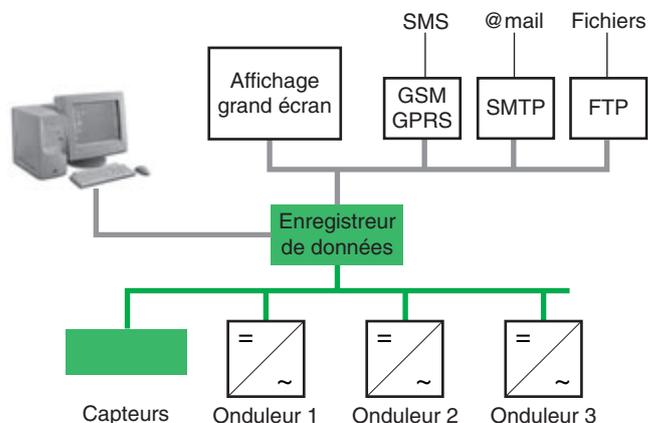
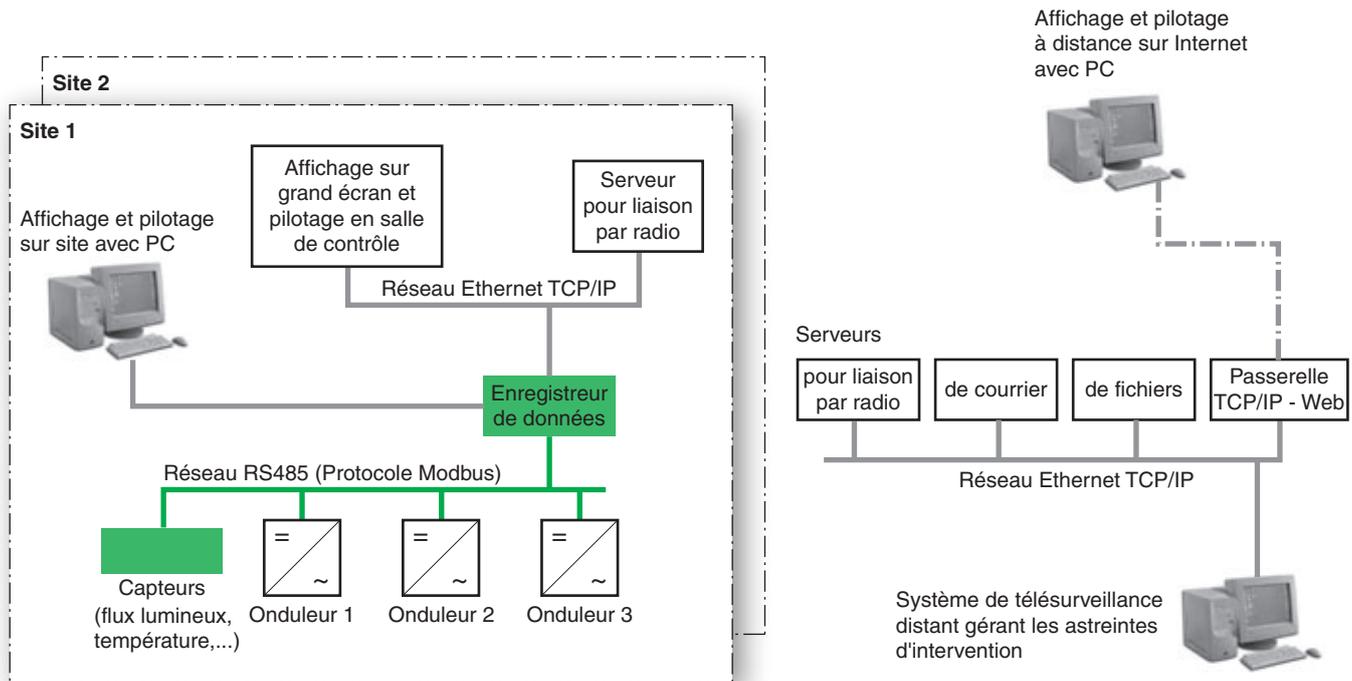


Fig. P18 : Exemple d'un système de supervision autonome.

6 Supervision

■ Avec une télésurveillance (cf. Fig. P19)

Une fois les données acquises en local, le système transmet les données de production et les alarmes dès qu'elles sont générées à un système de télésurveillance distant capable de gérer les astreintes d'intervention. Ce qui permet un suivi précis de l'installation, suivi quasiment indispensable pour des installations multi-sites ou pour lesquelles l'exploitant de l'installation photovoltaïque n'est pas nécessairement l'occupant du site.



Serveurs :

- informatique pour liaison radio : au protocole GPRS -*General Packed Radio Service*- évolution de la norme GSM
- de courrier : au protocole SMTP -*Simple Mail Transfer Protocol*-
- de fichiers : au protocole FTP -*File Transfer Protocol*-

Fig. P19 : Exemple d'un système de supervision avec télésurveillance.

6.3 Les capteurs

Ce sont les capteurs qui fournissent les données aux systèmes de supervision.

■ Un capteur pour mesurer le flux lumineux instantané, tel une pyranomètre (capteur de flux thermique utilisé pour mesurer la quantité d'énergie solaire en lumière naturelle (W/m²), cf. Fig. P20). C'est la référence étalon au niveau de l'installation. Il peut servir à repérer des dérives dans le temps. Il est préconisé à tout producteur qui veut faire sur son installation des analyses comparatives et des statistiques.

■ Un capteur de température, un paramètre influent pour une production photovoltaïque (cf. paragraphe 2.1). C'est le rôle d'une sonde extérieure ou collée à l'arrière d'un module.

■ Un compteur d'énergie

Pour la vente de l'énergie, le seul compteur d'énergie qui fait foi est celui du distributeur d'énergie qui achète l'électricité.

Les autres compteurs placés dans une installation (dans l'onduleur ou à côté du compteur officiel), ne sont que des indicateurs avec leur propre précision. Des écarts de plus de 10 % entre les valeurs fournies par les appareils d'une installation et celle du compteur officiel sont possibles. Mais ces écarts ne sont pas dus qu'aux différences de précision, ils sont aussi la conséquence des pertes dans les câbles et les appareils de protection aval de l'onduleur.

Il est donc important d'essayer d'avoir les longueurs minimales de câbles et d'identifier précisément :

- le lieu où sera raccordé l'installation au réseau,
- et où seront branchés les compteurs du distributeur d'énergie.



Fig. P20 : Pyranomètre -Kipp & Zonen-.

6.4 Surveillance de l'installation

Le coût des modules, et pour certains leur accessibilité par toute sorte de public, justifie une surveillance du site par caméra vidéo. Attention, cette surveillance qui est autorisée sur un site privé ne doit pas filmer la voie publique.

7.1 Les coûts d'installation (année 2009)

Le tableau suivant (cf. Fig. P21) présente les coûts moyens d'installation appréciés en 2008 selon le type de surface et de module.

Type surface	Type module	P/m ²	Nb m ² /kW	Prix/Wc pour 10 kW	Prix/Wc pour 100 kW
Toiture inclinée (intégration)	standard	120 W/m ²	9 m ² /kW	7-8 €	5-6 €
Toiture inclinée (surimposition)	standard	120 W/m ²	9 m ² /kW	6-7 €	5-6 €
Toiture inclinée (intégration)	standard en bac acier	65 W/m ² (*)	15 m ² /kW	8-9 €	6-7 €
Toiture inclinée (intégration)	couches minces	45 W/m ²	22 m ² /kW	5-6 €	4-5 €
Toiture terrasse (Non intégré)	standard	120 W/m ²	22 m ² /kW	5-6 €	4-5 €
Verrière (intégration)	standard	120 W/m ²	9 m ² /kW	13-15 €	9-10 €
Brise soleil (intégration)	standard	120 W/m ²	9 m ² /kW	9-10 €	7-8 €

7.2 Les aides et subventions (année 2009)

En France, l'état propose un crédit d'impôt de 50 % du coût d'achat du matériel (énergie renouvelable) limité à 8000 euros pour un couple sans enfant. Suivant les régions, d'autres aides peuvent être données par la région, l'ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie), ou d'autres organismes. Ces subventions servent à promouvoir le développement de certaines technologies, et leur attribution peut s'arrêter du jour au lendemain par décision gouvernementale.

7.3 La rentabilité d'une installation (année 2009)

La rentabilité est directement liée au prix d'achat de l'électricité. Ce prix est, en France, fixé par l'état. Pour une installation photovoltaïque raccordée au réseau et avec vente totale il est de :

- 0,60176 € par kWh pour des capteurs intégrés
- 0,32823 € par kWh pour des capteurs non intégrés

A ces gains, il faut ajouter différentes aides possibles qui dépendent des caractéristiques du projet et de son lieu d'implantation.

Les seuls frais à déduire sont ceux de la maintenance, et des abonnements des compteurs dus au distributeur.

7.4 Les démarches administratives

En France, un producteur souhaitant bénéficier de l'obligation d'achat doit déposer un dossier auprès de la Direction Régionale de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement (DRIRE) dont dépend son installation. Le site national de la DRIRE : <http://www.drire.gouv.fr/>

Et pour bénéficier des tarifs d'achat d'énergie légalement définis, un décret impose :

- une autorisation pour toutes installations de puissance > 4,5 MW,
- une déclaration pour les installations de puissance < 4,5 MW.

Pour les installations < 450 kW, la demande peut être faite sur internet via l'application AMPERE : <https://ampere.industrie.gouv.fr/AMPERE>

7.5 Vrai ou faux ?

- Un panneau solaire produit moins d'énergie que sa fabrication a nécessité.

Faux : La durée de vie d'un panneau solaire est supérieure à 20 ans et seulement 18 à 36 mois, selon son orientation, suffisent à générer l'énergie nécessaire à sa fabrication. Ainsi, à la fin de sa vie, un panneau solaire a produit plus de 10 fois l'énergie consommée pour le fabriquer.

- Les énergies renouvelables intermittentes déséquilibrent les réseaux.

Vrai : Les réseaux électriques ont été créés selon trois niveaux (distribution, répartition et transport) et ne sont adaptés à l'injection de fortes énergies qu'en des points très précis du réseau de transport et ils sont pilotés verticalement du producteur vers le consommateur. Le raccordement de sources de production réparties sur le réseau de distribution modifie les usages actuels. Cependant de par sa puissance relativement faible, une installation résidentielle prise individuellement n'a pas d'impact direct sur le réseau de distribution. C'est la multiplicité et la disparité des installations qui imposent une gestion plus délicate des différents réseaux.

- Une des caractéristiques de certaines énergies renouvelables (éolien et photovoltaïque) est l'intermittence de production : la production dépendant du soleil (ou du vent) qui s'arrête lorsqu'un nuage passe ou que le soir arrive. Ce n'est donc pas une énergie sûre, disponible selon notre besoin.

Vrai, sauf lorsqu'en site isolé la charge des batteries d'accumulateurs a été bien étudiée.

Vrai, sauf quand le générateur est raccordé au réseau, car le réseau supplée alors le manque d'énergie renouvelable.

Chapitre Q

La norme NF C 15-100 dans l'habitat

Sommaire

1	L'essentiel de la norme NF C 15-100 dans l'habitat	Q2
	1.1 Les dernières interprétations de la norme	Q2
	1.2 Les principales évolutions	Q3
	1.3 L'équipement minimal	Q4
2	La norme pièce par pièce	Q6
	2.1 Le séjour	Q6
	2.2 La chambre	Q7
	2.3 La cuisine	Q8
	2.4 La salle de bain	Q9
	2.5 Autres locaux supérieurs à 4 m ² , circulations et WC	Q10
	2.6 Extérieur	Q11
3	La norme fonction par fonction	Q12
	3.1 Section des conducteurs et calibre des protections	Q12
	3.2 Circuits spécialisés	Q13
	3.3 Protection différentielle 30 mA	Q13
	3.4 Prises de courant	Q14
	3.5 Réseaux de communication	Q14
	3.6 Eclairage	Q15
	3.7 Boîtes de connexion & dispositifs de connexion pour luminaires	Q16
	3.8 Chauffage électrique	Q17
	3.9 Protection contre la foudre	Q18
	3.10 Locaux contenant une baignoire ou une douche	Q19
	3.11 Schéma électrique et identification des circuits	Q20
	3.12 Gaine technique logement	Q21
4	Exemples de mise en œuvre	Q23
	4.1 Concevoir une GTL	Q23
	4.2 Appartement ≤ 35 m ² avec chauffage électrique	Q24
	4.3 Appartement ≤ 100 m ² avec chauffage électrique et fil pilote	Q25
	4.4 Appartement > 100 m ² avec chauffage électrique	Q26
	4.5 Maison > 145 m ² avec chauffage électrique	Q28
	4.6 Système de communication	Q30
	4.7 Système de communication	Q31

Nota :

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

■ Ce chapitre se limite aux prescriptions des locaux privés à usage d'habitation (NF C 15-100 § 771).

■ Pour les installations électriques des parties communes des bâtiments d'habitation collectifs, il y a lieu de se reporter à la norme NF C 15-100 § 772.

1 L'essentiel de la norme NF C 15-100 dans l'habitat

Ce sous-chapitre, présente un résumé des prescriptions concernant les locaux privatifs à usage d'habitation (NF C 15-100 partie 7-771) y compris les dernières mises à jour 2008.

Il est important de bien distinguer les installations électriques des parties communes des bâtiments d'habitation collectifs de celles des parties privatives : celles des parties communes devant répondre aux prescriptions de la partie 7-772 de la norme NF C 15-100.

1.1 Les dernières interprétations de la norme

Prise en compte des dispositions réglementaires relatives à l'accessibilité aux personnes handicapées (NF § 771.512.2.16)

Les locaux concernés

L'obligation d'accessibilité porte sur :

- tous les bâtiments d'habitation collectifs :
 - logements,
 - parties communes (circulations intérieures et extérieures, locaux collectifs, ascenseurs, etc.).
- les maisons individuelles construites pour être louées ou mises à disposition ou pour être vendues.
- les locaux collectifs des ensembles résidentiels comprenant plusieurs maisons individuelles groupées.

Les pièces concernées

Certaines dispositions sont spécifiques à "l'unité de vie des logements".

Cette unité est généralement constituée des pièces suivantes :

- la cuisine,
- le séjour,
- une chambre,
- un W.C.
- et une salle d'eau.

Date de mise en application

Les dispositions à prendre pour l'accessibilité aux personnes handicapées sont applicables aux installations dont la demande de permis de construire est déposée à compter du 1er janvier 2007.

Fin de la dérogation concernant les conjoncteurs en T (NF § 771.559.6.1.1)

Date de mise en application

Concerne les ouvrages dont la date de dépôt de demande de permis de construire est postérieure au 1^{er} janvier 2008, ou à défaut :

- la date de déclaration préalable de construction,
- la date de signature du marché,
- la date d'accusé de réception de commande.

Obligation

Les prises de communication doivent être conformes aux normes de la série NF EN 60603-7, c'est-à-dire d'un type communément appelé RJ45.

Modification du tableau de choix des interrupteurs différentiels (NF § 771E)

Voir page Q13.

Q2

Les prescriptions complémentaires relatives à l'accessibilité aux personnes handicapées sont repérées par le pictogramme suivant :



Sont prises en compte toutes les situations de handicaps :

- Déficience motrice et paralysie
- Troubles de la vision et cécité
- Troubles de l'audition et surdité
- Mémoire, troubles psychiques et mentaux

1 L'essentiel de la norme NF C 15-100 dans l'habitat

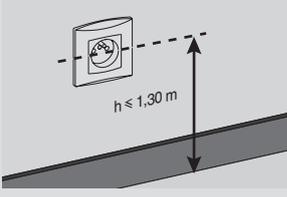
1.2 Les principales évolutions

Prises de courant +



Socles supplémentaires

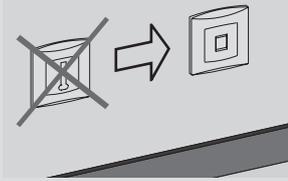
- Dans chaque pièce de l'unité de vie.
- A proximité immédiate du dispositif de commande d'éclairage.
- Non commandé.



Hauteur

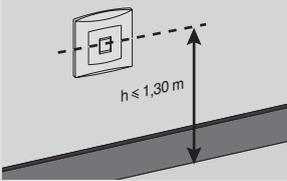
- Axe des socles ≤ 1,30 m du sol.

Prises de communication



Type

- Prise en T interdite, prise RJ45 obligatoire.

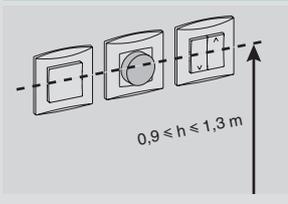


Hauteur

- ≤ 1,30 m du sol.

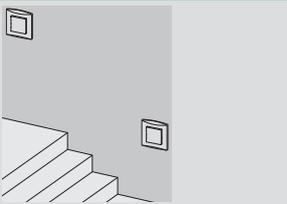
+

Commande +



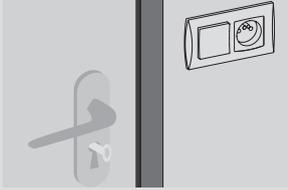
Hauteur

- Comprise entre 0,90 m et 1,30 m du sol.
- Concerne :
 - commande d'éclairage,
 - de volets roulants,
 - thermostats d'ambiance, etc.



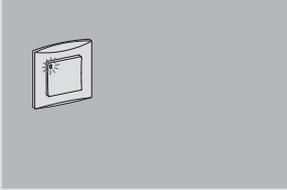
Escalier

- Dispositif d'éclairage commandé aux différents niveaux.



Emplacement

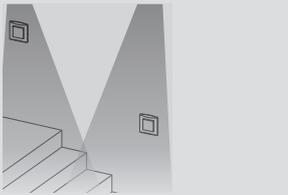
- A l'entrée, à l'intérieur de chaque pièce.
- Concerne le dispositif de commande d'éclairage.



Chemineurs extérieurs

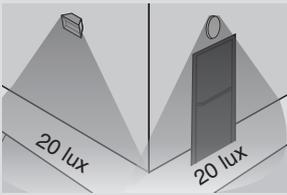
- Commande repérée par un voyant.

Eclairage +



Escalier

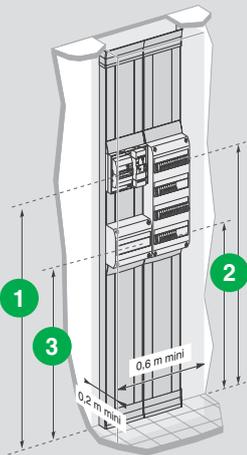
- Suppression de toute zone d'ombre par un dispositif d'éclairage adapté.



Extérieur

- Niveau d'éclairage de 20 lux en tout point du cheminement.

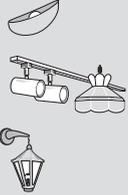
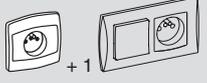
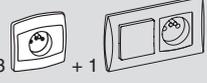
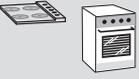
Gaine technique logement (GTL)



	Hauteur	Prescriptions générales	+
1	Coupure d'urgence	entre 1 et 1,80 m (1,30 m dans locaux pour personnes âgées)	entre 0,90 et 1,30 m
2	Appareillage dans coffret de répartition	entre 1 m (0,5 dans le cas de GTL fermée) et 1,80 m	entre 0,75 et 1,30 m
3	Socles de prise du tableau de communication :		
	■ socles de prises de courant		entre 0,05 et 1,30 m
	■ socles RJ45 (brassage manuel)	au minimum 0,05 m	

Q3

1.3 L'équipement minimal

	Séjour	Chambre
<p>Eclairage (voir page Q15)</p>  <ul style="list-style-type: none"> ■ 8 points maxi par circuit. ■ 1 point d'éclairage par tranche de 300 VA pour les spots et bandeaux lumineux. ■ 2 circuits mini pour les logements > 35 m². Dispositif DCL : voir page Q16. 	 <ul style="list-style-type: none"> ■ Au plafond obligatoirement. ■ Commande d'éclairage entre 0,90 et 1,30 m. 	 <ul style="list-style-type: none"> ■ Au plafond obligatoirement. ■ Commande d'éclairage entre 0,90 et 1,30 m.
<p>Socles de prises de courant 16A non spécialisées (voir page Q14)</p>  <ul style="list-style-type: none"> ■ Décompte du nombre de socle (voir page Q14). ■ Nombre de socles maxi par circuit et protection associée (voir page Q13). ■ hauteur ≤ 1,30 m. 	 <ul style="list-style-type: none"> ■ 5 mini avec 1 par tranche de 4 m² (ex : 7 pour séjour 27 m²). ■ + 1 à proximité immédiate de la commande d'éclairage (peut être comptabilisé dans les 5). 	 <ul style="list-style-type: none"> ■ Installation en périphérie. ■ + 1 à proximité immédiate de la commande d'éclairage.
<p>Prises de communication (voir page Q14)</p>  <ul style="list-style-type: none"> ■ Téléphonie, réseau informatique (avec partage de l'accès internet éventuel), télévision. 	 <ul style="list-style-type: none"> ■ A proximité de la prise TV et d'au moins une prise de courant. ■ A une hauteur ≤ 1,30 m. 	 <ul style="list-style-type: none"> ■ A proximité d'au moins une prise de courant. ■ A une hauteur ≤ 1,30 m.
<p>Prises TV (voir page Q14)</p>  <ul style="list-style-type: none"> ■ Si les prises de communication n'assurent pas la diffusion de la télévision. 	 <ul style="list-style-type: none"> ■ A une hauteur ≤ 1,30 m. 	 <ul style="list-style-type: none"> ■ 2 si > 100 m². ■ 1 si ≤ 100 m². ■ 0 admis si ≤ 35 m². ■ A une hauteur ≤ 1,30 m.
<p>4 circuits spécialisés obligatoires pour le gros électroménager (voir page Q13)</p>  <ul style="list-style-type: none"> ■ Lave-linge, sèche-linge, lave-vaisselle, congélateur, four. 		
 <ul style="list-style-type: none"> ■ Cuisinière ou plaque de cuisson ■ 32 A mono ou 20 A tri. 		
<p>Circuits spécialisés pour chacune des applications suivantes lorsqu'elles sont prévues (voir page Q13) Chauffe-eau électrique, chaudière et ses auxiliaires, chauffage salle de bain, pompe à chaleur ou climatisation, VMC si non collective, circuits extérieurs</p> 	 ou  ou alimentation directe.	<ul style="list-style-type: none"> ■ Socle de prise à une hauteur ≤ 1,30 m. ■ Voir condition d'installation du chauffe-eau dans la salle de bain page Q19.

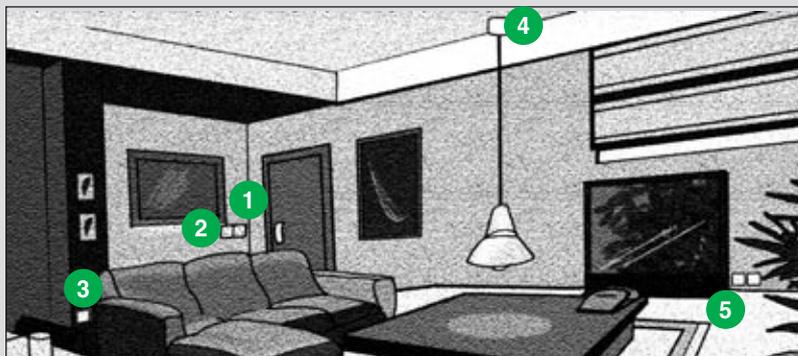
Q4

1 L'essentiel de la norme NF C 15-100 dans l'habitat

Cuisine	Salle de bain	Circulations, WC et autres locaux	Extérieur
 <p>1</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Au plafond obligatoirement. ■ Commande d'éclairage entre 0,90 et 1,30 m. 	 <p>1 ou</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Au plafond ou en applique. ■ Commande d'éclairage entre 0,90 et 1,30 m. 	 <p>1 ou</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Au plafond ou en applique. ■ Commande d'éclairage entre 0,90 et 1,30 m. 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 1 par entrée principale ou de service. ■ 20 lux minimum pour les cheminements. ■ Commande repérée par voyant ■ Commande d'éclairage entre 0,90 et 1,30 m.
 <p>6 + 1</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ 6 dont 4 au dessus du plan de travail. ■ + 1 à proximité immédiate de la commande d'éclairage (peut-être comptabilisé dans les 6). 	 <p>1 + 1</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Autorisée dans volume 3 et hors volume. ■ Interdite au sol. ■ + 1 □ Dans pièce entre 0,90 et 1,30 m. □ A proximité immédiate de la commande d'éclairage si cette dernière est à l'intérieur. 	 <p>1</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Obligatoire dans circulations et locaux > 4 m². ■ Non obligatoire pour WC et annexes non attenantes (garage, abris de jardin, etc.). 	 <p>1 WC</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ 1 à proximité immédiate de la commande d'éclairage.
 <p>1</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ A proximité d'au moins une prise de courant. ■ A une hauteur ≤ 1,30 m. 			
 <ul style="list-style-type: none"> ■ 2 si > 100 m². ■ 1 si ≤ 100 m². ■ 0 admis si ≤ 35 m². ■ A une hauteur ≤ 1,30 m. 			
 <p>3</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ A une hauteur ≤ 1,30 m. ■ Pour le lave-linge et le sèche linge : <ul style="list-style-type: none"> □ à proximité des arrivées et évacuations d'eau, □ dans le volume 3 uniquement s'ils sont dans la salle de bain. ■ Lorsque l'emplacement du congélateur est défini, prévoir un circuit spécialisé avec 1 dispositif différentiel 30 mA spécifique, de préférence à immunité renforcée (exemple : D'click Vigi si). 			
  <p>1 ou</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ hauteur ≤ 1,30 m. 			
<p>(alimentant une ou plusieurs utilisations non attenantes au bâtiment. Exemple : éclairage, portail automatique), alarmes, contrôle, domotique, piscine</p>			
  <p>1 ou</p> <p>ou alimentation directe.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Socle de prise à une hauteur ≤ 1,30 m. ■ Voir condition d'installation du chauffe-eau dans la salle de bain page Q19. 		

2 La norme pièce par pièce

2.1 Le Séjour



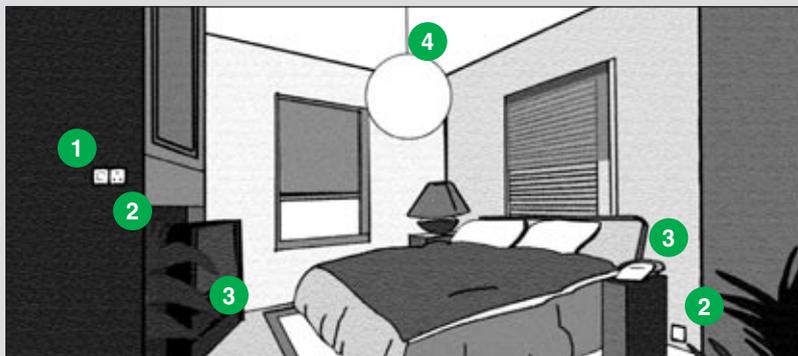
Repère	Personnes handicapées	Description
1		<p>Dispositif de commande (NF § 771.536.5.1)</p> <ul style="list-style-type: none"> Tous les dispositifs manuels de commande fonctionnelle doivent être situés à une hauteur comprise entre 0,90 m et 1,30 m du sol. Sont concernés : <ul style="list-style-type: none"> les interrupteurs de commande d'éclairage, de volets roulants, thermostats d'ambiance, etc. les dispositifs des systèmes de contrôle d'accès ou de communication, etc. Un dispositif de commande d'éclairage doit être situé en entrée à l'intérieur de la pièce.
2		<ul style="list-style-type: none"> 1 socle de prise de courant 16 A 2P+T non commandé, qui peut ne pas être supplémentaire, doit être disposé à proximité immédiate du dispositif de commande d'éclairage (NF § 771.314.2.1.1). L'axe des socles de prise de courant doit être situé à une hauteur inférieure ou égale à 1,30 m du sol (NF § 771.555.1.6.1).
3		<p>Prises de courant non spécialisées 16 A (NF § 771.314.2.1)</p> <ul style="list-style-type: none"> 1 socle par tranche de 4 m² de surface, minimum de 5 socles. Répartition en périphérie. <p>En pratique :</p> <ul style="list-style-type: none"> pour surfaces ≤ 20 m² = 5 socles, pour surfaces ≤ 24 m² = 6 socles, pour surfaces ≤ 28 m² = 7 socles, pour surfaces ≤ 32 m² = 8 socles, pour surfaces ≤ 36 m² = 9 socles, pour surfaces ≤ 40 m² = 10 socles.
4		<p>Point éclairage (NF § 771.314.2.3)</p> <ul style="list-style-type: none"> Au moins 1 point en plafond, équipé d'un socle DCL + douille DCL. Complément par 1 ou plusieurs en applique ou par 1 ou plusieurs socles de prise de courant commandés. Cas particulier : en cas d'une rénovation totale ou impossibilités techniques de réalisation en plafond, remplacement par 2 points en applique ou 2 socles prise de courant commandés.
5		<p>Prise communication (NF § 771.559.6.1.1)</p> <ul style="list-style-type: none"> 1 socle par pièce principale et cuisine (au minimum 2 si petit logement). Prise RJ45 (NF § 771.559.6.2) : emplacement à proximité d'un socle prise de courant 16 A. + Prise coaxiale si la télévision n'est pas distribuée par les prises RJ45 (NF § 771.559.6.2) emplacement à proximité : <ul style="list-style-type: none"> d'un socle prise de courant 16 A, d'un socle prise de communication.
		<ul style="list-style-type: none"> L'axe des socles de prise de communication doit être situé à une hauteur inférieure ou égale à 1,30 m du sol (NF § 771.559.6.2.1).

Q6



2 La norme pièce par pièce

2.2 La Chambre

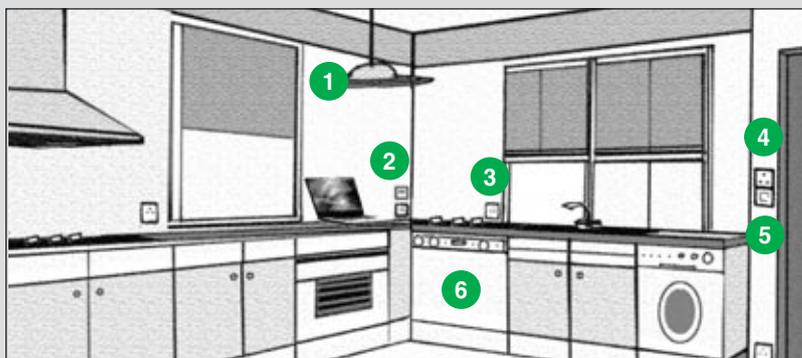


Repère	Personnes handicapées	Description
1	+	<p>Dispositif de commande (NF § 771.536.5.1)</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Tous les dispositifs manuels de commande fonctionnelle doivent être situés à une hauteur comprise entre 0,90 m et 1,30 m du sol. ■ Sont concernés : <ul style="list-style-type: none"> □ les interrupteurs de commande d'éclairage, de volets roulants, thermostats d'ambiance, etc. □ les dispositifs des systèmes de contrôle d'accès ou de communication, etc. ■ Un dispositif de commande d'éclairage doit être situé en entrée à l'intérieur de la pièce.
2	+	<p>Prises de courant non spécialisées 16 A (NF § 771.314.2.1)</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ 3 socles. ■ Répartition en périphérie. <p>■ L'axe des socles de prise de courant doit être situé à une hauteur inférieure ou égale à 1,30 m du sol (NF § 771.555.1.6.1).</p> <p>■ Un socle de prise de courant 16 A 2P+T supplémentaire et non commandé, doit être disposé à proximité immédiate du dispositif de commande d'éclairage (NF § 771.314.2.1.1).</p>
3	+	<p>Prise communication (NF § 771.559.6.1.1)</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ 1 socle par pièce principale et cuisine (au minimum 2 si petit logement). <p>■ L'axe des socles de prise de communication doit être situé à une hauteur inférieure ou égale à 1,30 m du sol (NF § 771.559.6.2.1).</p> <p>■ Prise RJ45 (NF § 771.559.6.2) : emplacement à proximité d'un socle prise de courant 16 A.</p> <p>■ + Prise coaxiale si la télévision n'est pas distribuée par les prises RJ45 (NF § 771.559.6.2) emplacement à proximité :</p> <ul style="list-style-type: none"> □ emplacement à proximité de : <ul style="list-style-type: none"> - un socle prise de courant 16 A, - un socle prise de communication. □ nombre minimal de prises coaxiales (NF § 771.559.6.1.2) <ul style="list-style-type: none"> - surface ≤ à 100 m² = au moins 2 socles, - surface > à 100 m² = au moins 3 socles, - surface ≥ à 35 m² = 1 seul socle admis.
4		<p>Point éclairage (NF § 771.314.2.3)</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Au moins 1 point en plafond, équipé d'un socle DCL + douille DCL. ■ Complément par 1 ou plusieurs en applique ou par 1 ou plusieurs socles de prise de courant commandés. ■ Cas particulier (NF § 771.314.2.3) : en cas d'une rénovation totale ou impossibilités techniques de réalisation en plafond, remplacement par 2 points en applique ou 2 socles prise de courant commandés.

Q7



2.3 La cuisine

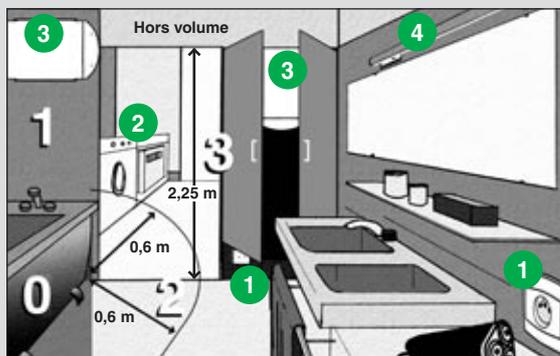


Repère	Personnes handicapées	Description
1		<p>Point éclairage (NF § 771.314.2.3)</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Au moins 1 point en plafond, équipé d'un socle DCL + douille DCL. ■ Complément par 1 ou plusieurs en applique ou par 1 ou plusieurs socles de prise de courant commandés. ■ Cas particulier (NF § 771.314.2.3) : en cas d'une rénovation totale ou impossibilités techniques de réalisation en plafond, remplacement par 2 points en applique ou 2 socles prise de courant commandés.
2		<p>Prise communication (NF § 771.559.6.1.1)</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Emplacement (NF § 771.559.6.2) : □ à proximité d'un socle prise de courant 16 A. □ non autorisé au-dessus des appareils cuisson et bacs éviers.
	+	L'axe des socles de prise de communication doit être situé à une hauteur inférieure ou égale à 1,30 m du sol (NF § 771.559.6.2.1).
3		<p>Prises de courant non spécialisées 16 A (NF § 771.314.2.1)</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ 6 socles dont 4 sont à répartir au-dessus du (ou des) plan(s) de travail. ■ Installation interdite au dessus de l'évier et feux ou plaques de cuisson ■ Si la surface de la cuisine est $\leq 4 \text{ m}^2$, 3 socles sont admis. □ 1 socle supplémentaire identifié pour la hotte peut-être placé au-dessus des plaques de cuisson sous condition d'installation à 1,80 m minimum.
4	+	<p>Dispositif de commande (NF § 771.536.5.1)</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Tous les dispositifs manuels de commande fonctionnelle doivent être situés à une hauteur comprise entre 0,90 m et 1,30 m du sol. ■ Sont concernés : □ les interrupteurs de commande d'éclairage, de volets roulants, thermostats d'ambiance, etc. □ les dispositifs des systèmes de contrôle d'accès ou de communication, etc. ■ Un dispositif de commande d'éclairage doit être situé en entrée à l'intérieur de la pièce.
5	+	<ul style="list-style-type: none"> ■ Un socle de prise de courant 16 A 2P+T non commandé, qui peut ne pas être supplémentaire, doit être disposé à proximité immédiate du dispositif de commande d'éclairage (NF § 771.314.2.1.1). ■ L'axe des socles de prise de courant doit être situé à une hauteur inférieure ou égale à 1,30 m du sol (NF § 771.555.1.6.1), à l'exception du socle supplémentaire dédié à la hotte.
6		<p>Circuits spécialisés gros électroménager (NF § 771.314.2.2)</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ 1 circuit d'alimentation pour cuisinière ou plaque de cuisson seule avec une boîte de connexion ou une prise 32 A mono ou une prise 20 A tri. ■ 1 circuit spécialisé avec socle prise de courant 16 A si four indépendant. ■ 1 circuit spécialisé avec socle prise de courant 16 A pour lave-vaisselle. ■ Lorsque l'emplacement du congélateur est défini, il convient de prévoir 1 circuit spécialisé avec un dispositif différentiel 30 mA spécifique à ce circuit, de préférence à immunité renforcée (possibilité d'alimentation par transformateur de séparation). <p>Cas particulier des petits logements type T1 (NF § 771.314.2.2)</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Adaptation du nombre de prises spécialisées en fonction de l'équipement fourni. ■ Si l'équipement n'est pas fourni, 3 circuits spécialisés au moins sont à prévoir (1 x 32 A et 2 x 16 A).

Q8



2.4 La Salle de bain (Voir aussi pages Q19 et Q20)



Règles spécifiques

Classification des volumes (NF § 701.32)

- 0 : dans la baignoire ou la douche.
- 1 : au-dessus du volume 0 et jusqu'à 2,25 m à partir fond baignoire.
- 2 : 0,6 m autour du volume 1 et jusqu'à hauteur de 3 m du sol.
- 3 : 2,4 m autour du volume 2 et jusqu'à hauteur de 2,25 m du sol.

Espace sous la baignoire (NF § 701.320.5) : volume 1 ou volume 3 si fermé et accessible par trappe.

Appareillage (NF § 701.55)

- Aucun appareillage dans volume 0.
- Aucun appareillage en volume 1 et 2, sauf interrupteurs de circuits à TBTS 12 V dont la source est installée hors volumes 0, 1 ou 2.

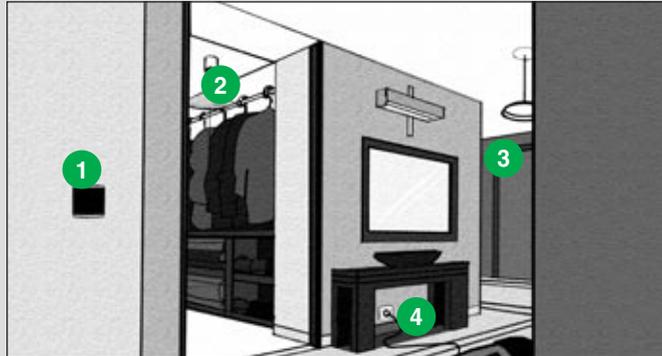
Repère	Personnes handicapées	Description
	+	Dispositif de commande (NF § 771.536.5.1) <ul style="list-style-type: none"> ■ Tous les dispositifs manuels de commande fonctionnelle doivent être situés à une hauteur comprise entre 0,90 m et 1,30 m du sol. ■ Sont concernés : <ul style="list-style-type: none"> □ les interrupteurs de commande d'éclairage, de volets roulants, thermostats d'ambiance, etc. □ les dispositifs des systèmes de contrôle d'accès ou de communication, etc. ■ Un dispositif de commande d'éclairage doit être situé en entrée à l'intérieur de la pièce. Pour respecter les règles liées aux volumes, il peut être disposé à l'extérieur.
1	+	Prises de courant (NF § 701.55) <ul style="list-style-type: none"> ■ 1 socle minimum, autorisé dans le volume 3 uniquement (interdit au sol). ■ Par dérogation, dans volume 2, le socle de la prise rasoir, alimenté par transformateur de séparation, est admis. <ul style="list-style-type: none"> ■ L'axe des socles de prise de courant doit être situé à une hauteur inférieure ou égale à 1,30 m du sol (NF § 771.555.1.6.1). ■ Un socle de prise de courant 16 A 2P+T supplémentaire et non commandé, doit être disposé (volume 3 ou hors volume) à proximité immédiate du dispositif de commande d'éclairage (NF § 771.314.2.1.1). Même si le dispositif de commande ne peut y être placé, le socle de prise doit être dans le local à une hauteur comprise entre 0,90 m et 1,30 m.
2		Lave-linge / Sèche-linge (NF § 701.55) <ul style="list-style-type: none"> ■ non autorisés dans volumes 0, 1 et 2 ■ les dispositions pour le respect de la prescription incombent au maître d'œuvre ■ Installation possible en volume 2 si la partie les recevant est transformée en volume 3 par mise en place d'une séparation (paroi, cloison, ...) en matériau non métallique, de hauteur égale à celle du volume 1.
3		Production d'eau chaude (NF § 701.55) <ul style="list-style-type: none"> ■ chauffe-eau à accumulation : installation dans le volume 3 et hors volumes. Quand impossibilité d'installation dans ces volumes : <ul style="list-style-type: none"> □ accumulation vertical admis dans volume 2 □ accumulation horizontal admis dans volume 1, placé le + haut possible <ul style="list-style-type: none"> ■ chauffe-eau instantané : possibilité d'installation en volume 1 et 2. Pour ces 2 derniers types, les canalisations d'eau doivent être en matériau conducteur et le chauffe-eau protégé par un dispositif différentiel 30 mA.
4		Luminaires et appareils de chauffage (NF § 701.55) <ul style="list-style-type: none"> ■ Non autorisés dans volumes 0 - 1. ■ Autorisés en volume 2 si de classe II. ■ Ne peuvent pas être installés sur tabliers, paillasse et niches de baignoire ou douche.

En noir : obligatoire
En vert : recommandations et commentaires



prescriptions complémentaires relatives à l'accessibilité aux personnes handicapées. Sont prises en compte toutes les situations de handicaps : déficience motrice et paralysie, troubles de la vision et cécité, troubles de l'audition et surdité, mémoire, troubles psychiques et mentaux

2.5 Autres locaux supérieurs à 4 m², circulation et WC

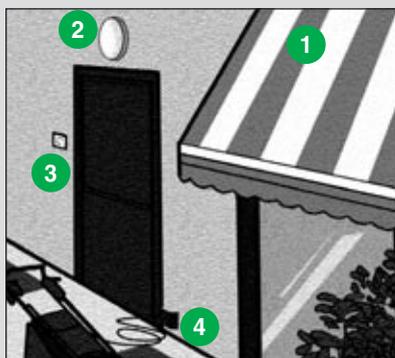


Repère	Personnes handicapées	Description
1	+	<p>Dispositif de commande (NF § 771.536.5.1)</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Tous les dispositifs manuels de commande fonctionnelle doivent être situés à une hauteur comprise entre 0,90 m et 1,30 m du sol. ■ Sont concernés : <ul style="list-style-type: none"> □ les interrupteurs de commande d'éclairage, de volets roulants, thermostats d'ambiance, etc. □ les dispositifs des systèmes de contrôle d'accès ou de communication, etc. ■ Un dispositif de commande d'éclairage doit être situé en entrée à l'intérieur de la pièce. ■ Cas des logements réalisés sur plusieurs niveaux (NF § 771.536.5.1) : Pour tout escalier, un dispositif de commande d'éclairage à chaque niveau desservi.
2		<p>Point éclairage (NF § 771.314.2.3)</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ au moins 1 point placé en plafond ou en applique, équipé d'1 socle DCL + douille DCL. ■ Non concernés : placards et autres emplacements dans lesquels il n'est pas prévu de pénétrer. ■ Non obligatoire pour annexes non attenantes, telles que garages, abris de jardin, ...
	+	<p>Cas des logements réalisés sur plusieurs niveaux (NF § 771.536.5.1) : tout escalier doit comporter un dispositif d'éclairage artificiel supprimant toute zone d'ombre.</p>
3	+	<p>Cas particulier des WC</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Un dispositif de commande d'éclairage doit être situé en entrée à l'intérieur de la pièce (NF § 771.536.5.1). ■ Un socle de prise de courant 16 A 2P+T non commandé supplémentaire, doit être disposé à proximité immédiate du dispositif de commande d'éclairage (NF § 771.314.2.1.1).
4		<p>Prises de courant non spécialisées, 16 A (NF § 771.314.2.1)</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ 1 socle dans circulations, ■ 1 socle dans locaux S > 4 m², □ non obligatoire pour WC et annexes non attenantes telles que garages, abris de jardin, etc.
	+	<ul style="list-style-type: none"> ■ L'axe des socles de prise de courant doit être situé à une hauteur inférieure ou égale à 1,30 m du sol (NF § 771.555.1.6.1).

Q10



2.6 Extérieur



Repère	Personnes handicapées	Description
1		Stores "bannes" extérieurs (NF § 771.314.2.4) ■ si cet équipement est prévu, les points d'alimentation correspondants sont à réaliser.
2		Points éclairage extérieur (NF § 771.314.2.4) ■ 1 point par entrée principale ou de service. ■ Alimentation possible depuis 1 circuit d'éclairage intérieur.
	+	Cheminement : un dispositif d'éclairage doit permettre, lorsque l'éclairage naturel n'est pas suffisant, d'assurer une valeur d'éclairage mesurée au sol d'au moins 20 lux en tout point du cheminement. ■ Ce dispositif d'éclairage peut être à commande manuelle ou automatique.
3	+	Dispositif de commande (NF § 771.536.5.1) ■ Tous les dispositifs manuels de commande fonctionnelle doivent être situés à une hauteur comprise entre 0,90 m et 1,30 m du sol . ■ Sont concernés : <input type="checkbox"/> les interrupteurs de commande d'éclairage, de stores, etc. <input type="checkbox"/> les dispositifs des systèmes de contrôle d'accès ou de communication, etc. ■ Les dispositifs de commande et de service situés sur les cheminements extérieurs accessibles doivent être repérables grâce notamment à un éclairage particulier ou à un contraste visuel. ■ Sont visés notamment les systèmes de contrôle d'accès ou de communication entre visiteurs et occupants. ■ Un voyant répond à cette exigence.
4		Prises de courant non spécialisées, extérieures, 16 A (NF § 771.314.2.4) ■ Lorsqu'un socle est installé à l'extérieur, recommandation de placer à l'intérieur du logement 1 dispositif de mise hors tension couplé à 1 voyant de présence de tension.
	+	Cas particulier de l'accessibilité aux locaux collectifs des ensembles résidentiels comprenant plusieurs maisons individuelles groupées (Partie 7-771 - Annexe E) ■ Eclairage intérieur : <input type="checkbox"/> au moins 100 lux mesurée au sol, <input type="checkbox"/> si l'éclairage est temporisé, l'extinction doit être progressive. <input type="checkbox"/> Diminution progressive ou par paliers, ou par tout autre système de préavis d'extinction. ■ Equipements et dispositifs de commande d'éclairage et de service, et systèmes de contrôle d'accès ou de communication entre visiteurs et occupants : <input type="checkbox"/> repérés par un témoin lumineux, <input type="checkbox"/> à plus de 0,40 m d'un angle rentrant de parois ou de tout autre obstacle à l'approche d'un fauteuil roulant, <input type="checkbox"/> à une hauteur comprise entre 0,90 m et 1,30 m. ■ Les dispositifs de commande d'éclairage peuvent être soit automatiques, soit manuels.

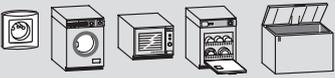
Q11



3 La norme fonction par fonction

3.1 Section des conducteurs et calibres des protections

Section des conducteurs d'alimentation et protection contre les surintensités (NF § 771.533, NF § 753.4.2 et NF § 771.314.2.5)

Nature du circuit			Section mini. des conducteurs cuivre (mm ²)	Courant assigné maximal du dispositif de protection		
				Disjoncteur (A)	Fusible (A)	
Éclairage		point d'éclairage ou prise commandée	1,5	16	10	
Prise de courant 16 A		circuit avec 5 socles max.	1,5	16	non autorisé	
		circuit avec 8 socles max.	2,5	20	16	
		circuits spécialisés (lave-linge, sèche-linge, four...)	2,5	20	16	
Volets roulants			1,5	16	10	
VMC			1,5	2	non autorisé	
		cas particuliers	1,5	jusqu'à 16		
Pilotage		circuit d'asservissement tarifaire fil pilote, gestionnaire d'énergie	1,5	2	non autorisé	
Chauffe-eau		chauffe-eau électrique non instantané	2,5	20	16	
Cuisson		plaque de cuisson cuisinière	monophasé	6	32	32
			triphasé	2,5	20	16
Chauffage 230 V		Emetteurs muraux (convecteurs, panneaux radiants)	2250 W	1,5	10	10
			3500 W	2,5	-	16
			4500 W	2,5	20	-
				4	-	20
			5750 W	4	25	-
			7250 W	6	32	25
		Plancher à accumulation ou direct équipé de câbles autorégulants	1700 W	1,5	16	non autorisé
			3400 W	2,5	25	
Autres circuits			1,5	16	10	
			2,5	20	16	
			4	25	20	
			6	32	32	
Q12 Tableau divisionnaire		(longueur maxi des conducteurs d'alimentation des tableaux de répartition divisionnaire)	1,5	16 (9 m)	10 (15 m)	
				2,5	16 (16 m)	10 (25 m)
			4		20 (12 m)	16 (16 m)
				16 (25 m)	10 (40 m)	
				20 (20 m)	16 (25 m)	
				25 (16 m)	20 (20 m)	
			6	16 (62 m)	10 (100 m)	
				20 (50 m)	16 (62 m)	
				25 (40 m)	20 (50 m)	
				32 (31 m)	32 (31 m)	

3.2 Circuits spécialisés

Chaque gros électroménager doit être alimenté par un circuit spécialisé. Au moins 4 circuits spécialisés doivent être prévus (NF § 771.314.2.2).

1 circuit cuisson

■ 1 circuit alimentation cuisinière ou plaque cuisson seule sur boîte de connexion ou prise 32 A mono ou 20 A tri.

3 circuits avec socle prise de courant 16 A

■ Pour alimentation d'appareils du type lave-linge, lave-vaisselle, sèche-linge, four indépendant, congélateur.

■ Lorsque l'emplacement du congélateur est défini, il convient de prévoir 1 circuit spécialisé avec 1 dispositif différentiel 30 mA spécifique à ce circuit, de préférence à immunité renforcée (possibilité d'alimentation par transformateur de séparation).

Autres circuits

■ D'autres circuits spécialisés sont à mettre en œuvre si les applications sont prévues (NF § 771.314.2.2) :

- chauffe-eau, chaudière et ses auxiliaires, pompe à chaleur, climatisation,
 - appareil de chauffage salle de bains (par exemple sèche-serviette),
 - piscine,
 - circuits extérieurs (alimentation d'une ou plusieurs utilisations non attenantes au bâtiment, par ex. éclairage jardin, portail automatique, etc.),
 - alarmes, contrôles,
 - VMC lorsqu'elle n'est pas collective, etc.
- Il est recommandé de repérer les socles de prises commandées.

3.3 Protection différentielle 30 mA

■ Tous les circuits de l'installation doivent être protégés par un dispositif différentiel résiduel (DDR) 30 mA (NF § 771.531.2.3.2) :

- le nombre, le type et le courant assigné sont donnés dans le tableau de la figure Q1,
- ces dispositifs doivent être placés à l'origine de tous les circuits.

Architecture Répartition des circuits (NF § 771.531.2.3.2.1)

- Les circuits sont à répartir judicieusement en aval des 30 mA.
- Recommandation de protéger par des 30 mA différents les circuits d'éclairage et les prises de courant d'une même pièce.

Chauffage électrique avec fil pilote (NF § 771.531.2.3.2.1)

■ L'ensemble des circuits de chauffage, y compris le fil pilote, est placé sous un même 30 mA.

Circuits extérieurs (NF § 771.531.2.3.2.1)

■ La protection des circuits extérieurs, alimentant des applications extérieures non fixées au bâtiment, doit être distincte de celle des circuits intérieurs.

Branchement monophasé de puissance ≤ 18 kVA, avec ou sans chauffage électrique.

Surface des locaux d'habitation	Nombre, type et courant assigné minimal I des interrupteurs différentiels 30 mA
Surface ≤ 35 m ²	1 x 25 A de type AC et 1 x 40 A de type A ⁽¹⁾
35 m ² < surface ≤ 100 m ²	2 x 40 A de type AC ⁽²⁾ et 1 x 40 A de type A ⁽¹⁾
Surface > 100 m ²	3 x 40 A de type AC ⁽²⁾ et 1 x 40 A de type A ⁽¹⁾

(1) L'interrupteur différentiel 40 A de type A doit protéger les circuits suivants :

- le circuit spécialisé de la cuisinière ou de la plaque de cuisson,
- le circuit spécialisé du lave-linge.

En effet ces matériels peuvent en cas de défaut produire des courants comportant des composantes continues.

■ et éventuellement deux circuits non spécialisés (éclairage ou prises de courant).

Attention : Dans le cas où cet interrupteur différentiel de type A est amené à protéger un ou deux circuits spécialisés supplémentaires, son courant assigné doit être égal à 63 A.

(2) Lorsque des circuits de chauffage et de chauffe-eau électriques, dont la somme des courants est supérieure à 8 kVA sont placés en aval d'un même interrupteur différentiel, remplacer un interrupteur différentiel 40 A de type AC par un interrupteur différentiel 63 A de type AC.

Fig. Q1 : Choix des interrupteurs différentiels

3.4 Prises de courant

	Installation des prises de courant	<ul style="list-style-type: none"> ■ Installation de façon à ce que l'axe des alvéoles soit au moins à 50 mm au-dessus du sol fini pour les socles < 32 A et 120 mm au moins pour les socles 32 A. (NF § 555.1.9). ■ Il est recommandé de repérer les socles de prises commandées.
		<ul style="list-style-type: none"> ■ L'axe des socles doit être situé à une hauteur inférieure ou égale à 1,30 m du sol, à l'exception du socle dédié à la hotte. (NF § 771.555.1.6.1).
	Fixation des prises de courant (NF § 771.530.4)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Fixation par griffes interdite depuis le 1er juin 2004. ■ Utilisation recommandée de boîtes d'encastrement mixtes.
	Emplacement	<ul style="list-style-type: none"> ■ Au moins 1 socle prise de courant 16 A doit être placé à proximité de chaque prise de communication ou de télévision. (NF § 771.559.6.2)
		<ul style="list-style-type: none"> ■ Pour chaque pièce de l'unité de vie du logement définie en 771.512.2.16 un socle de prise de courant 16 A 2P+T supplémentaire et non commandé doit être disposé à proximité immédiate du dispositif de commande d'éclairage, à l'exception du séjour et de la cuisine pour lesquels cette prise peut ne pas être supplémentaire. (NF § 771.314.2.1.1).
	Limitation du nombre de socles prises de courant 16 A, non spécialisées dans 1 même circuit (NF § 771.314.2.1)	<ul style="list-style-type: none"> ■ 5 prises, si conducteurs 1,5 mm². ■ 8 prises, si conducteurs 2,5 mm².
	Protection circuits prises de courant (NF § 771.533)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Conducteurs 1,5 mm² = disjoncteur 16 A (fusible non autorisé). ■ Conducteurs 2,5 mm² = disjoncteur 20 A ou fusible 16 A.
	Décompte des socles de prises de courant montées dans 1 même boîtier (NF § 771.314.2.1)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Ensemble de 1 ou 2 boîtiers = 1 socle. ■ Ensemble de 3 ou 4 boîtiers = 2 socles. ■ Ensemble > à 4 boîtiers = 3 socles.

3.5 Réseaux de communication

	Nombre minimal de prises de communication (NF § 771.559.6.1.1)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Au moins 1 socle par pièce principale et cuisine dont 1 dans la salle de séjour près de la prise télévision. ■ Minimum de 2 socles pour petit logement.
	Type de prise de communication (NF § 771.559.6.1.1 + fiche d'interprétation UTE 15-100 F6 de juin 2007)	<ul style="list-style-type: none"> ■ à partir du 1er janvier 2008, date de dépôt de demande de permis de construire : <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> tous les socles de prise de communication sont de type «RJ45», <input type="checkbox"/> les socles de prise téléphonique «en T» ne seront plus autorisés.
	Nombre minimal de prises télévision (NF § 771.559.6.1.2)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Lorsque les réseaux de communication n'assurent pas la fonction de distribution de la télévision, l'équipement minimum consiste en la pose de : <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> au moins 2 prises télévisions dans les logements de surface ≤ à 100 m², <input type="checkbox"/> au moins 3 prises télévisions dans les logements de surface > à 100 m², <input type="checkbox"/> 1 prise télévision est admise dans les logements de surface ≤ à 35 m².
	Installation (NF § 771.559.6.2)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Chaque socle doit être desservi par une canalisation provenant du tableau de communication de la Gaine Technique Logement (GTL) : installation de façon à ce que l'axe des socles soit au moins à 50 mm au-dessus du sol fini. ■ Fixation à griffes non admise. ■ Pour les prises mixtes (BT + communication), une cloison doit séparer les 2 socles. L'intervention sur un des socles doit pouvoir être effectuée sans intervention sur l'autre.
	Emplacement	<ul style="list-style-type: none"> ■ Prises de communication et télévision non admises dans les volumes 0, 1 et 2 des locaux contenant 1 baignoire ou 1 douche. (NF § 771.559.6.2).
		<ul style="list-style-type: none"> ■ L'axe des socles doit être situé à une hauteur inférieure ou égale à 1,30 m du sol. (NF § 771.559.6.2.1).

Q14



3.6 Eclairage

Nombre minimal de circuits d'éclairage (NF § 771.314.2.3)

- Au moins 2 circuits pour logements de S > 35 m².

Nombre de points d'éclairage alimentés par un même circuit (NF § 771.314.2.3)

- Il est limité à 8.
- Spots ou bandeaux lumineux = 1 point d'éclairage par tranche de 300 VA dans la même pièce.

Protection des circuits d'éclairage (NF § 771.533)

- Circuit 1,5 mm² : disjoncteur 16 A ou fusible 10 A.

Installation d'appareillage manuel de commande (NF § 771.536.5)

- Généralement placé près d'1 porte, à portée de la main, du côté de l'ouvrant
- Hauteur comprise entre 0,80 m et 1,30 m, au-dessus du sol fini.

Commande couloirs et circulations (NF § 771.536.5)

- Par dispositif de commande manuel placé :
 - à moins d'1 m de chaque accès, si ce dispositif ne comporte pas de voyant lumineux.
 - à moins de 2 m de chaque accès, si ce dispositif comporte 1 voyant lumineux.
- Par système automatique (détection de présence).

Prises de courant commandées (NF § 771.465.1)

- Chaque socle est compté comme 1 point éclairage.
- Alimentation par les circuits éclairage.
- Courant nominal socle = 16 A.
- Recommandation de repérage des socles.

Nombre de points de commande et dispositif de commande

- 2 socles au plus placés dans la même pièce : utilisation d'un interrupteur.
- Plus de 2 socles : utilisation de télérupteur, contacteur ou similaire.

Emplacement des dispositifs de commande (NF § 771.536.5.1)



- Tous les dispositifs manuels de commande fonctionnelle doivent être situés à une hauteur comprise entre 0,90 et 1,30 m du sol.
- Sont concernés les interrupteurs de commande d'éclairage.
- Un dispositif de commande d'éclairage doit être situé en entrée à l'intérieur de chaque pièce. Dans le cas des locaux contenant une baignoire ou une douche, le dispositif de commande manuel peut, pour respecter les règles liées aux volumes, être disposé à l'extérieur.

Escaliers (NF § 771.536.5.1)



- Dans les logements réalisés sur plusieurs niveaux, tout escalier doit comporter 1 dispositif d'éclairage artificiel supprimant toute zone d'ombre, commandé aux différents niveaux desservis.

Cheminements extérieurs (NF § 771.536.5.1)



- Les dispositifs de commande et de service situés sur les cheminements extérieurs accessibles doivent être repérables grâce notamment à 1 éclairage particulier ou 1 contraste visuel.
- Sont visés notamment les systèmes de contrôle d'accès ou de communication entre visiteurs et occupants.
- 1 voyant répond à cette exigence.

Locaux et équipements collectifs (NF § 7-771, annexe E)



- Les équipements et dispositifs de commande d'éclairage et les systèmes de contrôle d'accès ou de communication entre visiteurs et occupants, doivent être :
- repérés par un témoin lumineux,
 - situés à plus de 0,40 m d'un angle rentrant de parois ou de tout autre obstacle à l'approche d'un fauteuil roulant,
 - situés à une hauteur comprise entre 0,90 m et 1,30 m.



3.7 Boîtes de connexion & dispositifs de connexion pour luminaires -DCL-

Boîte de connexion (NF § 559.1.1)

- Obligatoire si la canalisation est encastrée.
- Non obligatoire si la canalisation est en saillie et si le matériel est pourvu de bornes de raccordement réseau (par exemple hublot, etc.).

Boîte de connexion pour alimentation des points d'éclairage

- Si la fixation est dans un plafond, elle doit être prévue pour la suspension de luminaire avec une charge d'un minimum de 25 kg.
- Fixation de la boîte à la structure du bâtiment.

DCL (NF § 559.1.1)

- Obligatoire en présence d'une boîte de connexion.

Champ d'application DCL

- Luminaire de courant nominal ≤ 6 A.
- Conditions des influences externes \leq AD2.

Conséquences dans le logement ⁿ

- DCL obligatoire dans tous les locaux, excepté en extérieur.
- Cas des locaux recevant une baignoire ou une douche :
 - dans les volumes 0 et 1, l'installation d'un socle DCL est interdite,
 - dans le volume 2, lorsque le socle DCL n'est pas connecté et recouvert par un luminaire adapté aux exigences de ce volume, ce socle DCL peut être laissé en attente. Dans ce cas, le socle DCL doit-être muni d'un obturateur lui conférant l'IPx3 minimum.

3.8 Chauffage électrique

Fil pilote (NF § 771.462.2)

- Le sectionnement du fil pilote doit être prévu.
- Sectionnement réalisé à l'origine de chacun des circuits de chauffage par dispositif associé au dispositif de protection.

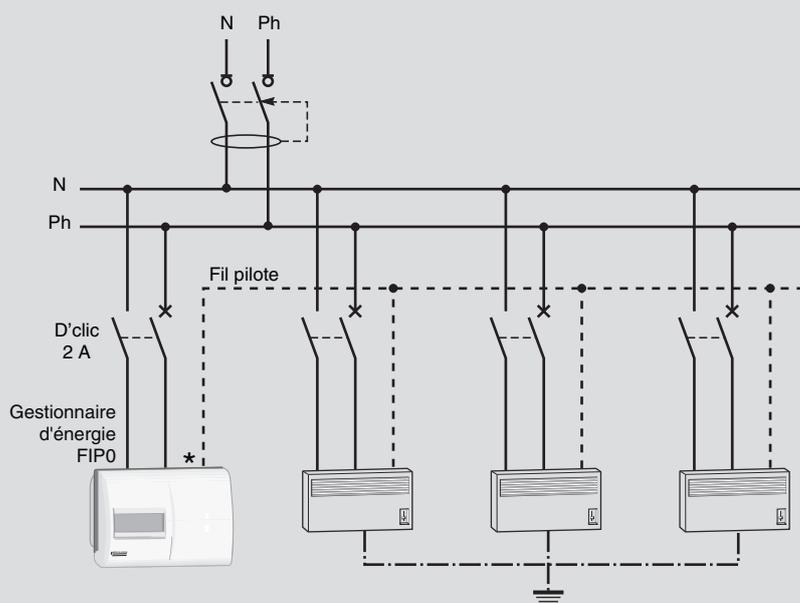
Sectionnement

- Possibilité d'avoir le sectionnement :
 - soit en association avec un interrupteur général de chauffage,
 - soit par un dispositif indépendant, le dispositif de protection dédié à la gestion d'énergie pouvant remplir cette fonction.
- Si sectionnement indépendant, obligation de marquage «Attention fil pilote à sectionner» :
 - sur tableau de répartition,
 - à l'intérieur de la boîte de connexion de l'équipement de chauffage.

Emplacement des dispositifs de commande (NF § 771.536.5.1)



- Tous les dispositifs manuels de commande fonctionnelle doivent être situés à une hauteur comprise entre 0,90 et 1,30 m du sol.
- Sont concernés entre autre les thermostats en ambiance.



(*) Si le sectionnement obligatoire du fil pilote est indépendant, le marquage : "Attention fil pilote à sectionner" doit être apposé sur le tableau de répartition ou dans la boîte de connexion du chauffage.

Fig. Q2 : Sectionnement du fil pilote par le disjoncteur 2 A D'clic XP ou D'clic XE, dédié au gestionnaire d'énergie

Q17



prescriptions complémentaires relatives à l'accessibilité aux personnes handicapées. Sont prises en compte toutes les situations de handicaps : déficience motrice et paralysie, troubles de la vision et cécité, troubles de l'audition et surdité, mémoire, troubles psychiques et mentaux

3.9 Protection contre la foudre

Mise en œuvre des parafoudres (NF § 771.443)

■ Les densités de foudroiement supérieures aux conditions AQ2 sont données ci-contre.

(1) C'est le cas par exemple :

- de certaines installations où une médicalisation à domicile est présente,
- d'installations comportant des Systèmes de Sécurité Incendie, d'alarmes techniques, d'alarmes sociales, etc.

(2) Dans le cas des bâtiments intégrant le poste de transformation, si la prise de terre du neutre du transformateur est confondue avec la prise de terre des masses interconnectée à la prise de terre du paratonnerre, la mise en œuvre de parafoudres n'est pas obligatoire.

(3) Dans le cas d'immeubles équipés de paratonnerre et comportant plusieurs installations privatives, le parafoudre de type 1 ne pouvant être mis en œuvre à l'origine de l'installation est remplacé par des parafoudres de type 2 ($I_n \geq 5$ kA) placés à l'origine de chacune des installations privatives.

(4) Les lignes aériennes constituées de conducteurs isolés avec écran métallique relié à la terre sont à considérer comme équivalentes à des câbles souterrains.

(5) L'utilisation de parafoudre peut également être nécessaire pour la protection de matériels électriques ou électroniques dont le coût et l'indisponibilité peuvent être critique dans l'installation comme indiqué par l'analyse du risque.

(6) Toutefois, l'absence d'un parafoudre est admise si elle est justifiée par l'analyse du risque définie dans le guide UTE C 15-443 (6.2.2).

Caractéristiques et alimentation du bâtiment	Densité de foudroiement (Ng) Niveau kéraunique (Nk)	
	Ng ≤ 2,5 Nk ≤ 25 (AQ1)	Ng > 2,5 Nk > 25 (AQ2)
Bâtiment équipé d'un paratonnerre	Obligatoire ^{(2) (3)}	Obligatoire ^{(2) (3)}
Alimentation BT par une ligne entièrement ou partiellement aérienne ⁽⁴⁾	Non obligatoire ⁽⁵⁾	Obligatoire ⁽⁶⁾
Alimentation BT par une ligne entièrement souterraine	Non obligatoire ⁽⁵⁾	Non obligatoire ⁽⁵⁾
L'indisponibilité de l'installation et/ou des matériels concerne la sécurité des personnes ⁽¹⁾	Selon analyse du risque	Obligatoire

Carte des niveaux kérauniques (Nk)

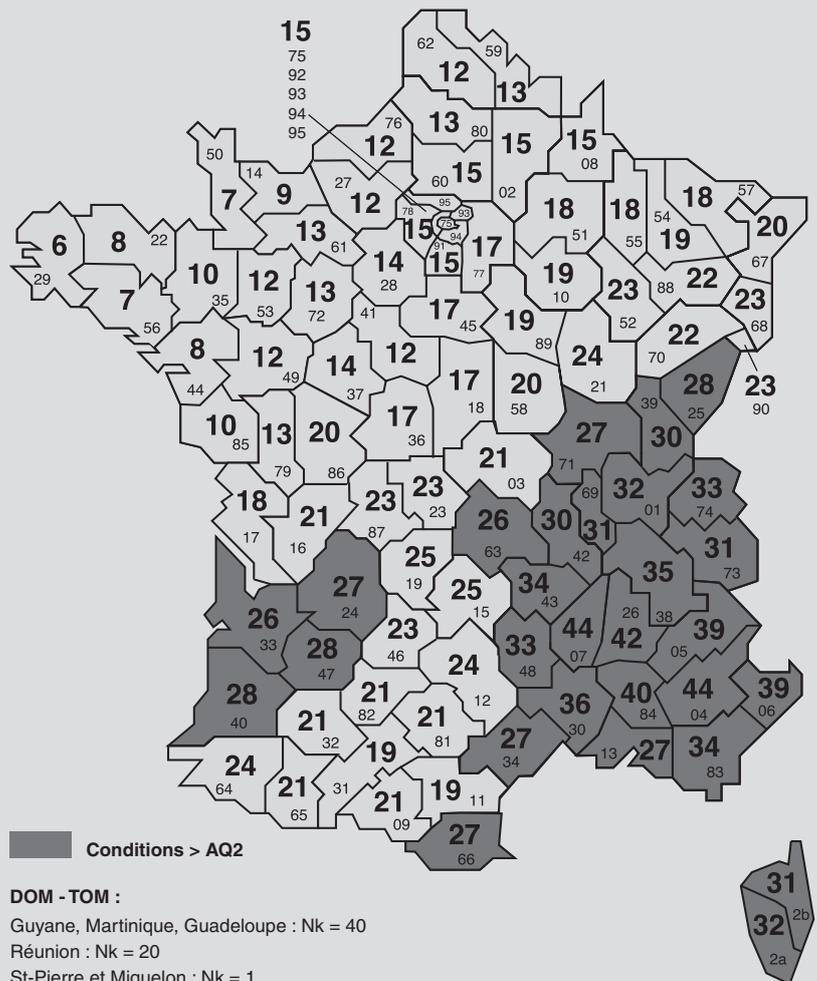


Fig. Q3 : Carte des niveaux kérauniques (Nk) et conditions de mise en œuvre des parafoudres

Circuit de communication (NF § 771.443)

■ Recommandation d'installation d'un parafoudre sur le circuit de communication lorsqu'un parafoudre est mis en œuvre sur le circuit de puissance.

3.10 Locaux contenant une baignoire ou une douche

Les règles de cette partie sont basées sur les 2 principes suivants :

- limitation du matériel électrique situé à proximité de la baignoire ou du bac à douche,
- égalisation des potentiels de tous les éléments conducteurs et masses simultanément accessibles.

Type	Volume 0	Volume 1	Volume 2	Volume 3
Prises de courant⁽¹⁾ (installation au sol interdite)	Interdit	Interdit	Prise rasoir autorisée si alimentée par transfo de séparation ⁽¹⁾ (20 à 50 VA)	Autorisé ⁽¹⁾
Luminaires⁽¹⁾ Appareils de chauffage ⁽¹⁾	Interdit sauf TBTS 12 V avec transfo hors volume 1 ou 2		Autorisé si classe 2	Autorisé
Chauffe-eau	à accumulation ⁽¹⁾	Interdit	Type horizontal admis ⁽²⁾ installé le plus haut possible	Autorisé
	instantané	Interdit	Autorisé ⁽²⁾	Autorisé
Lave-linge, sèche-linge⁽¹⁾	Interdit	Interdit	Interdit	Autorisé ⁽¹⁾
Boîte de connexion	Interdit	Interdit	Admis pour alimenter appareils d'utilisation si disposée derrière ces derniers	Autorisé
Élément électrique chauffant noyé dans le sol	Interdit	Interdit	Autorisé si recouvert d'un grillage métallique (ou comportant un revêtement métal) mis à la terre et relié à la liaison équipotentiel	

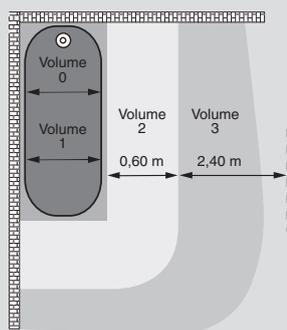
■ Interdit ■ Sous condition ■ Autorisé

(1) doit être protégé par un dispositif différentiel au plus égal à 30 mA.

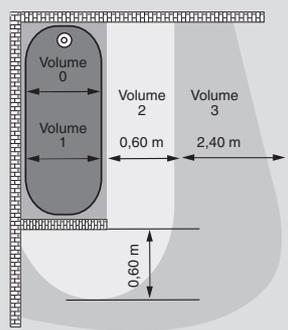
(2) si les dimensions de la salle d'eau ne permettent pas de le placer dans le volume 3 ou hors volume, et si la canalisation d'eau est en matériau conducteur.

Fig. Q4 : Installation des équipements en fonction des volumes

Baignoire



Avec paroi fixe



- Volume 0
- Volume 1
- Volume 2
- Volume 3
- Espace situé au-dessous de la baignoire ou de la douche et sur leurs côtés. Cet espace est assimilé au volume 3 s'il est fermé et accessible par une trappe prévue à cet usage et pouvant être ouverte seulement à l'aide d'un outil. Dans le cas contraire, les règles du volume 1 s'appliquent à cet espace. Toutefois, dans les deux cas, le degré de protection minimal IPx3 est requis.

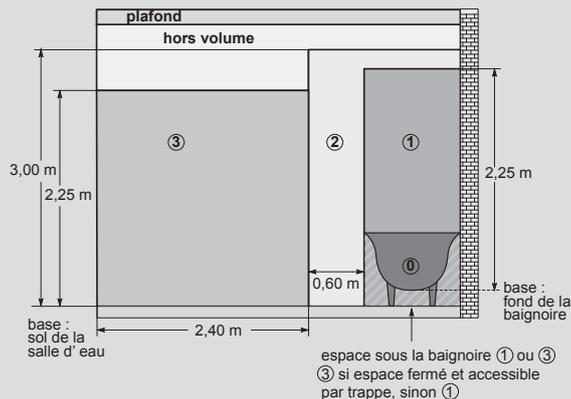
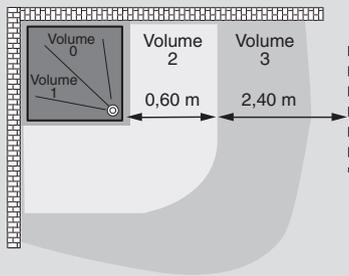
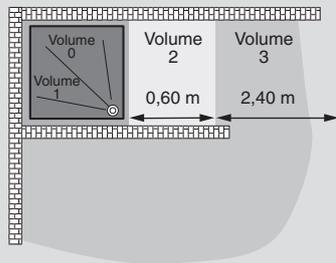


Fig. Q5 : Définition des volumes pour les locaux contenant une baignoire

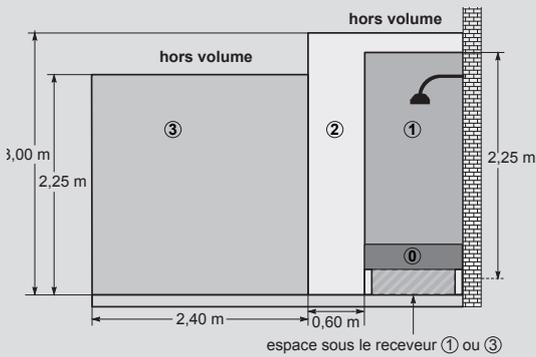
Douche



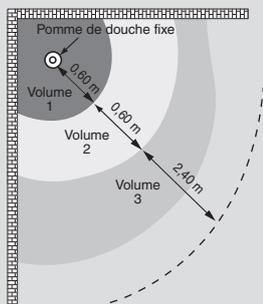
Avec paroi fixe



- Volume 0
- Volume 1
- Volume 2
- Volume 3
- Espace situé au-dessous de la baignoire ou de la douche et sur leurs côtés.
Cet espace est assimilé au volume 3 s'il est fermé et accessible par une trappe prévue à cet usage et pouvant être ouverte seulement à l'aide d'un outil.
Dans le cas contraire, les règles du volume 1 s'appliquent à cet espace. Toutefois, dans les deux cas, le degré de protection minimal IPx3 est requis.



Douche sans receveur
(pomme de douche fixe)



Douche sans receveur avec paroi fixe
(pomme de douche fixe)

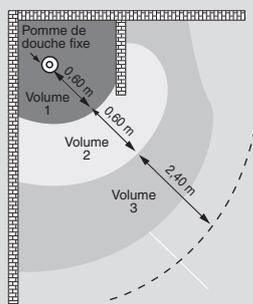


Fig. Q6 : Définition des volumes pour les locaux contenant une douche

3.11 Schéma et identification des circuits

Schéma (NF § 771.514.5)

Etablir un schéma, diagramme ou tableau à destination de l'utilisateur.

■ Un schéma unifilaire comportant les éléments ci-dessous répond à cette obligation :

- nature et type des dispositifs de protection et de commande,
- courant de réglage et sensibilité des dispositifs de protection et de commande,
- puissance prévisionnelle,
- nature des canalisations pour circuits extérieurs,
- nombre et section des conducteurs,
- application (éclairage, prises, etc.),
- local desservi (chambre 1, cuisine, etc.).

Identification des circuits (NF § 771.514)

- Chaque circuit doit être repéré par une indication appropriée, correspondant aux besoins de l'utilisateur et du professionnel.
- Ce repérage doit rester visible après l'installation du tableau.

Repérage des circuits au tableau

- Locaux + fonctions.
- Pictogrammes ou autres indications appropriées.

Q20

3.12 Gaine technique logement

Gaine Technique Logement (NF § 771.558.2)

- Généralité
 - la GTL regroupe en un seul emplacement toutes les arrivées des réseaux de puissance et de communication,
 - elle doit permettre des extensions de l'installation électrique aussi aisées que possible et faciliter les interventions en toute sécurité,
 - elle est prescrite pour tous les locaux d'habitation (individuel ou collectif),
 - en réhabilitation, la GTL n'est exigée que dans le cas d'une rénovation totale avec redistribution des cloisons des locaux d'habitation.



- Emplacement : la GTL doit être située au niveau d'accès de l'unité de vie et directement accessible depuis celle-ci.

- Destination : la GTL doit contenir :
 - le panneau de contrôle (s'il est placé à l'intérieur du logement),
 - le tableau de répartition principal,
 - le tableau de communication,
 - 2 socles PC 16 A 250 V 2P+T, protégés par un circuit dédié pour alimenter des appareils de communication placés dans la GTL,
 - les autres applications de communication si prévues (TV, satellite, ...),
 - les canalisations de puissance, de communication et de branchements,
 - et éventuellement un équipement multiservices à l'habitat (domotique), une protection intrusion.
- Réalisation : la GTL a des dimensions intérieures minimales suivantes : largeur 60 cm, profondeur 20 cm et hauteur du sol au plafond.

Coupure d'urgence (NF § 771.463)



- Le dispositif général de commande et de protection (AGCP) prévu à l'origine de l'installation peut assurer les fonctions de coupure d'urgence s'il est situé :
 - à l'intérieur des locaux d'habitation et au niveau d'accès de l'unité de vie,
 - dans 1 garage ou 1 local annexe avec 1 accès direct entre ce local et le logement.
- Dans cas contraire, 1 autre dispositif à action directe assurant les fonctions de coupure en charge et sectionnement doit être placé à l'intérieur du logement et au niveau d'accès de l'unité de vie.

Hauteur des différents composants (NF § 771.558.1.1)



- Dispositif coupure d'urgence : l'organe de manœuvre doit être situé entre 0,90 m et 1,30 m au-dessus du sol fini.
- Tableau de répartition : les organes de manœuvre des appareillages sont situés entre 0,75 m et 1,30 m au-dessus du sol fini.
- Tableau de communication : les socles des prises de communication requérant un accès en usage normal et les socles de prises de courant sont placés à 1 hauteur maximale de 1,30 m.

Tableau de contrôle (NF § 771.558.3)

- Le panneau de contrôle supporte l'appareil général de commande et de protection (AGCP) et le compteur électrique.

Canalisation (NF § 771.558.2.5)

- Le cheminement des réseaux de puissance et de communication doit se faire dans des conduits ou compartiments de goulottes distincts.

NF C 14-100 (§ 6.1.3)

- Si le câble de branchement est placé dans un compartiment de goulotte, ce compartiment doit être muni d'un dispositif de fermeture indépendant des autres compartiments.

Tableau de répartition (NF § 771.558.4)

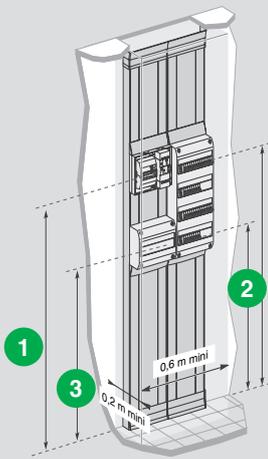
- Réserve minimale de 20 %.

Tableau de communication (NF § 771.558.5 et NF § 771.559.6.1.1)



prescriptions complémentaires relatives à l'accessibilité aux personnes handicapées. Sont prises en compte toutes les situations de handicaps : déficience motrice et paralysie, troubles de la vision et cécité, troubles de l'audition et surdité, mémoire, troubles psychiques et mentaux

- Dimension minimale : 250 x 225 x 70 mm.
- Le tableau de communication est destiné à recevoir le point de livraison de l'opérateur.
- Il doit comporter au moins :
 - une barrette de terre,
 - un rail.
- Un dispositif de terminaison intérieur (DTI) ou équivalent matérialise la limite de responsabilité entre le réseau de l'opérateur et les installations internes des utilisateurs.
- La liaison fonctionnelle entre les barrettes de terre du tableau de répartition et le tableau de communication doit être aussi courte que possible (de préférence inférieur à 50 cm) et de section 6 mm² minimum.
- Chacun des socles de prise de communication est desservi par une canalisation provenant du tableau de communication de la gaine technique.



		Hauteur Prescriptions générales	+
1	Coupure d'urgence ⁽¹⁾	entre 1 et 1,80 m (1,30 m dans locaux pour personnes âgées)	entre 0,90 et 1,30 m
2	Appareillage dans coffret de répartition ⁽¹⁾	entre 1 m (0,5 dans le cas de GTL fermée) et 1,80 m	entre 0,75 et 1,30 m
3	Socles de prise du tableau de communication : ⁽²⁾		entre 0,05 et 1,30 m
	■ socles de prises de courant		
	■ socles RJ45 (brassage manuel)	au minimum 0,05 m	

(1) hauteur de l'organe de manœuvre.
(2) axe des socles.

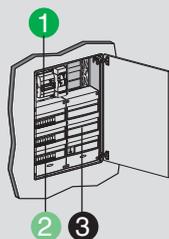
Fig. Q7 : Positionnement des équipements dans gaine technique

4 Exemples de mise en œuvre

4.1 Concevoir une GTL

5 exemples de composition d'une gaine technique logement

Solution encastrée



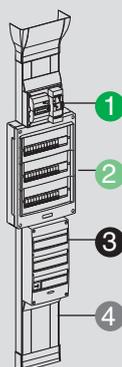
Solution en saillie

Tous les tableaux sont installés sur une goulotte.



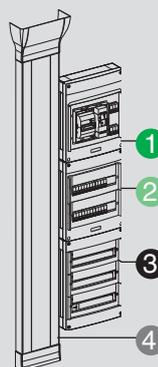
Solution en saillie mixte

■ Le tableau de répartition est fixé sur le mur.
■ Le tableau de contrôle et tableau de communication sont installés sur une goulotte.



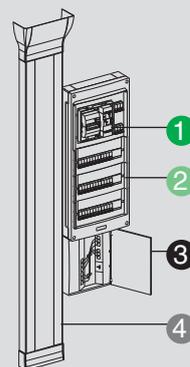
Solution en saillie

Tous les tableaux sont fixés sur le mur.



Solution en saillie

Tous les tableaux sont fixés sur le mur.



1 Panneau de contrôle

■ Il réunit :

- le compteur d'énergie,
- le disjoncteur de branchement.

2 Tableau de répartition principal

■ Il comporte :

- 3 répartiteurs (phase, neutre et terre),
- le(s) dispositif(s) différentiel(s) haute sensibilité (30 mA),
- des barres de pontage de phase et de neutre,
- des dispositifs de protection contre les surintensités,
- d'autres appareillages modulaires tels que télérupteurs, contacteurs, etc.,
- une réserve de 20 % en prévision d'ajouts futurs.

3 Tableau de communication

- Il est destiné à recevoir le point de livraison de l'opérateur (téléphonique, TV...).
- Il doit être situé dans la gaine technique logement.
- Dimensions minimales : 250 x 225 x 70 mm.
- Il doit comporter au moins une barrette de terre et un rail.
- La liaison entre la barrette de terre et celle du tableau de répartition principale doit être la plus courte possible (de préférence < 50 cm).
- Un dispositif de terminaison intérieur (DTI) ou équivalent matérialise la limite de responsabilité entre le réseau de l'opérateur et les installations internes des utilisateurs.
- Un parafoudre de ligne téléphonique (PRC) est recommandé dans les zones sensibles.

4 Canalisations (branchement, courant fort, courant faible)

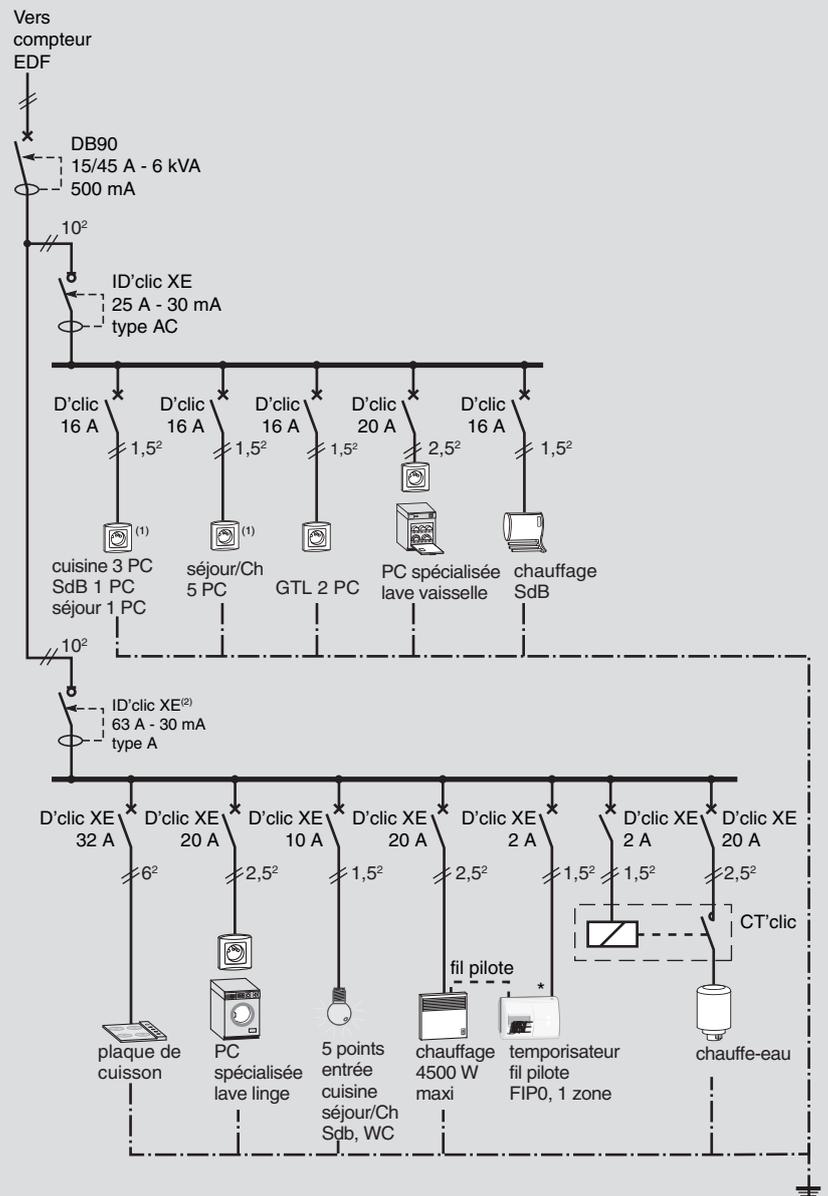
■ Elle se décompose en 3 parties :

- canalisation branchement : arrivée EDF avec couvercle séparé (NF C 14-100),
- canalisation courant fort (puissance),
- canalisation courant faible (communication).

4.2 Appartement $\leq 35 \text{ m}^2$ avec chauffage électrique

Tableau de répartition 2 rangées (26 modules)

- 18 modules utilisés
- réserve obligatoire (20 % de 18 modules) : 4 modules



(*) Si le sectionnement obligatoire du fil pilote est indépendant, le marquage : «Attention fil pilote à sectionner» doit être apposé sur le tableau de répartition ou dans la boîte de connexion du chauffage.

Fig. Q8 : Exemple schéma électrique pour appartement $\leq 35 \text{ m}^2$

Q24

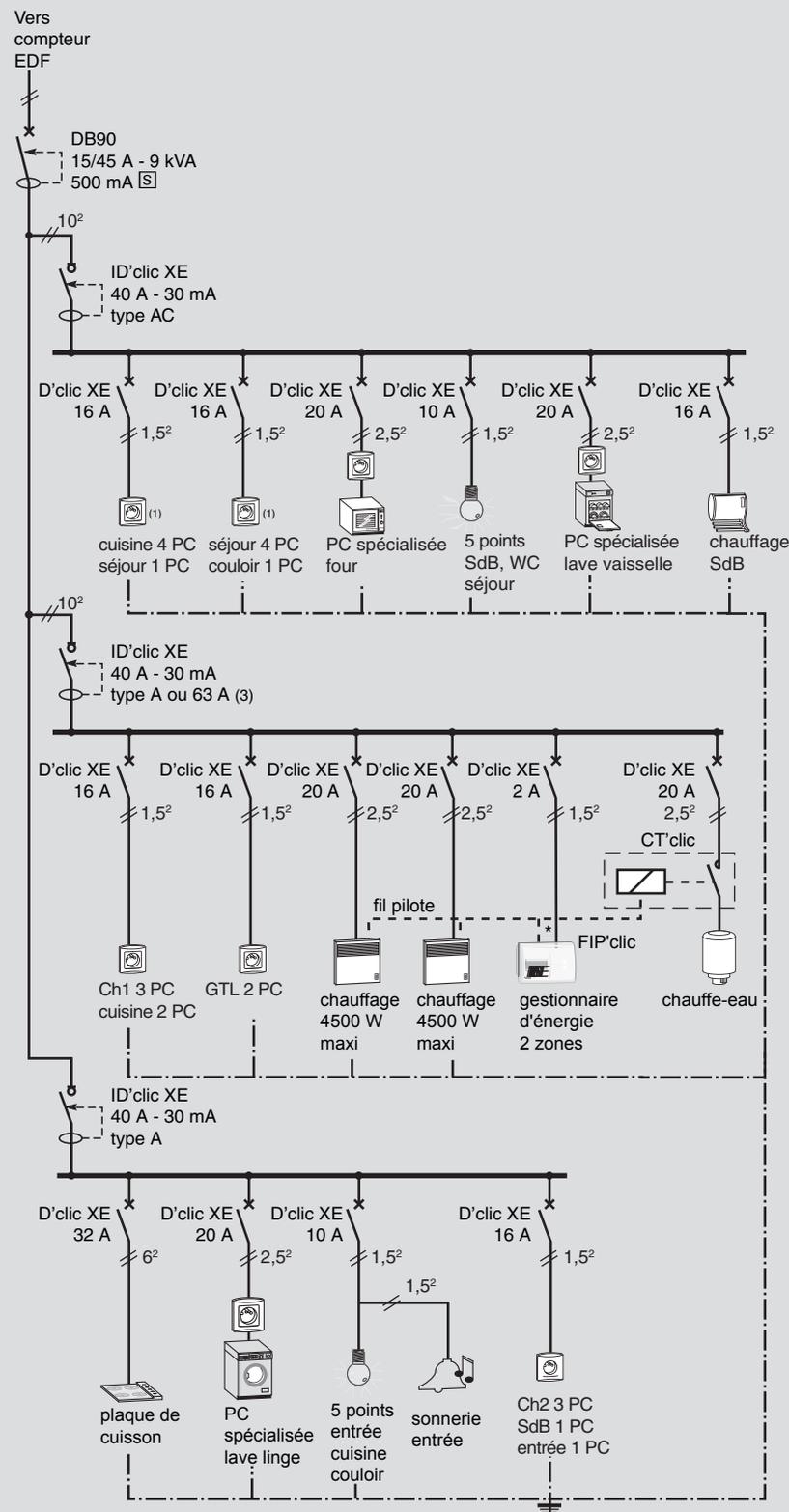
(1) 5 prises maxi si conducteur $1,5 \text{ mm}^2$ = disjoncteur 16 A
 8 prises maxi si conducteur $2,5 \text{ mm}^2$ = disjoncteur 20 A (maxi).
 (2) L'installation d'un interrupteur différentiel de 63 A permet de protéger 2 circuits spécialisés supplémentaires (exemple : chauffe-eau, lave-vaisselle).

4.3 Appartement $\leq 100 \text{ m}^2$ avec chauffage électrique et fil pilote

Tableau de répartition 3 rangées (39 modules)

■ 28 modules utilisés

■ réserve obligatoire (20 % de 28 modules) : 6 modules



(1) 5 prises maxi si conducteur 1,5 mm² = disjoncteur 16 A
8 prises maxi si conducteur 2,5 mm² = disjoncteur 20 A (maxi).

(2) L'installation d'un interrupteur différentiel de 63 A permet de protéger 2 circuits spécialisés supplémentaires (exemple : chauffe-eau, lave-vaisselle).

(3) Si la somme des puissances du chauffage et du chauffe-eau ne dépasse pas 8 kVA.

(*) Si le sectionnement obligatoire du fil pilote est indépendant, le marquage : «Attention fil pilote à sectionner» doit être apposé sur le tableau de répartition ou dans la boîte de connexion du chauffage.

Fig. Q9 : Exemple schéma électrique pour appartement $\leq 100 \text{ m}^2$ avec chauffage électrique et fil pilote

Q25

4.4 Appartement > 100 m² avec chauffage électrique

Tableau de répartition 4 rangées (52 modules)

- 37 modules utilisés
- réserve obligatoire (20 % de 37 modules) : 8 modules

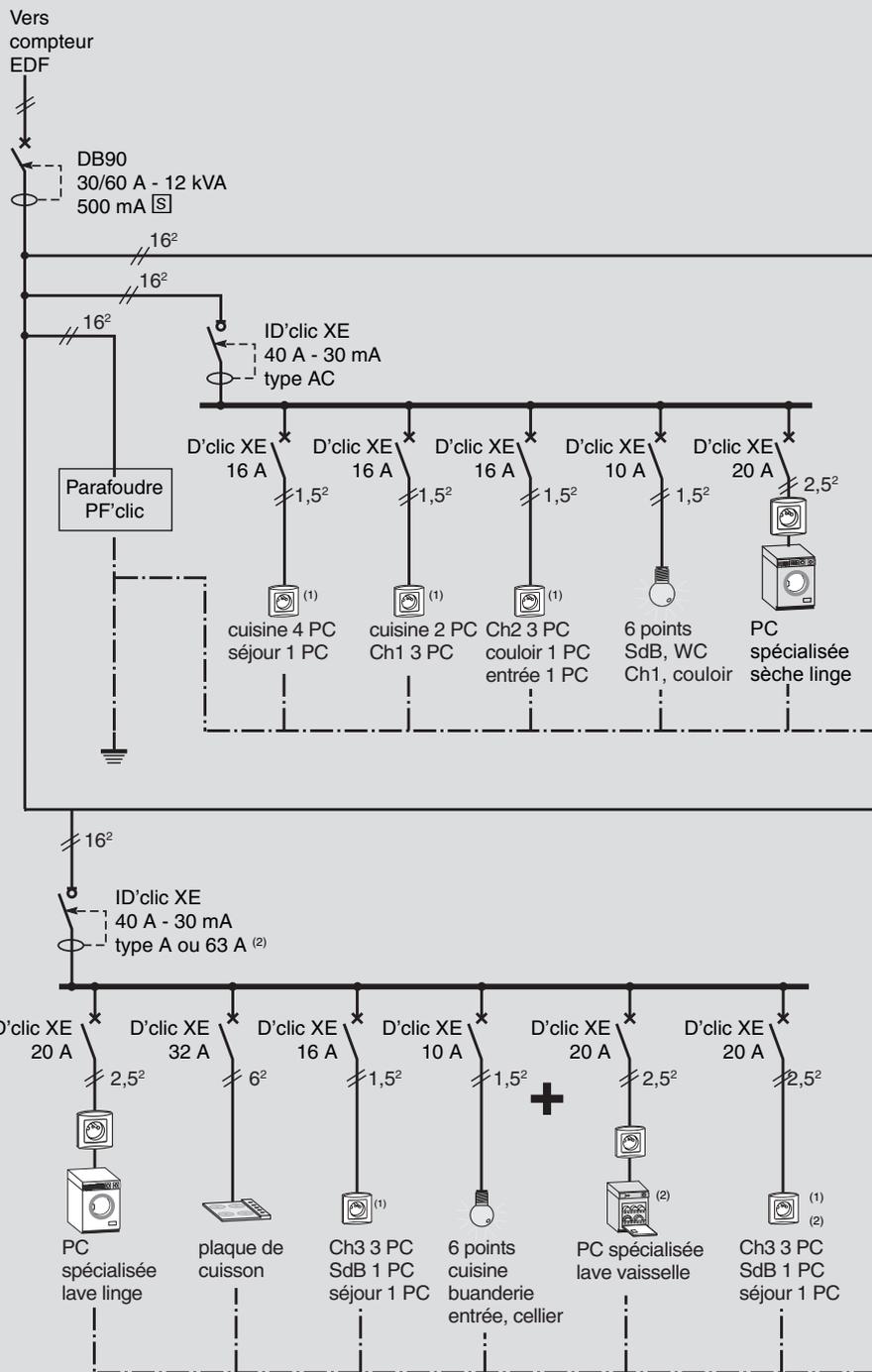
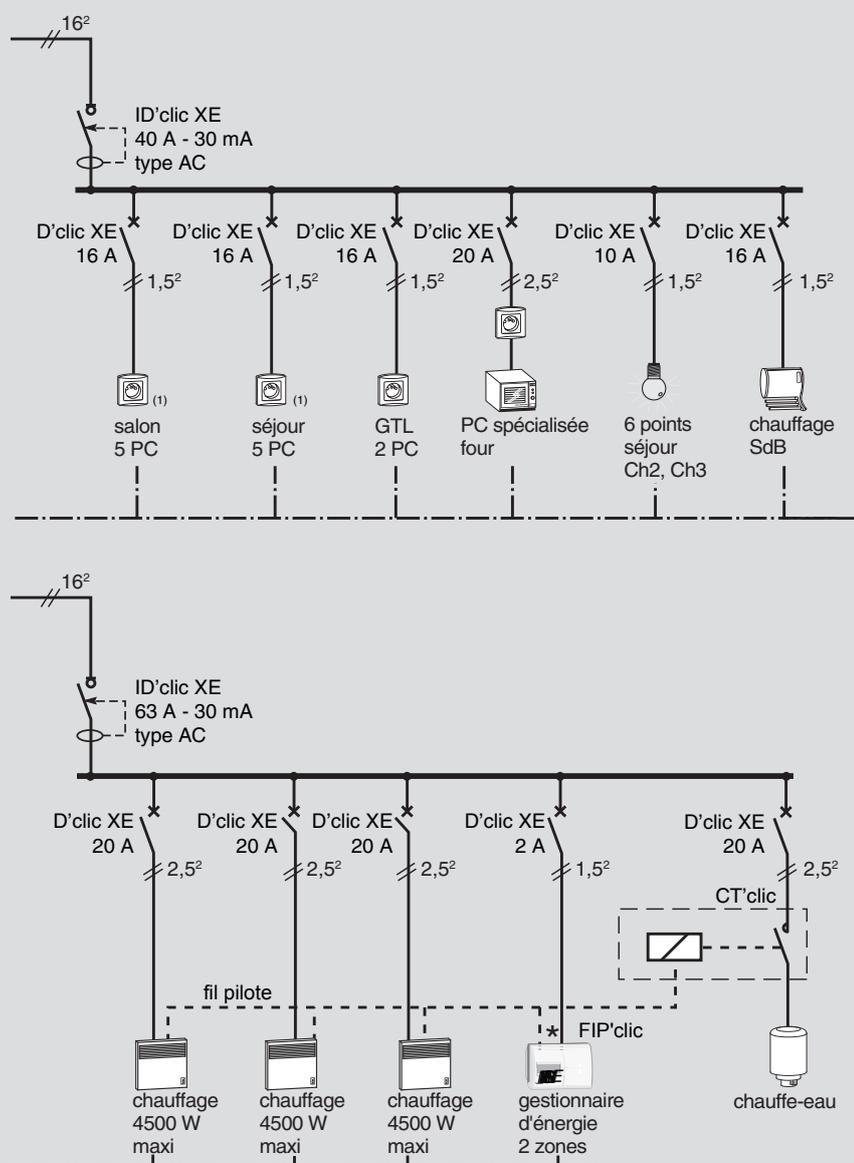


Fig. Q10 : Exemple schéma électrique pour appartement > 100 m² avec chauffage électrique

(1) 5 prises maxi si conducteur 1,5 mm² = disjoncteur 16 A
8 prises maxi si conducteur 2,5 mm² = disjoncteur 20 A (maxi).

(2) Dans le cas où cet interrupteur différentiel de type A est amené à protéger un ou deux circuits spécialisés supplémentaires, le courant assigné doit être égale à 63 A.

4 Exemples de mise en œuvre



(*) Si le sectionnement obligatoire du fil pilote est indépendant, le marquage : «Attention fil pilote à sectionner» doit être apposé sur le tableau de répartition ou dans la boîte de connexion du chauffage.

Q27

4.5 Maison > 145 m² avec chauffage électrique

Tableau de répartition 3 rangées (54 modules)

- 39 modules utilisés
- réserve obligatoire (20 % de 39 modules) : 8 modules

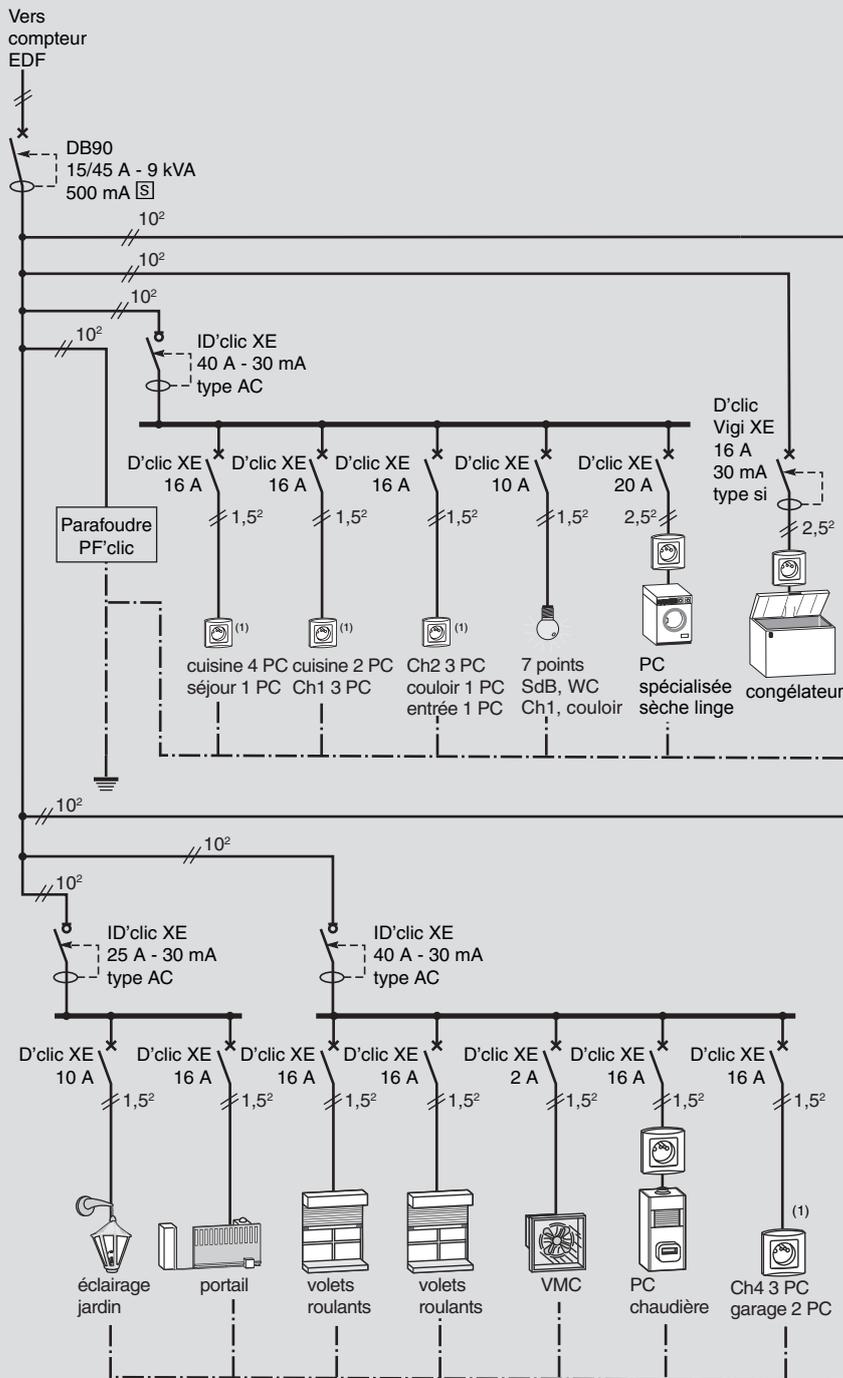
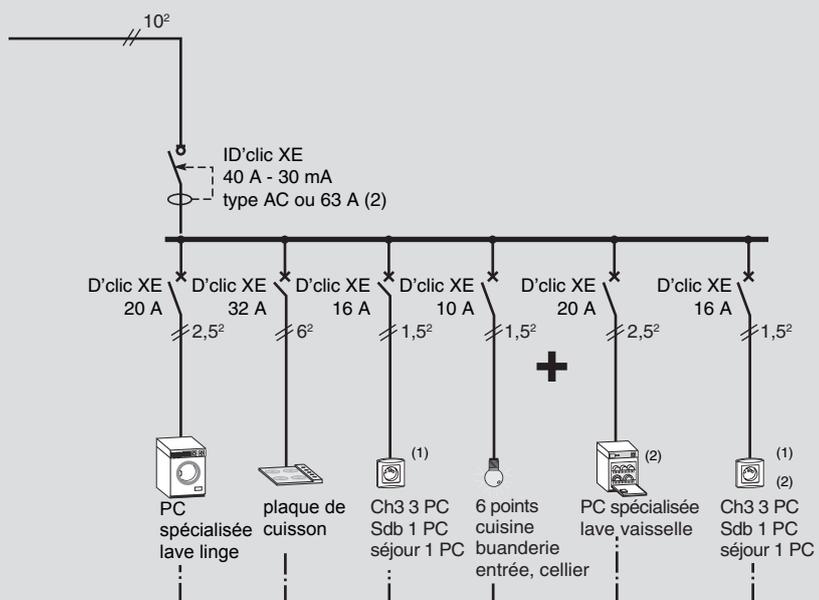
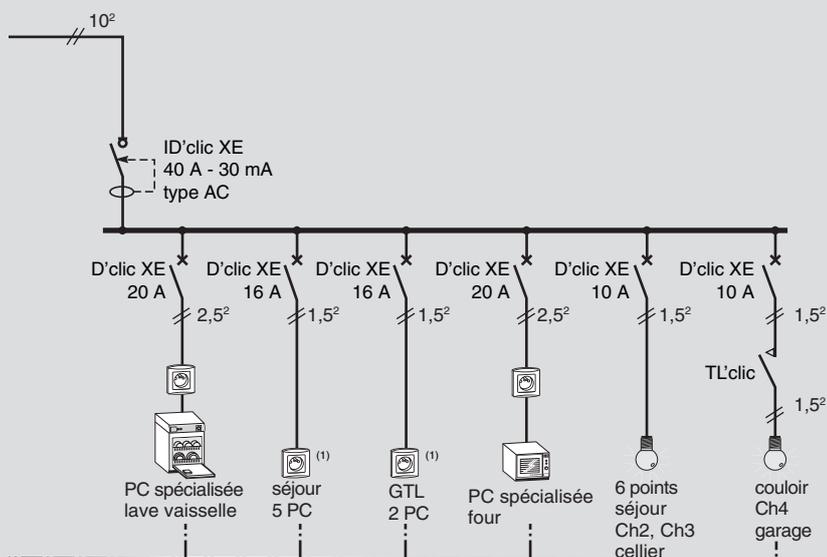


Fig. Q11 : Exemple schéma électrique maison > 145 m² avec chauffage électrique

(1) 5 prises maxi si conducteur 1,5 mm² = disjoncteur 16 A
8 prises maxi si conducteur 2,5 mm² = disjoncteur 20 A (maxi)
(2) Dans le cas où cet interrupteur différentiel de type A est amené à protéger un ou deux circuits spécialisés supplémentaires, son courant assigné doit être égale à 63 A.

4 Exemples de mise en œuvre



Q29

4.6 Système de communication

Distribution séparée :

- téléphone vers les prises RJ45
- télévision vers les prises coaxiales

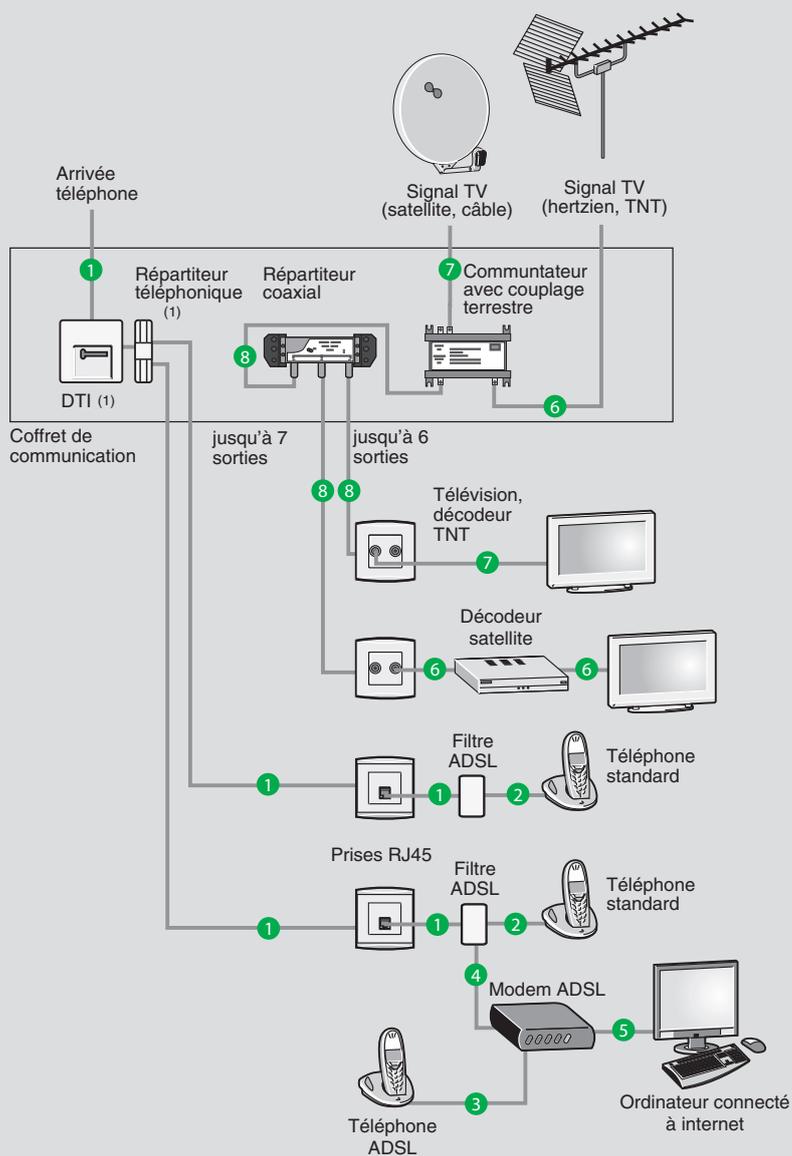
Prises en T interdites

Nos conseils

L'installation peut être protégée par un parafoudre téléphonique PRC' clic.



Fig. P : Exemple d'un coffret Opale de communication



- 1 Signal de l'opérateur
- 2 Signal téléphonique (numéro commençant par 01, 02, 03, 04 ou 05)
- 3 Signal téléphonique IP ou ADSL (numéro commençant par 08)
- 4 Signal ADSL (non traité par le modem)
- 4 Signal ADSL (internet) et réseau informatique
- 6 Signal télévision hertzien
- 7 Signal télévision satellite
- 8 Signal télévision couplé

(1) Inclus pour une installation dans un coffret Opale. Inclu dans le kit de communication PRA91084 pour une installation dans un coffret Pragma. Existe en référence séparée.

4.7 Système de communication

Avec sur chaque prise RJ45 et en permanence, tous les médias (télévision, téléphone et informatique)

- Alvidis automatique est un boîtier de distribution multimédia qui s'installe dans le tableau de communication.
- Alvidis automatique s'appuie sur un réseau de communication en grade 3. C'est à dire que toutes les prises de communication de l'installation sont des prises RJ45 et que les câbles utilisés sont des câbles à paires torsadées de catégorie 6.
- Les prises RJ45 deviennent des prises universelles pouvant distribuer la télévision*, le téléphone, Internet et le réseau informatique.
- Alvidis automatique distribue tous les médias (télévision*, le téléphone, Internet et réseau informatique) vers toutes les prises RJ45 de l'habitation.
- Il suffit de connecter le téléphone, la télévision ou l'ordinateur sur n'importe quelle prise RJ45 et Alvidis automatique envoie instantanément le bon signal.

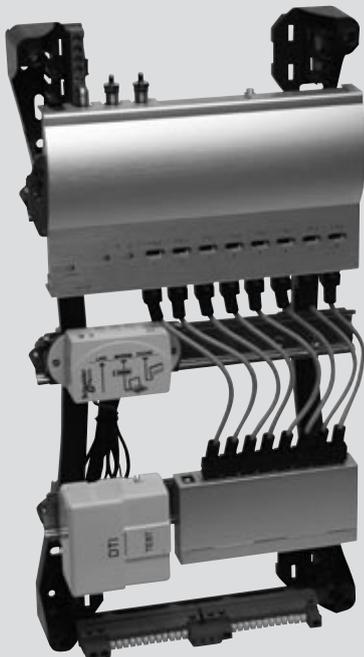
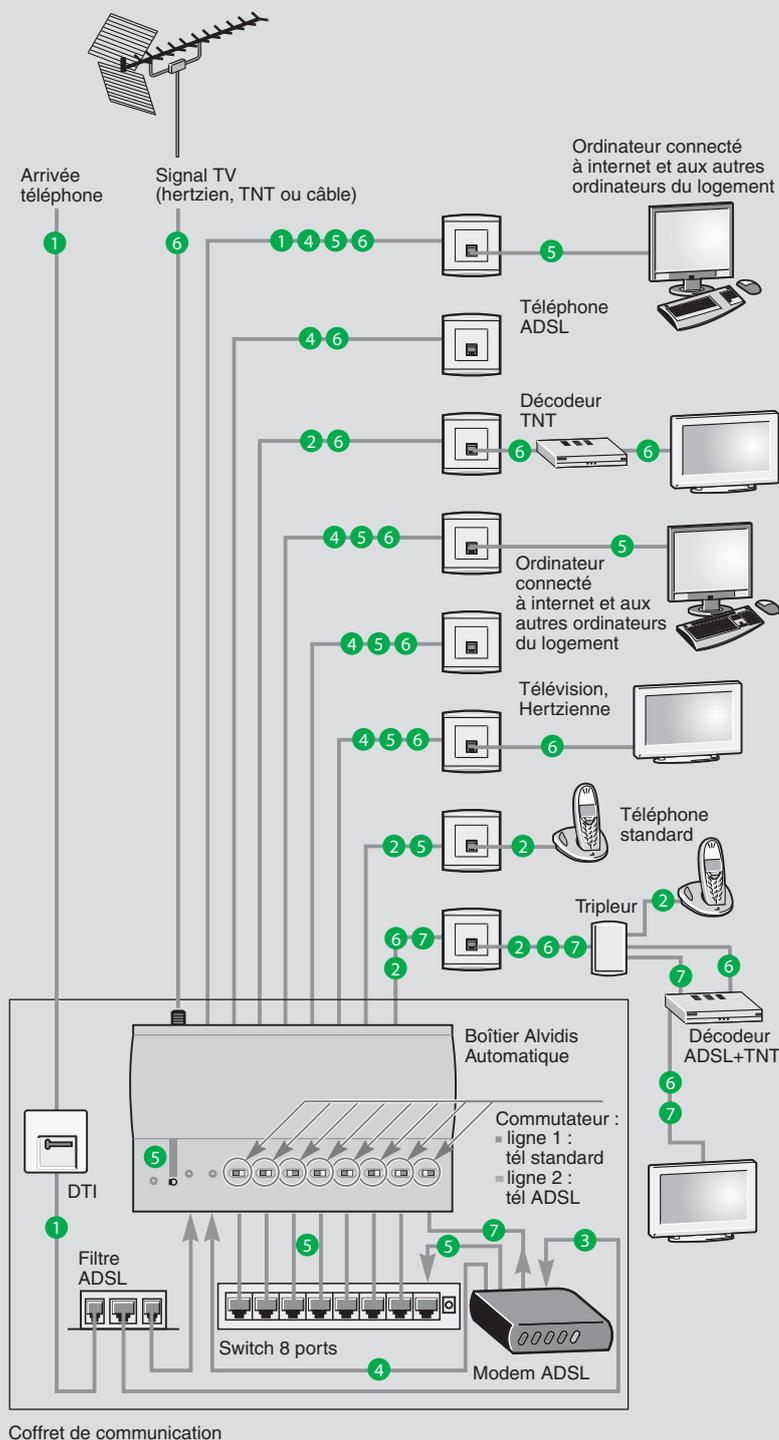


Fig. P : Alvidis automatique



- 1 Signal de l'opérateur
- 2 Signal téléphonique filtré (numéro commençant par 01, 02, 03, 04 ou 05)
- 3 Signal ADSL
- 4 Signal téléphonique IP ou ADSL (numéro commençant par 08 ou 09)
- 5 Réseau informatique (accès internet partagé)
- 6 Signal télévision Hertzienne
- 7 Signal télévision ADSL

* Télévision hertzienne, TNT ou câble sauf satellite

Coffret de communication

Q31

Chapitre R

Recommandations pour l'amélioration de la CEM

Sommaire

1	La distribution BT	R2
	1.1 Terminologie et définitions	R2
	1.2 La protection des personnes et la CEM	R2
	1.3 Les schémas de liaisons à la terre (SLT) et la CEM	R3
	1.4 Distribution BT avec des équipements sensibles	R4
2	Réseaux de mise à la terre et CEM	R5
	2.1 Un ou plusieurs réseaux de mise à la terre	R5
3	Mise en œuvre	R7
	3.1 Equipotentialité intra et inter-bâtiments	R7
	3.2 Amélioration de l'équipotentialité	R8
	3.3 Ségrégation des câblages	R9
	3.4 Planchers surélevés	R10
	3.5 Cheminements des câbles	R11
	3.6 Mise en œuvre des câbles blindés	R14
	3.7 Réseaux de communication	R14
	3.8 Mise en œuvre des parafoudres	R15
	3.9 Câblage des armoires	R18
	3.10 Références normatives	R18
4	Mécanismes de couplage et mesures correctives	R19
	4.1 Généralités	R19
	4.2 Couplage par impédance commune	R20
	4.3 Couplage capacitif	R21
	4.4 Couplage inductif	R22
5	Recommandations de câblage	R25
	5.1 Classification des signaux	R25
	5.2 Conseils de câblage	R25

Nota :

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

Ce chapitre traite de la mise à la terre et de la mise en équipotentialité fonctionnelle des appareils de technologies de l'information et des autres appareils similaires nécessitant des interconnexions, à des fins de traitement correct des signaux.

1.1 Terminologie et définitions

Les termes suivants sont définis plus spécialement pour la lecture de ce chapitre :

■ **installation de mise à la terre** : (VEI 826-13-04)

ensemble des liaisons électriques et dispositifs mis en œuvre dans la mise à la terre d'un réseau, d'une installation ou d'un matériel.

■ **réseau de terre** : (VEI 712-04-57)

ensemble de conducteurs enterrés ou placés sur le sol pour améliorer la conductivité de celui-ci.

■ **réseau de mise à la terre ou réseau de mise à la masse** :

ensemble des liaisons électriques (non enterrées) et dispositifs mis en œuvre dans la mise à la terre d'un réseau, d'une installation ou d'un matériel.

Ce terme désigne l'installation de mise à la terre moins le réseau de terre.

■ **équipotentialité** : (VEI 826-13-18)

état de parties conductrices ayant un potentiel électrique sensiblement égal

■ **réseau équipotentiel /de protection /fonctionnel** : (VEI 826-13-30/31/32)

Interconnexion de parties conductrices, permettant d'assurer une liaison équipotentielle /de protection /fonctionnelle entre ces parties

■ **réseau commun de liaison équipotentielle (CBN)** : (VEI 826-13-33)

réseau équipotentiel assurant à la fois une liaison équipotentielle de protection et une liaison équipotentielle fonctionnelle

■ **liaison équipotentielle fonctionnelle** : (VEI 826-13-21)

liaison équipotentielle réalisée à des fins fonctionnelles autres que la sécurité

■ **conducteur parallèle d'accompagnement (PEC) ou câble d'accompagnement de masse** :

conducteur de protection parallèle aux écrans du câble de transmission des signaux et/ou des données afin de limiter le courant s'écoulant dans les écrans.

■ **masse** (dans une installation) ou **partie conductrice accessible** : (VEI 195-06-10)

partie conductrice d'un matériel, susceptible d'être touchée, et qui n'est pas normalement sous tension, mais peut le devenir lorsque l'isolation principale est défaillante

■ **élément conducteur étranger** : (VEI 826-12-11)

partie conductrice ne faisant pas partie de l'installation électrique et susceptible d'introduire un potentiel électrique, généralement celui d'une terre locale

L' huisserie métallique d'une fenêtre, la structure métallique d'un bâtiment est un élément conducteur étranger.

■ les termes suivants ont été définis dans le chapitre E au paragraphe 1.1 :

□ prise de terre,

□ terre,

□ prises de terre électriquement distinctes,

□ résistance de terre,

□ conducteur de terre,

□ conducteur d'équipotentialité,

Note : le conducteur d'équipotentialité n'est défini que pour la protection.

□ borne principale,

□ liaison équipotentielle principale (LEP).

1.2 La protection des personnes et la CEM

La protection des personnes et la CEM utilisent les mêmes moyens : l'équipotentialité de l'installation de mise à la terre (voir aussi le chapitre E paragraphe 1.1).

■ La protection des personnes

La sécurité est assurée par la limitation de la tension de contact : l'installation de mise à la terre doit assurer cette équipotentialité. Quand elle n'est plus garantie (cas d'un défaut d'isolement), les schémas des liaisons à la terre (SLT) permettent de gérer, d'éliminer le défaut dangereux et de garantir à nouveau la sécurité des personnes. Les liaisons à la terre (conducteur de protection PE et les liaisons équipotentielles) sont définies pour supporter les courants de défauts.

La protection des personnes (contre les contacts indirects) est traitée au chapitre E.

Note : l'équipotentialité est réalisée pour la fréquence du réseau d'alimentation (50 Hz /60 Hz).

1 La distribution BT

■ La CEM

L'installation de mise à la terre est conçue pour assurer fonctionnellement l'équipotentialité. Celle-ci permet de garantir :

- une référence de potentiel pour une transmission fiable et de haute qualité des signaux,
- un « effet » d'écran.

Cette équipotentialité est obtenue grâce à une impédance à la masse faible et adaptée permettant de dévier les courants HF (et éventuellement les courants de défaut électrique) sans traverser les appareils ou systèmes électroniques.

Note 1 : l'équipotentialité doit être réalisée pour des fréquences BF et HF (> 1 MHz).

Note 2 : le fait de rajouter des liaisons équipotentielles fonctionnelles pour des fins CEM renforce la sécurité de l'installation électrique (mais néanmoins bien appliquer la Note 3).

Note 3 : les fonctions de protection et de CEM de l'installation de mise à terre étant « confondues », il est obligatoire de vérifier que les liaisons équipotentielles fonctionnelles ne deviennent pas de facto une liaison équipotentielle de protection, car elles ne sont pas conçues pour cela.

2 exemples pour étayer cette obligation :

- la structure métallique d'un local peut être mise à la terre (ou non) par une liaison équipotentielle fonctionnelle. Si cette liaison sert de cheminement de câbles pour des raisons CEM, cette liaison équipotentielle fonctionnelle devient une liaison équipotentielle de protection.
- 2 bâtiments ont des installations de mise à la terre séparée. L'interconnexion filaire par câbles blindés entre deux équipements communicants de chaque bâtiment transforme le blindage (liaison équipotentielle fonctionnelle) en conducteur de protection (liaison équipotentielle de protection) si des mesures d'accompagnement de cette liaison ne sont pas mises en place (voir paragraphe 3.1).

Le schéma TN-S pose le moins de problèmes CEM pour les installations comportant des systèmes de technologie de l'information (télécoms entres autres).

1.3 Les schémas de liaisons à la terre (SLT) et la CEM

Le choix du schéma de liaisons à la terre permet d'assurer la sécurité des personnes et des biens. Le comportement des différents schémas d'un point de vue CEM est à prendre en compte. La **Figure R1** suivante synthétise leurs caractéristiques principales.

La normalisation européenne (voir NF EN 50174-2 et NF EN 50310) recommande le schéma de liaison à la terre TN-S.

	TT	TN-S	IT	TN-C
Sécurité des personnes	Bonne DDR obligatoire	Bonne La continuité du conducteur PE doit être assurée sur toute l'installation		
Sécurité des biens	Bonne Courant de défaut moyen < quelques dizaines d'ampères	Mauvaise Courant de défaut fort de l'ordre du kA	Bonne Courant de 1er défaut faible < quelques dizaines de mA, mais fort au 2ème défaut	Mauvaise Courant de défaut fort de l'ordre du kA
Disponibilité de l'énergie	Bonne	Bonne	Très bonne	Bonne
Comportement CEM	Bon - Risque de surtensions - Problème d'équipotentialité - Nécessite de gérer les appareils à courant de fuite élevé	Très bon - Peu de problème d'équipotentialité - Nécessite de gérer les appareils à courant de fuite élevé - Courants de défaut élevés (perturbations transitoires)	Mauvais (à éviter) - Risques de surtensions - Filtres et parafoudres de mode commun doivent supporter la tension composée - DDR (disjoncteurs différentiels, etc.) sensibilisés si présence de condensateurs de mode commun - Schéma TN au 2ème défaut	Mauvais (à proscrire) - Neutre et PE confondus - Circulation de courants perturbateurs dans les masses (rayonnement champ magnétique important) - Courants de défaut élevés (perturbations transitoires)

Fig. R1 : Principales caractéristiques des schémas des liaisons à la terre (SLT)

R3

1.4 Distribution BT avec des équipements sensibles

Lorsqu'une installation comporte des systèmes de forte puissance (moteurs, climatisation, ascenseur, électronique de puissance, etc.), c'est à dire des équipements pouvant polluer des équipements sensibles, il est conseillé d'avoir un ou plusieurs transformateurs dédiés à ces systèmes. La distribution électrique doit se faire en étoile et tous les départs doivent se faire à partir du TGBT. Les systèmes électroniques (contrôle/commande, régulation, mesures, etc.) doivent être alimentés par un transformateur dédié et en schéma TN-S. La **Figure R2** illustre ces propos.

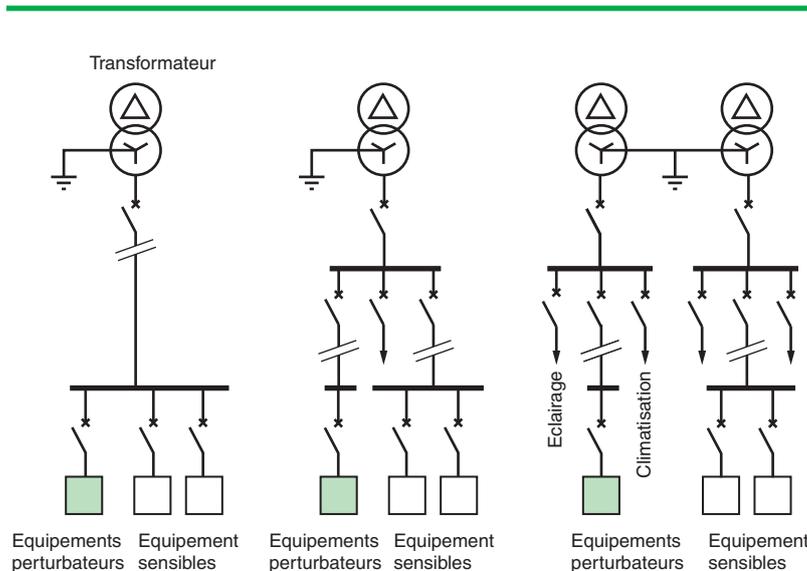


Fig. R2 : Recommandations pour séparer les équipements perturbateurs

2 Réseaux de mise à la terre et CEM

Pour réaliser la CEM des appareils de technologies de l'information et des autres appareils similaires nécessitant des interconnexions, les différents types de schémas de réseau de mise à la terre nécessitent que des conditions spécifiques soient respectées. Ces conditions spécifiques ne sont pas toujours remplies dans une installation. Ainsi, les directives données dans ce paragraphe sont destinées à ce type d'installation.

Pour les installations spécifiques (salles informatiques, etc.) ou industrielles, un réseau commun de liaison équipotentielle (CBN) peut être envisagé afin de garantir les meilleures performances CEM, en prenant en compte les éléments suivants :

- les systèmes numériques et de nouvelles technologies,
- la conformité aux prescriptions CEM⁽¹⁾ (émission et immunité),
- la multiplicité des applications électriques,
- un niveau élevé de sécurité, de sécurité des systèmes et de fiabilité et/ou de disponibilité.

2.1 Un ou plusieurs réseaux de mise à la terre

Toutefois, pour les locaux résidentiels où l'utilisation d'appareils électriques est limitée, un réseau de mise à la terre isolé, ou de préférence un réseau maillé de mise à la terre isolé, peut être envisagé.

Il est reconnu que le concept de prises de terre indépendantes et dédiées, chacune servant un réseau de mise à la terre séparé, est une mauvaise conception qui n'est pas acceptable dans le cadre des performances CEM. Dans certains pays, les codes nationaux interdisent une telle pratique.

Il n'est pas recommandé pour obtenir la CEM, même en utilisant une prise de terre unique (cf. **Fig. R3** et **Fig. R4**), d'installer deux réseaux de mise à la terre séparés :

- un réseau de mise à la terre « propre » pour les dispositifs électroniques,
- un réseau de mise à la terre « bruyant » pour l'énergie.

En cas de coup de foudre, le courant de foudre et les courants de suite circuleront dans le circuit dédié du paratonnerre et de sa prise de terre. Par couplage ou par rayonnement, ce courant induit des tensions transitoires, en particulier sur le réseau de mise à la terre « propre », provoquant des défaillances ou endommageant l'installation. Si l'installation et la maintenance sont adaptées, cette conception peut s'avérer sûre (à basses fréquences), mais elle ne convient généralement pas à la CEM (à fréquences élevées).

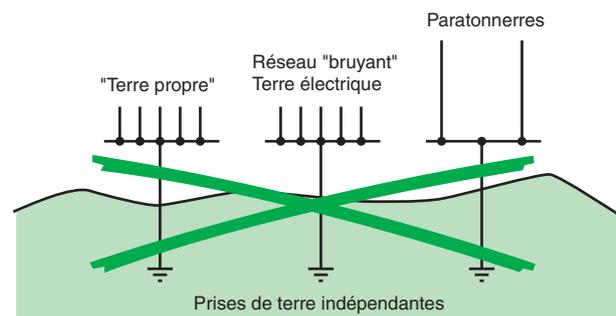


Fig. R3 : Prises de terre indépendantes (généralement non adaptées à la sécurité et à la CEM)

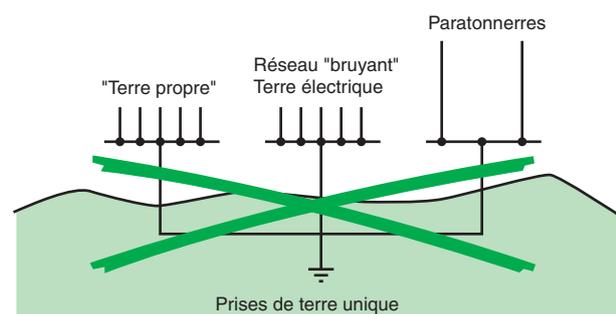


Fig. R4 : Prise de terre unique

(1) En Europe, les exigences essentielles de CEM sont formulées dans la Directive 2004/108/CE, lesquelles renvoient aux normes harmonisées correspondantes.

2.2 Configuration recommandée pour l'installation de mise à la terre

La configuration recommandée pour l'installation de mise à la terre consiste en un réseau bi- ou tridimensionnel (cf. **Fig. R5**). C'est l'approche recommandée dans le cas général, pour la sécurité et la CEM. Cette recommandation n'exclut pas d'autres configurations particulières, ayant fait leurs preuves et faisant l'objet d'une maintenance appropriée.

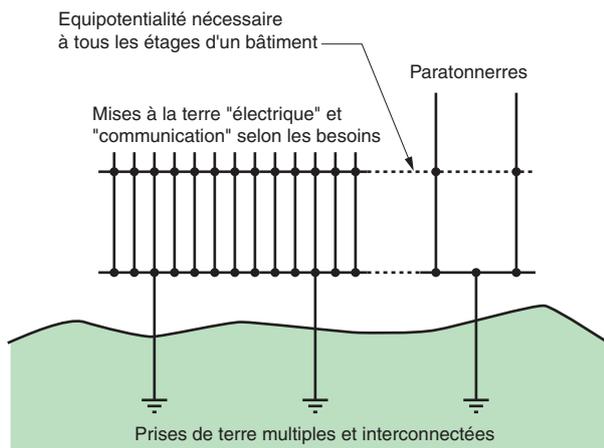


Fig. R5 : Prises de terre multiples et interconnectées

Dans un immeuble à plusieurs étages, il convient que chaque étage ait son propre réseau de mise à la terre (généralement un réseau maillé), et que tous ces réseaux soient interconnectés et raccordés à la prise de terre. L'interconnexion entre les réseaux de mise à la terre de deux étages doit être redondante (réalisée au minimum par deux liaisons) afin de garantir qu'en cas de rupture accidentelle d'une liaison aucune partie du système de réseaux de mise à la terre ne soit isolée.

En pratique, plus de deux liaisons sont connectées pour obtenir une meilleure symétrie pour la circulation du courant, afin de minimiser les différences de tension et de diminuer l'impédance globale entre les différents étages.

Ces chemins multiples et parallèles ont des fréquences de résonance différentes. Ainsi, si, pour un chemin donné, il existe un chemin dont l'impédance est élevée, ce chemin est certainement shunté par un autre n'ayant pas la même fréquence de résonance. Globalement, sur un large spectre de fréquences (dizaines de Hz/dizaines de MHz), une multitude de chemins permet d'obtenir un système à faible impédance (cf. **Fig. R6**).

Il convient que chaque pièce du bâtiment soit dotée de liaisons équipotentielles pour réaliser l'équipotentialité des appareils des systèmes informatiques ou de communication, des chemins de câbles, des canalisations électriques préfabriquées, etc. L'équipotentialité de l'installation de mise à la terre peut être renforcée par la mise à la terre des tuyaux métalliques, des gouttières, des supports, des châssis, des structures, etc. Dans certains cas particuliers, tels que les salles de contrôle ou les salles informatiques, ayant un plancher surélevé, un plan de masse ou des bandes de mise à la terre peuvent être utilisés pour améliorer la mise à la terre des appareils sensibles et protéger les câbles d'interconnexion.

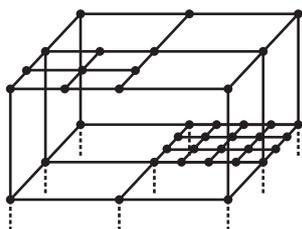


Fig. R6 : Chaque étage possède une grille ; les grilles sont reliées entre elles en plusieurs points entre les étages, et certaines grilles du sol sont renforcées selon les besoins dans certaines zones.

La seule méthode économique pour diviser les courants dans une installation de mise à la terre et maintenir des caractéristiques satisfaisantes d'équipotentialité, est d'interconnecter les réseaux de terre.

Dans un même bâtiment, les réseaux de terre distincts (« terre électronique, terre informatique, terre télécom », etc.) doivent être interconnectés de manière à former un réseau équipotentiel de terre unique.

3.1 Equipotentialité intra et inter-bâtiments

Rappel

Les buts fondamentaux de la mise à la terre et de la mise au potentiel sont :

- la sécurité avec limitation de la tension de toucher et le chemin de retour des courants de défaut,
- la CEM par référence de potentiel et égalisation des tensions, l'effet d'écran.

Les courants vagabonds se propagent inévitablement dans un réseau de terre. Il est impossible de supprimer toutes les sources de perturbations d'un site. Les boucles de masse sont aussi inévitables. Quand un champ magnétique rayonne dans un site, un champ produit par un coup de foudre par exemple, il induit des différences de potentiel dans les boucles formées par les différents conducteurs et, de ce fait, des courants peuvent circuler dans l'installation de mise à la terre. Ainsi le réseau de terre interne au bâtiment est directement influencé par les mesures correctives prises à l'extérieur du bâtiment.

Tant que les courants circulent dans l'installation de mise à la terre et non dans les circuits électroniques, ils ne sont pas perturbateurs. Cependant, quand les réseaux de terre ne sont pas équipotentiels, quand ils sont connectés en étoile à la borne de terre par exemple, les courants parasites HF circuleront partout notamment dans les câbles de signaux. Les équipements peuvent alors être perturbés, voire même détruits.

Liaisons équipotentielle fonctionnelles ou de protection

La seule méthode économique pour diviser les courants dans une installation de mise à la terre et maintenir des caractéristiques satisfaisantes d'équipotentialité, est de relier les réseaux de terre. Interconnecter les réseaux de terre contribue à rendre équipotentielle l'installation de mise à la terre mais sans être un substitut aux conducteurs de protection. Afin de satisfaire aux exigences légales en matière de sécurité des personnes, chaque équipement doit être connecté obligatoirement à la borne de terre par un conducteur de protection (PE) identifié et de section suffisante. De plus, à l'exception possible des immeubles à structure en acier, de multiples conducteurs de descente de paratonnerre ou le réseau de protection contre la foudre doivent être directement tirés jusqu'à la prise de terre.

La différence fondamentale entre un conducteur de protection (PE) et un conducteur de descente de paratonnerre est que le premier conduit un courant (de défaut) interne à l'installation électrique BT au point neutre du transformateur MT/BT (schémas TT et TN), tandis que le second écoule un courant externe (de l'extérieur du site) jusqu'à la prise de terre.

Interconnexion des masses

Dans un bâtiment, il est recommandé de connecter un réseau de terre à toutes les structures conductrices accessibles : poutres métalliques et huisseries de portes, tuyauteries, etc. Il est généralement suffisant de connecter les goulottes métalliques, tablettes et linteaux métalliques, tubes métalliques, conduits de ventilation, etc. en autant de points que possible. Dans les endroits où il y a une forte concentration d'équipements, quand la taille de la maille du réseau équipotentiel est supérieure à 4 mètres, il convient d'ajouter une liaison équipotentielle. La section et le type de conducteur utilisés ne sont pas critiques.

Il est impératif d'interconnecter les réseaux de terre de bâtiments ayant des liaisons câblées communes. Il est recommandé de réaliser cette interconnexion par de multiples liaisons équipotentielle entre les masses des équipements et par l'intermédiaire de liaisons entre toutes les structures métalliques internes aux bâtiments ou reliant les bâtiments (sous condition qu'elles soient non interrompues).

Ce réseau de terre doit être aussi maillé que possible. Si le réseau de terre est équipotentiel, les différences de potentiel entre équipements communicants deviennent faibles, et bon nombre de problèmes de CEM disparaissent. En cas de défauts d'isolement ou de chocs de foudre, les différences de potentiel sont aussi moins importantes.

Si l'équipotentialité entre bâtiments ne peut être garantie ou si les bâtiments sont éloignés de plus d'une dizaine de mètres, il est très fortement recommandé de réaliser les liaisons de communication par fibre optique et de réaliser des isolements galvaniques pour les systèmes de mesures et de communication. Cela devient obligatoire si le réseau d'alimentation électrique est en schéma IT ou TN-C.

3.2 Amélioration de l'équipotentialité

Réseaux de mise au même potentiel

Bien que le réseau de mise au même potentiel idéal soit une tôle ou une grille à mailles fines, l'expérience montre que pour la majorité des perturbations, une maille d'environ 3 mètres de côté est suffisante. Cela forme un réseau de masse maillé.

Des exemples de différents réseaux de mise au même potentiel sont montrés sur la **Figure R7**. La structure minimale recommandée est composée d'un conducteur (bande ou câble de cuivre par exemple) entourant la pièce.

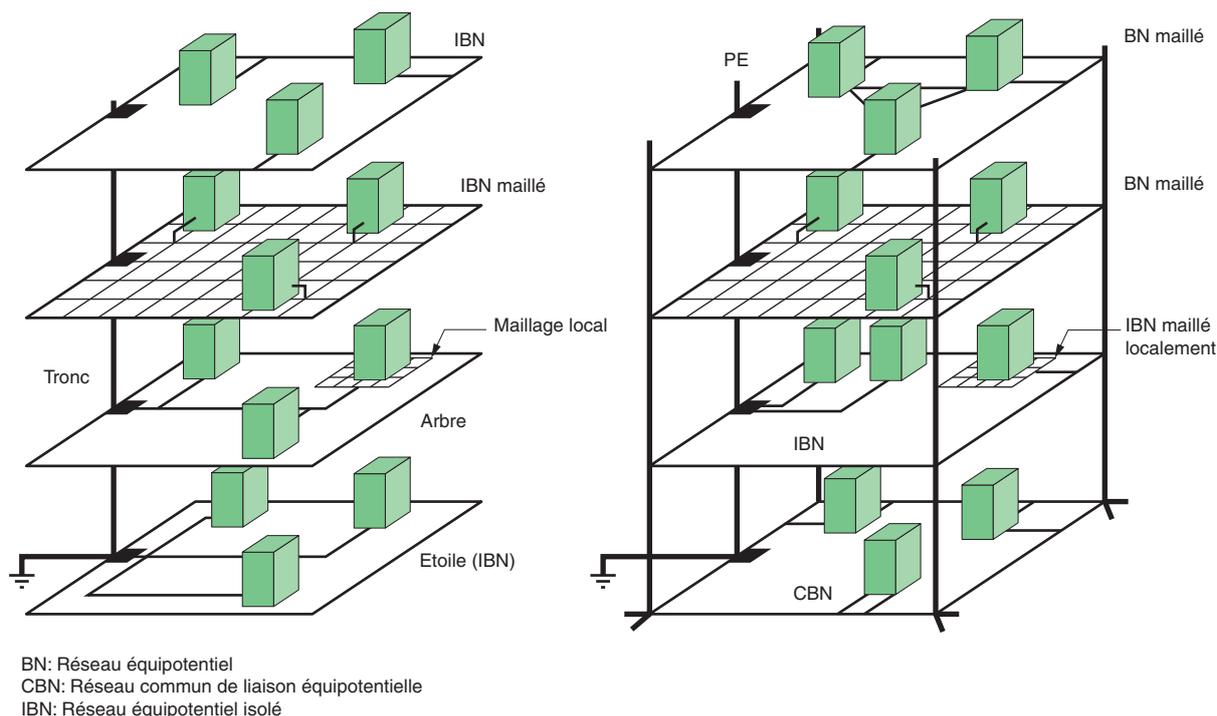


Fig. R7 : Exemple de réseaux de mise au même potentiel

La longueur des liaisons entre un élément de la structure et le réseau équipotentiel ne doit pas excéder 50 cm. Si cela ne peut être le cas, une liaison supplémentaire sera ajoutée en parallèle à la première et à une distance comprise entre 10 et 50 cm.

Il convient que la liaison à la barre de terre de l'armoire électrique d'un ensemble d'équipements au réseau équipotentiel (voir ci-dessous) soit réalisée avec une inductance de moins de 1 μ Henry (0,5 μ H, si possible). Par exemple, il est possible d'utiliser un conducteur unique de 50 cm, ou deux conducteurs en parallèle de 1 mètre (pas trop près l'un de l'autre - à au moins 50 cm - afin de minimiser la mutuelle inductance entre les deux conducteurs).

Dans la mesure du possible le raccordement au réseau équipotentiel se fera à une intersection afin de diviser les courants HF par quatre sans rallonger la connexion. La section des liaisons équipotentielle n'est pas importante bien qu'une section plate soit préférable : il est bon que la liaison soit aussi courte que possible.

3 Mise en œuvre

Conducteur de Terre Parallèle (PEC)

Le but d'un conducteur de terre parallèle est de réduire le courant de mode commun parcourant les liaisons qui véhiculent aussi le signal de mode différentiel (impédance commune et surface de boucle sont réduites).

Le dimensionnement du conducteur de terre parallèle est fonction du niveau maximal de courant qu'il est censé véhiculer en cas de protection, en particulier s'il est utilisé comme conducteur de protection en cas de coup de foudre ou de défaut d'isolement de forte intensité (schéma TN). Lorsqu'un écran de câble est utilisé comme un conducteur de terre parallèle, il n'est pas conçu pour admettre ces forts courants; la première approche est de router le câble le long d'éléments métalliques de construction, ou de conduits, qui alors se comportent comme d'autres conducteurs de terre parallèles pour la totalité du câble. Une autre possibilité est de router le câble blindé contre un conducteur de terre parallèle de forte section, le câble blindé et le conducteur de terre parallèle étant connectés aux deux extrémités à la terre locale de l'équipement ou de l'appareil.

En cas de très grandes distances, il est recommandé de prévoir pour le conducteur de terre parallèle des connexions supplémentaires au réseau de terre, à des intervalles irréguliers entre les appareils. Ces connexions supplémentaires forment un chemin de retour plus court pour les courants perturbateurs qui traversent le conducteur de terre parallèle. Pour les conduits en forme de U, blindages et tubes, il convient que les connexions additionnelles de terre soient réalisées à l'extérieur, afin de maintenir la séparation avec l'intérieur (effet « d'écran »).

Conducteurs de mise au même potentiel

Pour réaliser les conducteurs de mise au même potentiel, les conducteurs appropriés peuvent être des bandes métalliques, des tresses plates ou des câbles ronds. Pour les systèmes à hautes fréquences, les bandes métalliques ou les tresses plates sont préférables (à cause de l'effet de peau). Pour les hautes fréquences, un conducteur rond possède une impédance supérieure à celle d'un conducteur plat de même section transversale. Dans la mesure du possible, on conservera un rapport longueur / largeur ≤ 5 .

3.3 Ségrégation des câblages

La séparation physique des câblages courants forts et courants faibles est très importante d'un point de vue CEM surtout si les câbles bas niveaux sont non blindés ou avec blindages non reliés à la masse. La sensibilité d'un équipement électronique est en grande partie liée à son câblage associé.

Si aucune ségrégation n'est pratiquée (câbles de nature différentes dans des chemins câbles distincts, distance entre les câbles courant fort / courant faible, nature des chemins de câbles, etc) le couplage électromagnétique est maximum. Dans ces conditions les équipements électroniques sont sensibles aux perturbations CEM véhiculées par les câbles pollués.

L'utilisation de canalisations préfabriquées du type Canalis ou gaines à barres pour les plus fortes puissances est fortement conseillée. Le niveau de champ magnétique rayonné par ce type de canalisation est 10 à 20 fois inférieur à celui d'un câble ou de conducteurs électriques classiques.

Les recommandations des paragraphes « Cheminement des câbles » et « Recommandations de câblage » sont à prendre en considération.

3.4 Planchers surélevés

Le maillage des planchers participe à l'équipotentialité de la zone et par conséquent à la répartition et dilution des courants perturbateurs BF.

L'effet de blindage d'un plancher surélevé est directement lié à son équipotentialité. Si le contact entre les dalles n'est pas assuré (dalles avec joints en caoutchouc antistatique) ou si le contact entre les cornières de supports n'est pas garanti (pollution, corrosion, moisissure, etc., ou pas de cornière du tout), il est nécessaire d'ajouter une grille d'équipotentialité. Dans ce cas, il suffit d'assurer de bonnes connexions électriques entre les chandelles métalliques. Des petites agrafes à ressort sont disponibles sur le marché et peuvent être utilisées pour raccorder les chandelles à la grille d'équipotentialité. La solution idéale est de raccorder chaque chandelle, mais il est souvent suffisant de ne raccorder qu'une chandelle sur deux dans chaque direction. Une grille de largeur de maille de 1,5 à 2 m convient dans la majorité des cas. La section de cuivre recommandée est de 10 mm² ou plus. En général, de la tresse plate est utilisée. Afin de minimiser les effets de la corrosion, il est recommandé d'utiliser du cuivre étamé (cf. Fig. R8).

Les dalles perforées se comportent comme les dalles pleines lorsqu'elles sont réalisées en acier alvéolé.

Une maintenance préventive des dalles est nécessaire environ tous les 5 ans (dépend du type de dalle et de l'environnement climatique, humidité, poussières, corrosion). Les joints antistatiques en caoutchouc ou polymères sont à entretenir ainsi que les surfaces de portée des dalles (nettoyage avec un produit adapté).

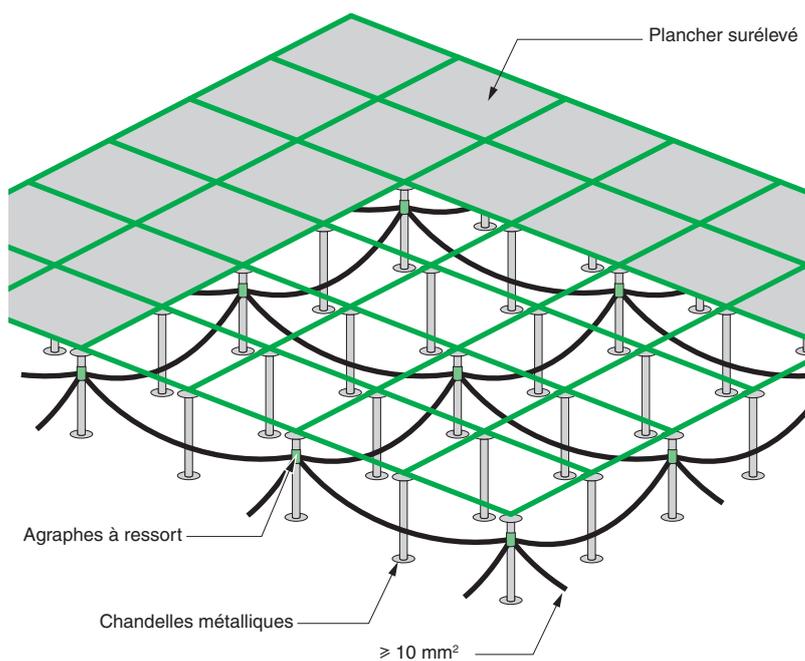


Fig. R8 : Mise en œuvre d'un faux plancher

Les conduits métalliques sont recommandés dans la plupart des situations. La forme du conduit et la position du faisceau de câbles dans le conduit ont une influence sur sa qualité d'un point de vue CEM.

3.5 Cheminements des câbles

Le choix du matériau et la forme dépendent des considérations suivantes :

- la sévérité de l'environnement EM le long du chemin (proximité de sources de perturbations électromagnétiques conduites et rayonnées),
- le niveau autorisé des émissions conduites et rayonnées,
- le type de câblage (Est-il blindé, torsadé, par fibre optique ?),
- la robustesse aux IEM (Interférence ElectroMagnétique) du matériel connecté au système de câblage,
- les autres contraintes d'environnement (chimiques, mécaniques, climatiques, le feu, etc.),
- l'extension future du système de câblage.

Type de conduits adaptés

Les conduits métalliques sont recommandés dans la plupart des situations.

Les conduits non métalliques sont adaptés :

- quand les conduits métalliques sont à éviter (par ex environnement chimique),
- dans les cas suivants :
 - faible environnement électromagnétique permanent,
 - faible niveau d'émission du système de câblage,
 - câblage par fibres optiques.

Performance CEM des différents conduits

Pour les conduits métalliques, la forme (plane, U, tube, etc.), plutôt que la section transversale va déterminer l'impédance caractéristique du conduit. Les formes enveloppantes donnent les meilleurs effets réducteurs (en réduisant le couplage de Mode Commun). Les conduits ont souvent des fentes pour une fixation facilitée des câbles. D'un point de vue CEM, les moins préjudiciables sont les petits trous. Des fentes parallèles au conduit, constituent une position moins pénalisante. Des fentes perpendiculaires à l'axe du conduit ne sont pas recommandées (cf. Fig. R9).

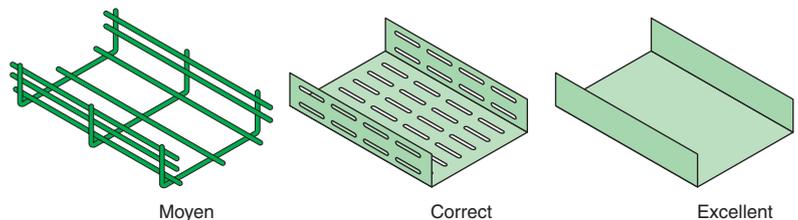


Fig. R9 : Performances CEM pour différents exemples de conduits métalliques

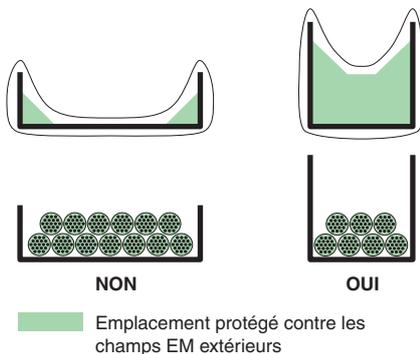


Fig. R10 : Installation d'un groupe de câbles dans 2 chemins de câbles en U

Dans certains cas, un mauvais conduit vis à vis des IEM (Interférence ElectroMagnétique) peut convenir parce que l'environnement électromagnétique est faible, des câbles blindés ou des fibres optiques sont utilisés, des chemins de câbles séparés sont employés pour les différents types de câblage (puissance, traitement de l'information, etc.).

Il est bon qu'un espace utilisable situé à l'intérieur du chemin de câbles permette d'installer une quantité convenue de câbles supplémentaires. La hauteur du faisceau dans le chemin de câbles doit être plus basse que les côtés comme montré ci-dessous. L'utilisation de couvercles avec recouvrement améliore les performances CEM du chemin de câbles.

Pour une forme en U, le champ magnétique décroît près des deux coins. Pour cette raison, les conduits profonds ont la préférence (cf. Fig. R10).

Il est recommandé que des câbles de catégories différentes (par ex alimentation secteur et liaison bas niveau) ne soient pas dans le même faisceau ou le même conduit. Les chemins de câbles doivent être remplis au maximum à la moitié de leur capacité.

Cheminement des câbles de différentes catégories

Il convient de séparer d'un point de vue électromagnétique les faisceaux les uns des autres, soit avec des blindages soit en plaçant les câbles dans des conduits différents. La qualité du blindage détermine la distance à conserver entre faisceaux. Sans aucun blindage, conserver une distance suffisante entre faisceaux (cf. Fig. R11) est une solution satisfaisante.

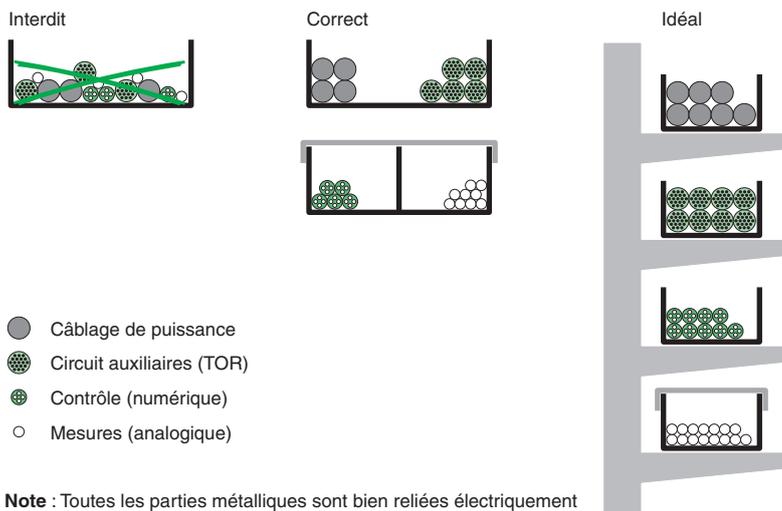


Fig. R11 : Recommandation pour l'installation de groupes de câbles dans des chemins de câbles métalliques

Des éléments métalliques de construction de bâtiment peuvent très bien servir des objectifs de CEM. Des poutrelles en acier en L, H, U, T forment souvent une structure continue mise à la terre, qui offre de grandes sections transversales et de grandes surfaces comportant beaucoup de liaisons intermédiaires à la terre. Les câbles sont de préférence tirés contre de telles poutrelles. Les coins internes sont préférés aux surfaces extérieures (cf. Fig. R12).

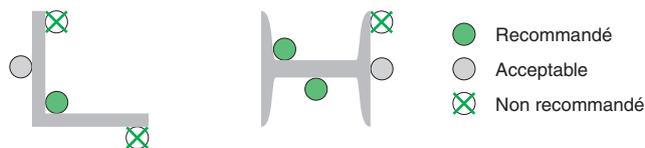


Fig. R12 : Recommandation pour l'installation de câbles sur poutrelles métalliques

Il est recommandé :

- de toujours connecter les conduits métalliques à la terre locale aux deux extrémités,
- que toutes les connexions de mise à la terre soient courtes,
- de préférer des conduits métalliques car ils offrent une résistance améliorée à la CEM.

Précautions de mise en œuvre

Il convient de toujours connecter les conduits métalliques à la terre locale aux deux extrémités. Pour de grandes longueurs, des liaisons additionnelles au système de terre sont recommandées à intervalles entre appareils. Il est bon que ces intervalles soient irréguliers (dans le cas de câblages symétriques) pour éviter la résonance à une même fréquence. Il est recommandé que toutes les connexions de mise à la terre soient courtes.

Les canalisations sont disponibles sous formes métalliques ou non. Il convient de préférer les matériaux métalliques car ils offrent une résistance améliorée à la CEM. Un conduit (chemin de câbles, canalisation, corbeau, etc.) doit fournir une structure métallique continue et bonne conductrice sur toute sa longueur.

Un conduit en aluminium a une résistance en continu plus faible qu'un conduit en acier de même taille, mais l'impédance de transfert (Zt) de l'acier diminue déjà à une fréquence plus basse surtout quand l'acier a une perméabilité relative μ_r élevée. Il convient de faire attention quand différents métaux sont utilisés, car la connexion électrique directe n'est pas autorisée dans certains cas, pour éviter la corrosion. Pour la CEM cela pourrait être un désavantage.

3 Mise en œuvre

Utilisation d'un câble d'accompagnement de masse (PEC)

Dans les cas où les appareils connectés au système de câblage par des câbles non-blindés ne sont pas affectés par des perturbations à basse fréquence, afin d'améliorer les performances CEM des conduits non métalliques, il convient d'ajouter un simple câble, dit câble d'accompagnement de masse (PEC), à l'intérieur du conduit et connecté au système de terre local aux deux extrémités. Il est bon de réaliser les connexions sur une partie métallique de faible impédance (par ex une grande paroi métallique de l'armoire de l'appareil).

Il est recommandé de concevoir le PEC de manière à ce qu'il supporte des courants de mode commun et de défauts importants.

Assemblage de conduits métalliques

Quand un conduit métallique est bâti à partir de plusieurs éléments plus courts, il est recommandé de faire attention afin d'assurer la continuité par une mise au même potentiel correcte entre parties différentes. De préférence, les parties sont soudées sur toute leur périphérie. Des joints rivetés, boulonnés ou vissés sont autorisés, à condition que les surfaces en contact soient bien conductrices (pas de peinture ou de revêtement isolant), et soient protégées contre la corrosion. Le couple de serrage doit être respecté pour assurer une bonne pression au niveau du contact électrique entre les deux parties. Quand une certaine forme de conduit est choisie, il convient de la maintenir sur toute sa longueur. Toutes les interconnexions doivent avoir une basse impédance. Une seule connexion filaire courte entre deux parties du conduit va résulter en une haute impédance localisée et par conséquent, annuler ses performances CEM.

A partir de quelques MHz, une liaison de 10 cm entre les deux parties du conduit va dégrader l'effet réducteur d'un facteur supérieur à 10 (cf. Fig. R13).

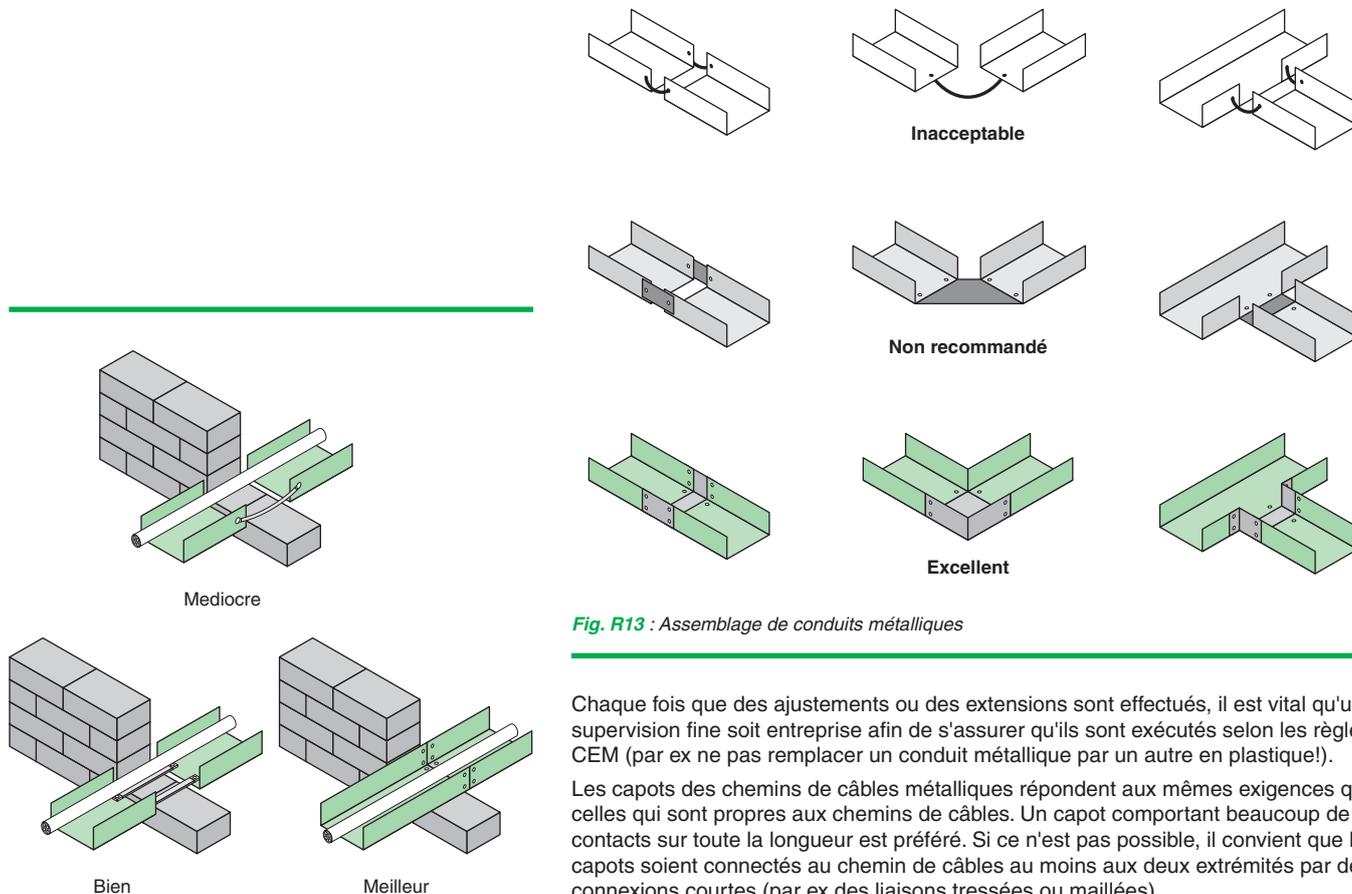


Fig. R13 : Assemblage de conduits métalliques

Chaque fois que des ajustements ou des extensions sont effectués, il est vital qu'une supervision fine soit entreprise afin de s'assurer qu'ils sont exécutés selon les règles CEM (par ex ne pas remplacer un conduit métallique par un autre en plastique!).

Les capots des chemins de câbles métalliques répondent aux mêmes exigences que celles qui sont propres aux chemins de câbles. Un capot comportant beaucoup de contacts sur toute la longueur est préféré. Si ce n'est pas possible, il convient que les capots soient connectés au chemin de câbles au moins aux deux extrémités par des connexions courtes (par ex des liaisons tressées ou maillées).

Quand des canalisations doivent être interrompues pour traverser un mur (par ex des barrières anti feu), les deux canalisations doivent être en liaison avec des connexions à basse impédance comme le montrent les dessins (cf. Fig. R14).

Fig. R14 : Recommandations pour une traversée de mur par un conduit métallique

R13

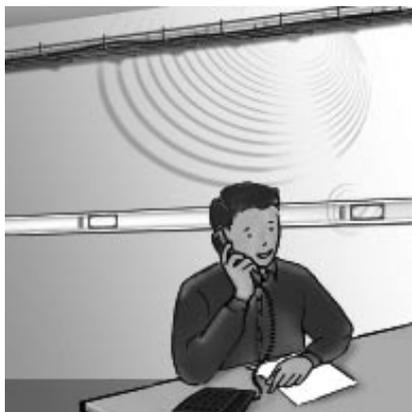


Fig. R14a : Exposition aux champs électromagnétiques

3.6 Canalisations préfabriquées

Les canalisations préfabriquées réduisent les risques d'exposition aux champs électromagnétiques.

Selon l'OMS (Organisation Mondiale de la Santé), l'exposition aux champs électromagnétiques peut être un danger pour la santé à partir de niveaux aussi faibles que 0,2 micro-teslas et pourrait représenter un risque de cancer à long terme. Certains pays ont établi des normes qui prévoient des limites (par exemple 0,2 μT à 1 mètre en Suède).

Tous les conducteurs électriques génèrent des champs magnétiques proportionnels à la distance qui les sépare. La conception des canalisations préfabriquées avec des conducteurs peu espacés dans un boîtier métallique permet de réduire considérablement le rayonnement de ces champs électromagnétiques.

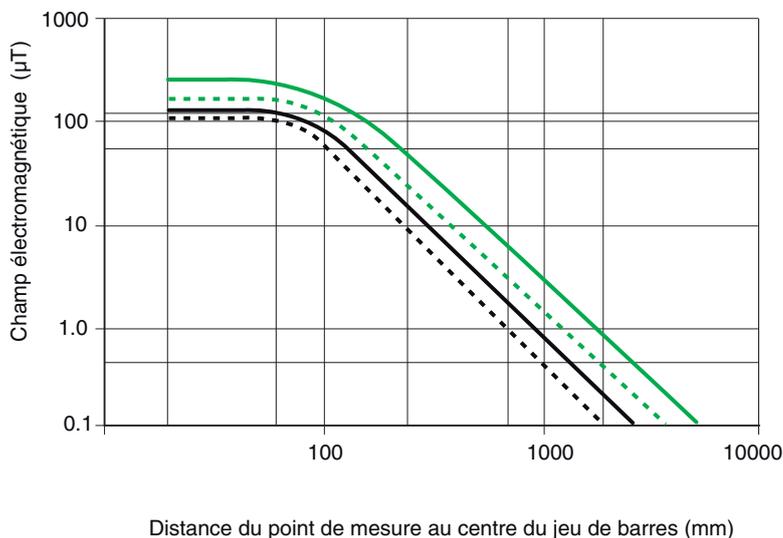
Les caractéristiques du champ électromagnétique des canalisations préfabriquées sont bien déterminées et les mesures montrent qu'il est bien en deçà des niveaux potentiellement dangereux (cf. Fig. R14b).

Dans des cas spécifiques où des valeurs particulièrement faibles sont nécessaires (salles informatiques, hôpitaux et certains locaux), il est important de garder à l'esprit les points suivants concernant l'induction générée autour des trois conducteurs de phase d'une distribution électrique :

- elle est proportionnelle au courant parcourant les conducteurs et à la distance qui les sépare ;
- elle est inversement proportionnelle au carré de la distance des canalisations préfabriquées ;
- elle est réduite -atténuée- par l'effet de blindage de l'enveloppe métallique entourant les jeux de barres de ces canalisations.

Cette induction est inférieure à celle générée par une liaison par câbles équivalente à une canalisation préfabriquée dans un boîtier métallique en acier, boîtier en acier qui atténue plus l'induction qu'un boîtier en aluminium de même épaisseur.

A noter que cette induction est particulièrement faible autour des canalisations préfabriquées réalisées avec des barres placées en sandwich, donc faiblement espacées, dans un boîtier en acier.



- KTA10 (1000 A)
- KTA16 (1600 A)
- - - KTA20 (2000 A)
- KTA40 (4000 A)

Fig. R14b : Valeurs du champ électromagnétique autour des canalisations préfabriquées Canalis

3 Mise en œuvre

Toutes les reprises de masse doivent être faites sur une tôle protégée contre la corrosion mais épargnée ni peinte ni protégée par un revêtement isolant.

3.7 Mise en œuvre des câbles blindés

Lorsque l'on choisit d'utiliser un câble blindé, il faut aussi s'interroger sur la manière dont on réalisera les reprises du blindage, sous peine de dégrader considérablement son efficacité (type de reprises, de connecteur, de traversée de cloison...). Pour que la reprise de blindage soit efficace, elle doit se faire sur 360 degrés. Les dessins ci-dessous illustrent les différentes mises en œuvre. A noter que toutes les reprises de masse doivent se faire sur une tôle épargnée.

Pour les matériels informatiques et les liaisons numériques, il est recommandé de connecter l'écran des câbles blindés aux 2 extrémités (cf. Fig. R15).

Le raccordement des écrans des câbles blindés est primordial d'un point de vue CEM. Il faut garder à l'esprit les points suivants.

- Si le câble blindé relie des équipements qui sont situés dans une même zone équipotentielle, le blindage doit être mis à la masse aux 2 extrémités.
 - Si le câble blindé relie des équipements qui ne sont pas situés dans une même zone équipotentielle, plusieurs cas de figures peuvent se présenter :
 - Connecter le blindage à la masse qu'à une extrémité est dangereux. En cas de défaut d'isolement, le blindage est porté à un potentiel qui peut être mortel pour un opérateur (voire pour le matériel). De plus, l'efficacité du blindage est mauvaise en haute fréquence.
 - Connecter le blindage à la masse aux 2 extrémités peut être dangereux en cas de défaut d'isolement. Un courant important circulera dans le blindage et risquera d'endommager ce dernier. Pour limiter ce problème, il faut tirer en parallèle avec le câble blindé, un câble d'accompagnement de masse (PEC) de section suffisante (dépend du courant de court-circuit de cette partie de l'installation).
- Il est donc évident dans ce dernier cas, que si l'installation a un réseau de terre bien maillée, ce problème ne se pose pas.

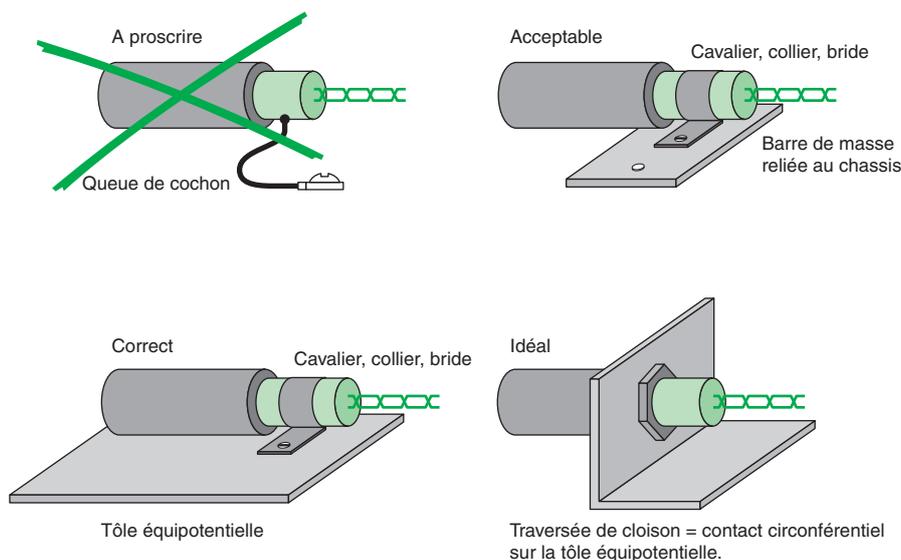


Fig. R15 : Mise en œuvre de câbles blindés

3.8 Réseaux de communication

Les réseaux de communication sont très étendus. Ils relient des équipements qui sont implantés dans des salles qui peuvent avoir des distributions électriques comportant des schémas de liaisons à la terre différents. De plus si ces différents locaux ne sont pas équipotentiels, de forts courants transitoires et de grandes différences de potentiels peuvent apparaître entre les différents équipements reliés par ces réseaux. Comme nous l'avons vu précédemment, cela peut être le cas lors de défauts d'isolement ou de coup de foudre. La tenue des cartes de communication installées dans les micro ordinateurs ou les automates n'ont pas des tenues diélectriques (entre fils actifs et masse mécanique) importantes. En règle générale le niveau de tenue est de l'ordre de 500 V. Les plus robustes tiennent 1,5 kV. Dans le cadre d'installations maillées et en régime TN-S, avec des réseaux peu étendus, ce niveau de tenue est acceptable. Dans tous les cas, des protections contre la foudre (en mode commun et mode différentiel) sont recommandées.

Le type de câble de communication utilisé est un paramètre important. Il faut que le câble soit adapté au type de transmission. Les paramètres du câble sont autant de points qui permettent d'assurer une liaison de communication fiable et robuste, soit :

- son impédance caractéristique,
- par paires torsadées (ou non),
- sa capacité et résistance linéique,
- son affaiblissement linéique,
- la nature de son ou de ses écrans de blindage.

D'autre part, il est important de choisir des liaisons de transmission symétriques (différentielles). Ce type de liaison est plus robuste en CEM.

Par contre dans des environnements électromagnétiques sévères ou dans le cas de réseaux de communication étendus avec des installations peu ou pas équipotentielles, avec des schémas IT, TT ou TN-C, il est très fortement recommandé d'utiliser des liaisons par fibre optique.

Pour des raisons de sécurité des personnes, la fibre ne doit pas comporter de partie métallique (risque de chocs électriques si cette fibre relie 2 zones avec des terres différentes).

3.9 Mise en œuvre des parafoudres

Raccordement

Les connexions d'un parafoudre doivent être les plus courtes possibles. Une des caractéristiques essentielles pour la protection d'un équipement est le niveau maximal de tension que l'équipement peut supporter à ses bornes. De ce fait, un parafoudre doit être choisi avec un niveau de protection adaptée à la protection de l'équipement (cf. **Fig. R16**). La longueur totale des connexions est $L = L1 + L2 + L3$. Pour les courants à haute fréquence, l'impédance linéique de cette connexion est de l'ordre de $1 \mu\text{H/m}$.

D'où, en appliquant la loi de Lenz à cette connexion : $\Delta U = L \frac{di}{dt}$

L'onde courant normalisé $8/20 \mu\text{s}$, avec une amplitude de courant de 8 kA , crée de ce fait une élévation de tension par mètre de câble de 1000 V .

$$\Delta U = 1 \cdot 10^{-6} \times \frac{8 \cdot 10^3}{8 \cdot 10^{-6}} = 1000 \text{ V}$$

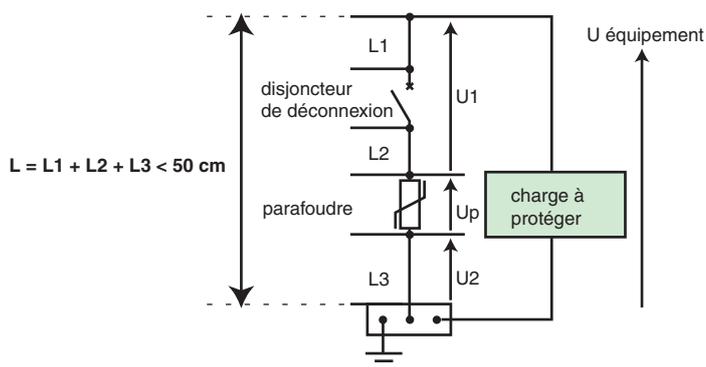


Fig. R16 : Connexions d'un parafoudre $L < 50 \text{ cm}$

Par suite la tension aux bornes de l'équipement est : $U = U_p + U_1 + U_2$.

Si $L1 + L2 + L3 = 50 \text{ cm}$, l'onde $8/20 \mu\text{s}$ avec une amplitude de 8 kA , la tension aux bornes de l'équipement est de $U_p + 500 \text{ V}$.

Règles de câblages

■ Règle 1

La première règle à respecter est que la longueur des connexions du parafoudre au réseau (au travers du dispositif de déconnexion associé) et au bornier de terre ne dépasse pas 50 cm.

La **Figure R17** montre 2 possibilités de raccordement d'un parafoudre.

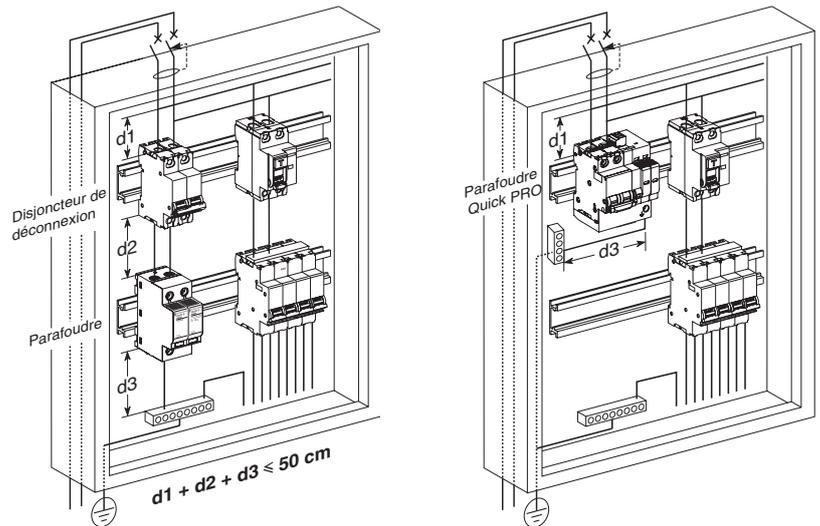


Fig. R17 : Parafoudre avec dispositif de déconnexion séparé ou intégré

■ Règle 2

Les conducteurs des départs protégés :

- doivent être connectés aux bornes mêmes du disjoncteur de déconnexion ou du parafoudre,
- doivent être séparés physiquement des conducteurs d'arrivée pollués. Ils sont placés à la droite des bornes du parafoudre et du dispositif de déconnexion (cf. **Fig. R18**).

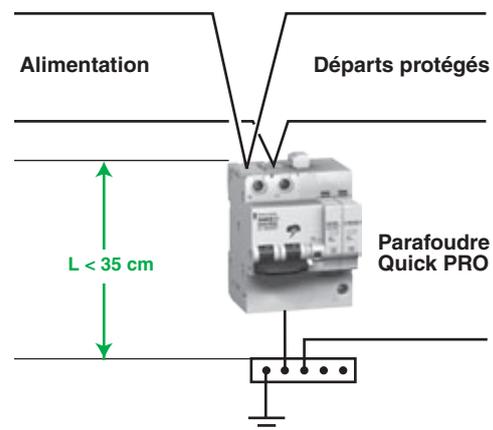
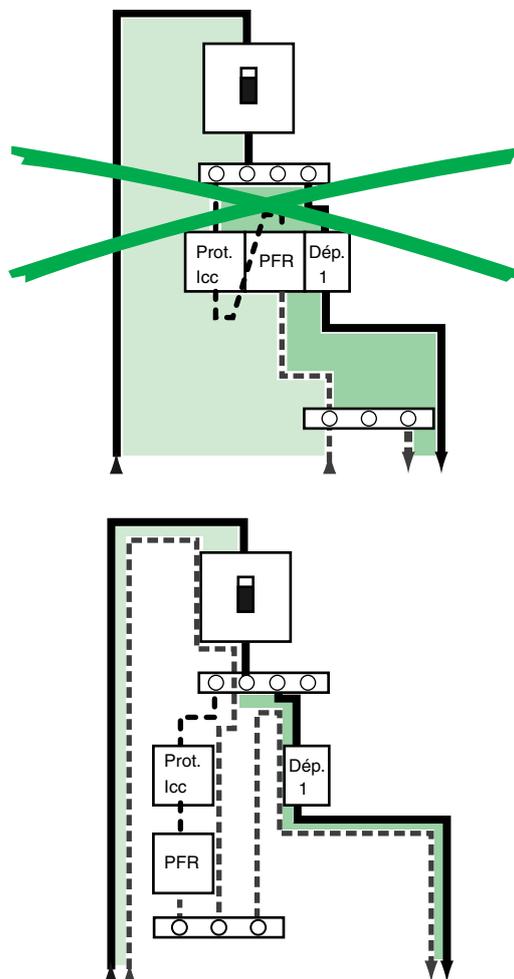


Fig. R18 : Les connexions des départs protégés sont à droite des bornes du parafoudre

R17

■ Règle 3

Les conducteurs de phase, de neutre et de protection (PE) de l'arrivée doivent cheminer les uns contre les autres afin de réduire la surface de la boucle (cf. Fig. R19).



PFR : Parafoudre
 Prot. lcc : Protection contre le risque de court-circuit du parafoudre (disjoncteur de déconnexion)

- Surfaces des boucles amont et aval à réduire
- - - Liaisons d'impédance commune (conseillée $\Sigma L \leq 50$ cm).
 - - - - Liaisons d'interconnexion des masses au plus près des appareils, si possible derrière.

Fig. R19 : Exemple d'amélioration de la CEM par réduction des surfaces de boucle et de l'impédance commune au sein d'un coffret électrique

■ Règle 4

Les conducteurs d'arrivée du parafoudre doivent être éloignés des conducteurs de sortie protégés afin d'éviter de les polluer par couplage.

■ Règle 5

Les câbles doivent être plaqués contre les parties métalliques de l'armoire afin de minimiser la surface de la boucle de masse et donc de bénéficier d'un effet d'écran vis-à-vis des perturbations EM. Si l'armoire est en plastique et les récepteurs particulièrement sensibles, elle doit être remplacée par une armoire métallique. Dans tous les cas, il faut vérifier que les masses des armoires ou des coffrets sont mises à la terre par des connexions très courtes. Enfin, si des câbles blindés sont utilisés, les grandes longueurs (« queues de cochon ») doivent être proscrites car elles réduisent l'efficacité du blindage (cf. Fig. R15).

3 Mise en œuvre

Pour assurer une parfaite interconnexion des masses métalliques, il est important de retirer la peinture ou l'isolant sous toutes les parties en contact.

3.10 Câblage des armoires (Fig. R20)

Chaque armoire ou coffret doit être équipé avec une barre de terre et une tôle de référence de masse (plan d'équipotentialité).

Tous les câbles blindés entrant ou sortant de l'armoire sont à relier à ce référentiel en veillant à la qualité de tous les contacts électriques. Les protections et filtres sont eux aussi raccordés à ce référentiel.

Les armoires ou coffrets en matière plastique ne sont pas recommandés. Dans cette configuration, le rail DIN peut être utilisé comme référentiel de terre et masse.

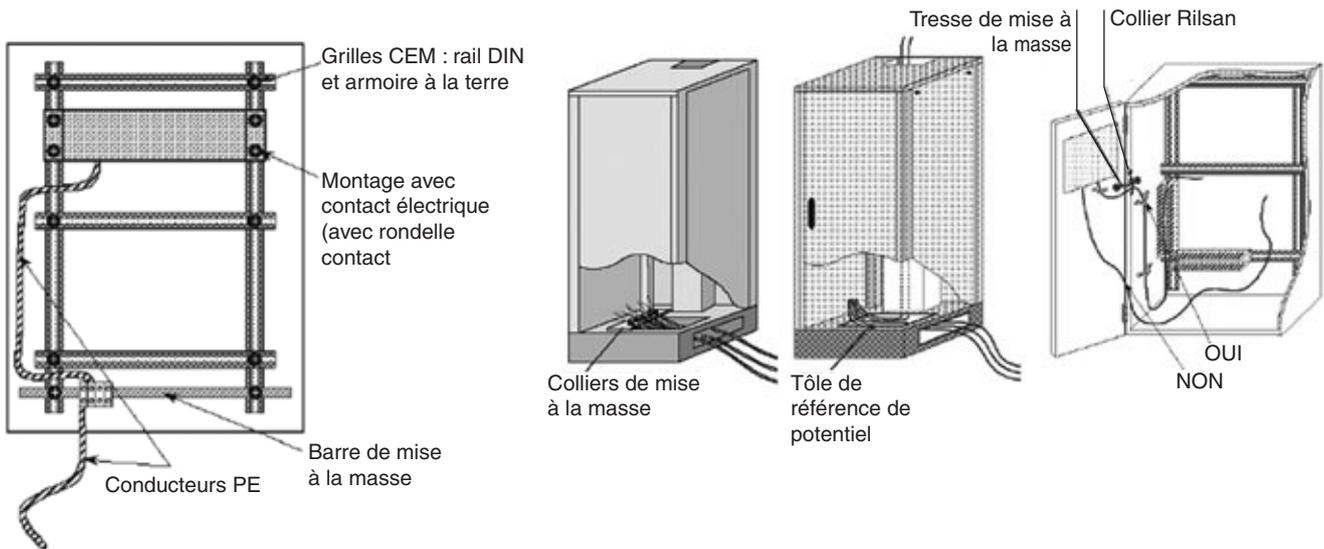


Fig. R20 : Les appareils à protéger doivent être raccordés aux bornes du parafoudre

3.11 Références normatives

Il est primordial de faire apparaître dans les spécifications les normes ou documents de recommandations à prendre en compte lors de la réalisation des installations.

A titre indicatif, les documents suivants peuvent être utilisés:

- CEI 61000-5-2 Compatibilité électromagnétique (CEM) –
Partie 5 : Guides d'installation et d'atténuation – Section 2 : Mise à la terre et câblage
- CEI 60364-4-44 Installations électriques des bâtiments –
Partie 4-44 : Protection pour assurer la sécurité – Protection contre les perturbations de tension et les perturbations électromagnétiques
- NF C 15-100 : Règles d'installations électriques BT - dernière version en vigueur.
- NF C 13-200 : Règles d'installations électriques à haute tension.
- NF C 17-100 : Règles d'installation de paratonnerres.
- EN 50174-1 : Technologies de l'information - Installation de câblage. Partie 1 : Planification de l'assurance de la qualité.
- EN 50174-2 : Technologies de l'information - Installation de câblage - Partie 2 : Planification et pratiques d'installation à l'intérieur des bâtiments.
- EN 50310 : Application de liaison équipotentielle et de la mise à la terre dans les locaux avec équipements de Technologie de l'Information
- Guide UTE C 15-443 : Protection des installations électriques BT contre les surtensions d'origine atmosphérique.
- Guide UTE C 15-900 : Mise en œuvre dans des bâtiments des réseaux de puissance et des réseaux de communication
- Guide UTE C 90-480-2 : Mise en œuvre d'installation et méthodes pratiques à l'intérieur du bâtiment.

R19

4 Mécanismes de couplage et mesures correctives

4.1 Généralités

Un phénomène d'interférence électromagnétique peut se résumer au synoptique de la **Figure R21**.

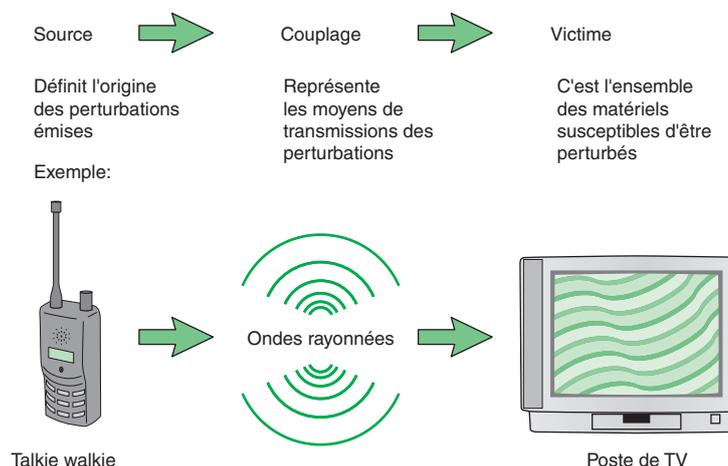


Fig. R21 : Phénomènes d'interférences EM

Les différentes sources de perturbations sont :

- les émissions radio électriques :
 - les systèmes de transmissions hertziens (radio, TV, CB, radio téléphones, télécommandes),
 - les radars ;
- les équipements :
 - les appareils industriels de puissance (fours à induction, soudeuses à arc, commande de stators),
 - les équipements de bureaux (ordinateurs et circuits numériques, copieurs, visu grand écran),
 - les tubes à décharge (néon, fluo, lampes à éclat, flash),
 - les composants électromécaniques (relais, contacteurs, solénoïdes, organes de coupure) ;
- les réseaux de puissance :
 - transport et distribution d'énergie,
 - traction électrique ;
- la foudre,
- la décharge électrostatique (DES),
- l'impulsion électromagnétique d'origine nucléaire (IEMN).

Les victimes potentielles sont :

- les récepteurs radio, TV, radar, les communications hertziennes,
- les systèmes analogiques (capteurs, acquisition de mesures, amplificateurs, écrans),
- les systèmes numériques (ordinateurs, bus et liaisons informatiques, périphériques).

Les différents couplages sont :

- le couplage par impédance commune (couplage galvanique),
- le couplage capacitif,
- le couplage inductif,
- le couplage par rayonnement (champ à câble, champ à boucle, antenne à antenne).

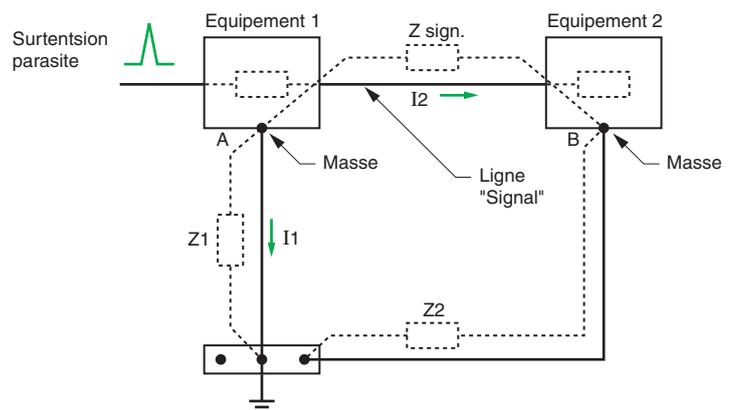
4 Mécanismes de couplage et mesures correctives

4.2 Couplage par impédance commune

Définition

Deux ou plusieurs équipements sont interconnectés par leur réseau d'alimentation et les câbles de communication (cf. **Fig. R22**). Lorsque des courants d'origines externes (foudre, courants de défaut, courants perturbateurs) circulent à travers ces impédances communes, une tension indésirable est développée entre les points A et B, **censés être équipotentiels**. Cette tension parasite peut être gênante pour des circuits électroniques bas niveaux ou rapides.

L'ensemble des câbles, y compris les conducteurs de protection, présente une impédance, en particulier aux fréquences élevées.



Les masses des équipements 1 et 2 sont reliées à une terre commune par des connexions d'impédances Z1 et Z2.

La surtension parasite s'écoule vers la terre, à travers Z1. Le potentiel de l'équipement 1 est porté à Z1 I1. La différence de potentiel avec l'équipement 2 (initialement au potentiel 0) se traduit par l'apparition du courant I2.

$$Z1 I1 = (Zsign + Z2) I2 \Rightarrow \frac{I2}{I1} = \frac{Z1}{(Zsign + Z2)}$$

Présent sur la ligne « signal », le courant I2 perturbe l'équipement 2.

Fig. R22 : Définition du couplage par impédance commune

Exemples

Différentes situations peuvent être rencontrées.

- Appareils reliés par un conducteur commun de référence (ex : PEN, PE) parcouru par des variations de courant rapides ou intenses (di/dt) (courant de défaut, onde de foudre, court-circuit, variations de charge, hacheurs, courants harmoniques, banc de condensateurs de compensation, etc.).
- Retour commun de plusieurs sources électriques (cf. **Fig. R23**).

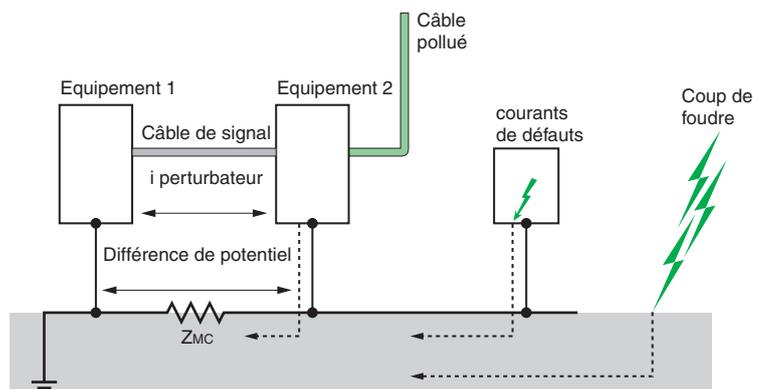
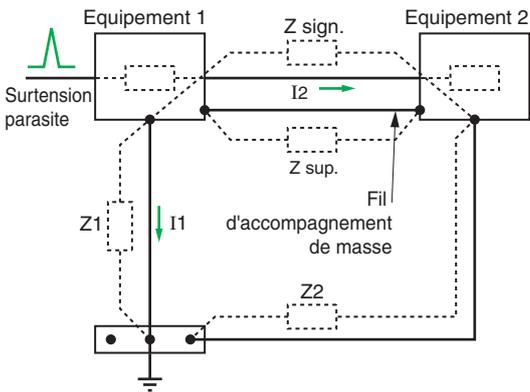


Fig. R23 : Exemple de couplage par impédance commune



Si l'impédance du fil d'accompagnement de masse ($Z_{sup.}$) est très faible par rapport à l'impédance de $Z_{sign.}$, la majeure partie du courant perturbateur s'écoule via la liaison de masse $Z_{sup.}$ et non plus, comme dans le cas précédent, par la liaison «signal» $Z_{sign.}$.

La différence de potentiel entre l'équipement 1 et 2 devient très faible et la perturbation devient acceptable.

Fig. R24 : Mesures correctives du couplage par impédance commune

Mesures correctives (cf. Fig. R24)

Les impédances communes si elles ne peuvent être éliminées, doivent être les plus faibles possibles. Pour minimiser les effets dus aux impédances communes, différentes mesures correctives peuvent être appliquées :

- réduire les impédances :
- mailler les références communes,
- utiliser des câbles courts ou des tresses plates dont l'impédance est plus faible à section égale que les câbles ronds,
- installer des liaisons équipotentielles fonctionnelles entre les matériels ;
- réduire le niveau des courants perturbateurs par l'adjonction de filtrage de mode commun et de selfs de mode différentiel.

4.3 Couplage capacitif

Définition

Perturbateur et victime sont couplés par les capacités parasites ou réparties. Le niveau de perturbation dépend des variations de tension (dv/dt) ainsi que de la valeur de la capacité de couplage.

Le couplage capacitif (cf. Fig. R25) croît avec :

- la fréquence,
- la proximité perturbateur / victime et la longueur de câblage mise en parallèle,
- la hauteur des câbles par rapport à un plan de masse,
- l'impédance d'entrée du circuit victime (les circuits à haute impédance d'entrée sont plus vulnérables),
- l'isolation du câble victime (ϵ_r du diélectrique du câble), surtout dans le cas de paires à couplage serré.

La Figure R26 montre le résultat d'un couplage capacitif (diaphonie) entre deux câbles.

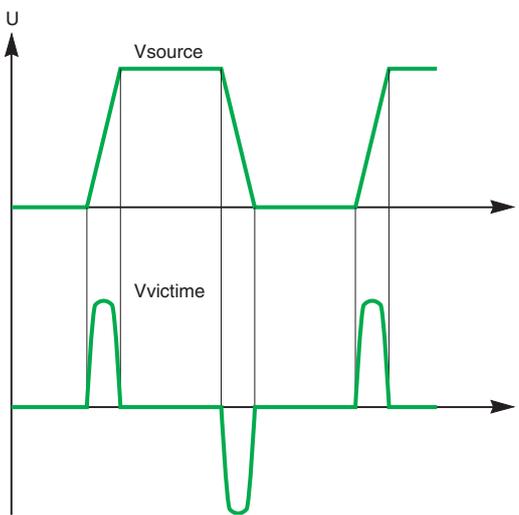
Exemples

Certaines dispositions favorisent ce type de couplage capacitif :

- câbles proches soumis à des variations rapides de tension (dv/dt),
- proximité d'un générateur haute tension à découpage (photocopieur,...),
- capacité parasite primaire / secondaire des transformateurs.

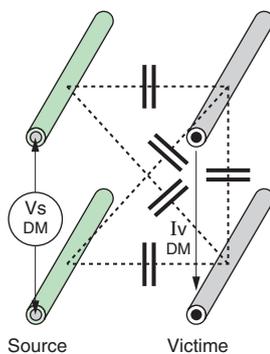
De tels couplages sont à l'origine de perturbations telles que :

- diaphonie inter câbles,
- amorçages des lampes fluo.

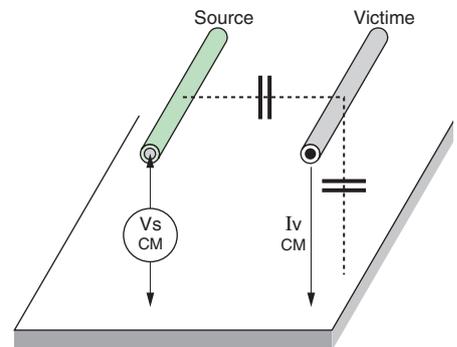


R22

Couplage capacitif de mode différentiel



Couplage capacitif de mode commun



- $V_s DM$: Source de tension perturbatrice (mode différentiel)
- $I_v DM$: Courant perturbateur coté victime (mode différentiel)
- $V_s CM$: Source de tension perturbatrice (mode commun)
- $I_v CM$: Courant perturbateur coté victime (mode commun)

Fig. R25 : Exemple de couplage capacitif

Fig. R26 : Influence typique d'un couplage capacitif (diaphonie capacitive)

4 Mécanismes de couplage et mesures correctives

Mesures correctives

Pour réduire le couplage capacitif, de nombreuses mesures correctives sont possibles et simultanément applicables :

- limiter les longueurs parallèles perturbateur/victime au strict nécessaire,
- augmenter la séparation entre perturbateur et victime,
- plaquer les câbles contre les structures métalliques mises à la terre,
- dans le cas d'une liaison bifilaire, rapprocher le fil aller du fil retour,
- placer un fil d'accompagnement mis à la masse aux deux extrémités et de proche en proche entre perturbateur et victime,
- utiliser des câbles assemblés en quarts ou en paires plutôt que des conducteurs individuels,
- utiliser des systèmes de transmission symétriques sur un câblage symétrique et correctement adapté,
- blinder les câbles perturbateurs, les câbles victimes ou les deux (le blindage sera mis à la masse) (cf. **Fig. R27**),
- diminuer les dv/dt du perturbateur en augmentant le temps de montée du signal quand cela est possible.

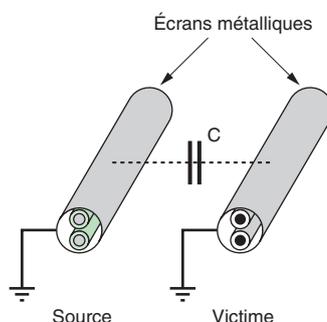


Fig. R27 : Les câbles blindés ou avec écran minimisent le couplage capacitif

4.4 Couplage inductif

Définition

Perturbateur et victime sont couplés par un champ magnétique. Le niveau de perturbation dépend des variations de courant (di/dt) ainsi que de la valeur de la mutuelle inductance de couplage.

Le couplage inductif croît avec :

- la fréquence,
- la proximité perturbateur / victime et la longueur de câblage mise en parallèle (cf. **Fig. R28** page suivante),
- la hauteur des câbles par rapport à un plan de masse,
- l'impédance de charge du circuit perturbateur.

Exemples

Les couplages inductifs ont différentes origines :

- variations rapides de courant (di/dt) dans des câbles proches,
- court circuit,
- courant de défaut,
- onde de foudre,
- commande de stator,
- soudeuse.
- Inducteur.

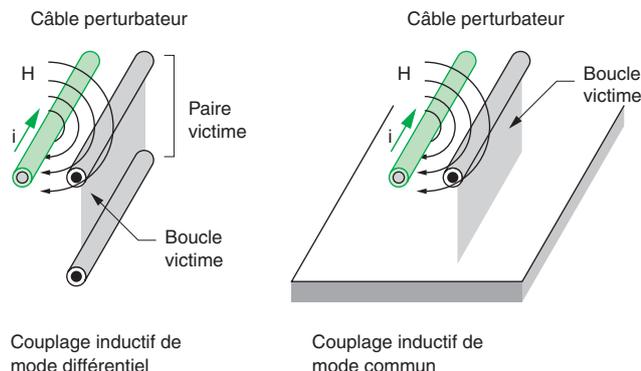


Fig. R28 : Exemple de couplage inductif

Mesures correctives

Pour le couplage inductif comme pour le couplage capacitif, de nombreuses mesures correctives sont possibles et simultanément applicables :

- limiter les longueurs parallèles perturbateur/victime au strict nécessaire,
- augmenter la séparation entre perturbateur et victime,
- plaquer les câbles contre les structures métalliques mises à la terre,
- utiliser de la paire torsadée,
- rapprocher le fil aller du fil retour dans le cas d'une liaison bifilaire,
- utiliser des câbles multiconducteurs ou mono conducteur jointifs disposés de préférence en trèfle,
- placer un fil d'accompagnement mis à la masse aux deux extrémités et de proche en proche entre perturbateur et victime,
- utiliser des systèmes de transmission symétriques sur un câblage symétrique et correctement adapté,
- blinder les câbles perturbateurs, les câbles victimes ou les deux (le blindage sera mis à la masse),
- diminuer les di/dt du perturbateur en augmentant le temps de montée du signal quand cela est possible (résistances ou CTP en série sur le câble perturbateur, ferrites sur le câble perturbateur et/ou victime).

4.5 Couplage par rayonnement

Définition

Perturbateur et victime sont couplés via un média (exemple l'air). Le niveau de perturbation dépend de la puissance de la source de rayonnement et de l'efficacité de l'antenne d'émission et de réception.

Un champ électromagnétique est composé à la fois d'un champ électrique et d'un champ magnétique qui sont corrélés (cf. Fig. R29).

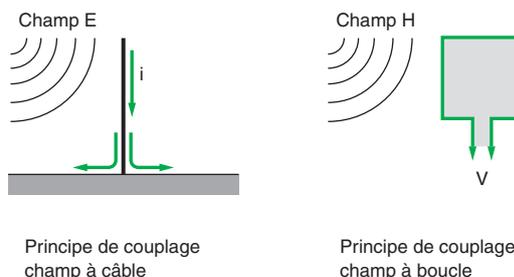


Fig. R29 : Exemple de couplage par rayonnement

4 Mécanismes de couplage et mesures correctives

Il est possible de considérer séparément les composantes électriques et magnétiques (cf. **Fig. R30**).

Champ électrique (champ E) et champ magnétique (champ H) sont couplés dans les systèmes de câblage via les fils et les boucles. Lorsqu'un câble est soumis à un champ électrique variable, un courant est généré dans ce câble. Ce phénomène est appelé couplage champ à câble. De la même manière, lorsqu'un champ magnétique variable traverse une boucle, il crée une force contre électromotrice qui développera une tension entre les deux extrémités de la boucle. Ce phénomène est appelé couplage champ à boucle.

Exemples

Les sources de perturbations par rayonnement peuvent être :

- équipement de radio transmission (talkie-walkie, émetteur radio et TV, services mobiles),
- radar,
- systèmes d'allumage automobile,
- soudeuse à arc,
- four à induction,
- système commutant de puissance,
- décharge électrostatique (DES),
- foudre.

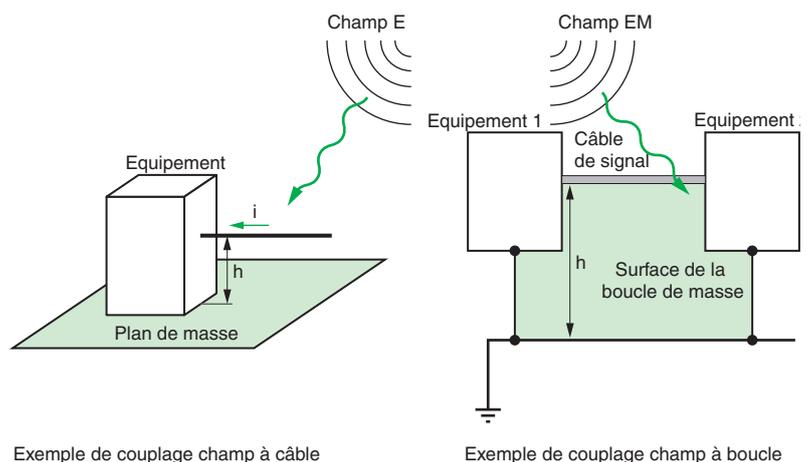


Fig. R30 : Exemple de couplage par rayonnement

Mesures correctives

Pour minimiser les effets par couplage rayonné il faut :

- Pour le couplage champ à câble
 - réduire l'effet d'antenne de la victime en diminuant la hauteur (h) du câble par rapport au plan de masse,
 - mettre le câble dans un conduit métallique continu et mis à la masse (tuyau, goulotte, chemin de câble),
 - utiliser des câbles blindés correctement mis en œuvre et mis à la masse,
 - ajouter des câbles d'accompagnement de masse,
 - insérer des filtres ou des ferrites sur le câble victime.
- Pour le couplage champ à boucle
 - réduire la surface de la boucle victime en diminuant la hauteur (h) et la longueur du câble,
 - utiliser les solutions du couplage champ à câble,
 - utiliser le principe de la cage de Faraday.

Le couplage rayonné peut être éliminé en utilisant le principe de la cage de Faraday. Par exemple, pour relier deux armoires d'un équipement en utilisant un câble blindé dont le blindage est raccordé à ses 2 extrémités aux enveloppes métalliques ; les enveloppes métalliques devant être mises à la masse pour que l'efficacité soit accrue en haute fréquence.

Le couplage rayonné décroît avec :

- l'éloignement,
 - l'utilisation de liaisons de transmissions symétriques.
- symétriques.

5.1 Classification des signaux (cf. Fig. R31)

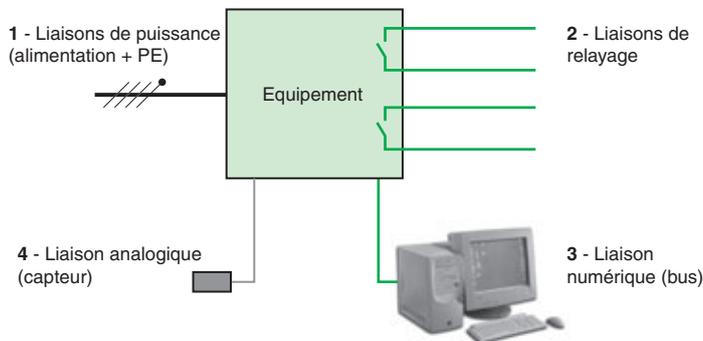


Fig. R31 : Les 4 groupes de signaux internes

Les signaux internes peuvent être classés en 4 groupes :

- Groupe 1
Lignes d'alimentations secteurs, circuits de puissance à fort di/dt, convertisseurs à découpage, commande de régulateurs de puissance. Ce groupe est peu sensible mais perturbe les groupes suivants (surtout en MC).
- Groupe 2
Circuits d' E/S tout ou rien (TOR), circuits de relaiage, de contrôle commande. Ce groupe est peu sensible, mais perturbe les groupes suivants (commutations, formation d'arcs à l'ouverture des contacts).
- Groupe 3
Circuits numériques (commutations H.F.). Ce groupe est sensible aux impulsions, mais perturbe le groupe suivant.
- Groupe 4
Circuits d' E/S analogiques (mesures à bas niveaux, lignes d'alimentation des capteurs actifs). Ce groupe est sensible.

Il serait souhaitable que chacun de ces groupes dispose de conducteurs ayant une couleur d'isolant spécifique afin de faciliter leur repérage et d'identifier facilement les différents groupes (cette présentation peut être utile pour l'installation et notamment pour le tirage des fils et câbles dans les goulottes et sur les dalles, et lors des dépannages).

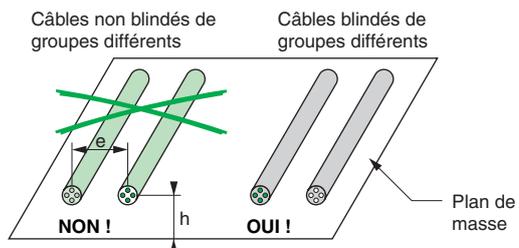
5.2 Conseils de câblage

Il faut absolument séparer de façon physique, et éloigner les câblages comportant des signaux différents (cf. Fig. R32 au-dessus)

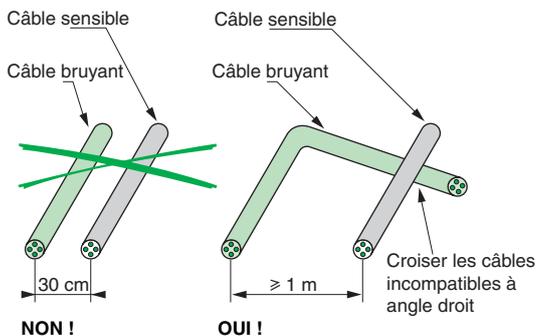
Les câbles perturbateurs (groupes 1 et 2) sont à éloigner des câbles sensibles (groupes 3 et 4) (cf. Fig. R32 et Fig. R33)

En règle générale, il suffit d' éloigner des torons de câbles de 10 cm à plat sur une tôle (MC+MD). Si la place le permet, un éloignement de 30 cm est préférable. Croiser deux câbles ou torons à angle droit évite un couplage par diaphonie, même s'ils ont un contact ponctuel.

Il n'y a plus de contrainte d'éloignement lorsqu'une paroi métallique équipotentielle par rapport à la masse, sépare les câbles. Il faut néanmoins que la hauteur de la paroi soit supérieure au diamètre des torons à protéger.



Risque de diaphonie en mode commun si $e < 3h$



Eloigner les câbles incompatibles

Fig. R32 : Recommandations de câblage pour des câbles transportant des signaux de type différent

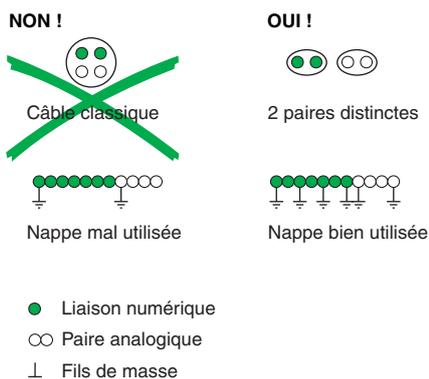


Fig. R33 : Utilisation des câbles et nappes

5 Recommandations de câblage

Dans un même toron, il ne doit cohabiter que des signaux d'un même groupe (cf. Fig. R34)

En cas de nécessité de faire transiter dans le même toron des signaux de groupes différents, des écrans internes sont nécessaires pour limiter la diaphonie (MD). Ces écrans, de préférences en tresse, sont à raccorder à la masse aux deux bouts pour les groupes 1, 2 et 3.

Il est conseillé de surblinder les câbles bruyants et les câbles sensibles (cf. Fig. R35)

Un surblindage sert de protection H.F. (MD + MC) s'il est relié à la masse à ses deux extrémités par une reprise de masse circonférentielle, avec un collier de reprise de masse, ou un cavalier en Ω , mais surtout pas par une « queue de cochon ».

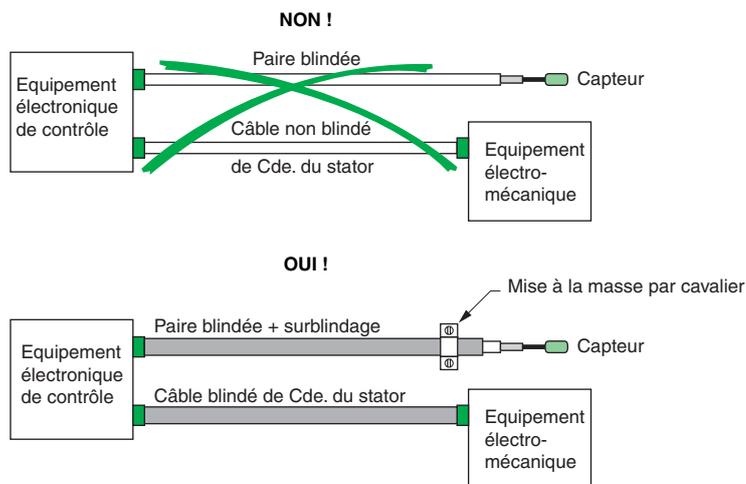


Fig. R35 : Blindage, surblindage des câbles perturbateurs et/ou sensibles

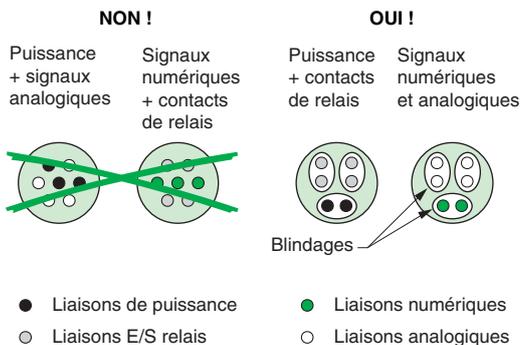


Fig. R34 : Signaux incompatibles = câbles différents

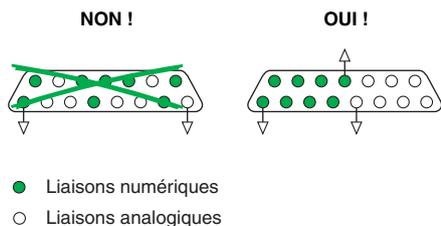


Fig. R36 : La ségrégation s'applique aussi à la connectique !

Il faut éviter d'utiliser un même connecteur pour des liaisons de groupes différents (cf. Fig. R36)

Sauf éventuellement pour les groupes 1 et 2 (MD). Si un même connecteur est utilisé pour des signaux analogiques et numériques, il est nécessaire d'isoler les deux groupes par au moins une rangée de contacts raccordés au 0 V qui sert d'écran.

Tout conducteur libre (réserve de câblage) doit être impérativement raccordé à la masse aux deux extrémités (cf. Fig. R37)

Pour le groupe 4, ce raccordement est déconseillé pour les lignes à très bas niveau de tension et à basses fréquences (risque de génération de bruit, par induction magnétique, dans la bande des fréquences à transmettre).

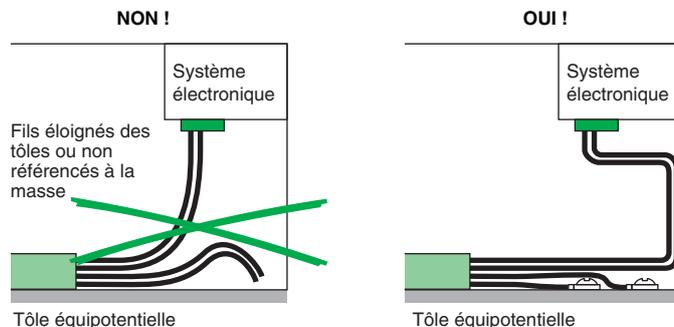


Fig. R37 : Raccorder les fils libres à la masse

Le conducteur de retour doit toujours être voisin du conducteur aller (cf. Fig. R38)

Ceci est particulièrement critique pour les capteurs à bas niveaux. Il est, même conseillé pour des signaux TOR avec un commun, d'accompagner les conducteurs actifs par au moins un conducteur commun par faisceau. Pour les signaux analogiques ou numériques, travailler en paire torsadée est un minimum. Une paire torsadée (MD) garantit que le fil de retour reste de bout en bout proche du fil aller

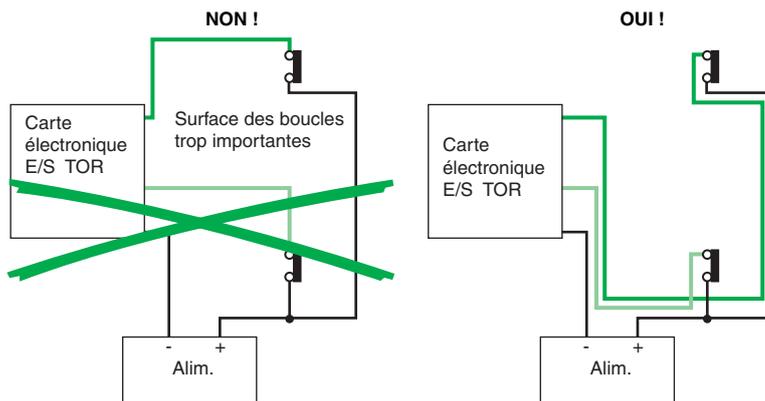
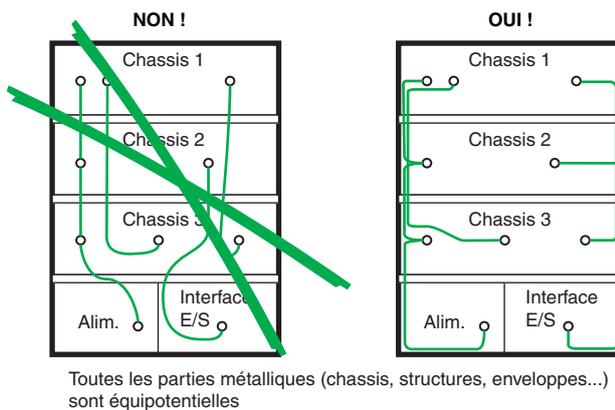


Fig. R38 : Fil aller et fil retour doivent toujours rester voisins

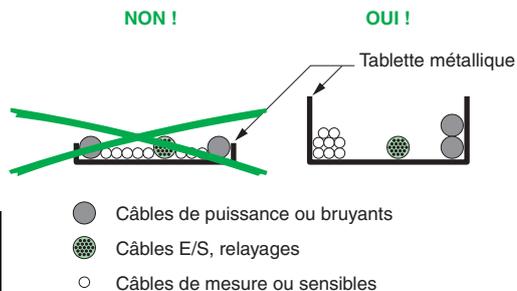
Les câbles du groupe 1 ne doivent pas être blindés s'ils sont filtrés mais doivent être réalisés de préférence en paires torsadées.

Les câbles sont systématiquement plaqués de bout en bout contre les parties métalliques (tôles, goulottes métalliques, structures...) équipotentielles de l'équipement (cf. Fig. R39) pour bénéficier d'un effet réducteur (MC) et anti diaphonie (MD) significatif, sûr et peu coûteux.



Toutes les parties métalliques (chassis, structures, enveloppes...) sont équipotentielles

Fig. R39 : Plaquer les liaisons filaires de bout en bout contre la masse



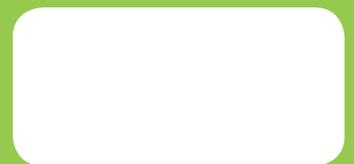
- Câbles de puissance ou bruyants
- Câbles E/S, relayages
- Câbles de mesure ou sensibles

Fig. R40 : Répartition des câbles dans une tablette

L'utilisation de goulottes métalliques mise à la masse de façon correcte améliore considérablement la compatibilité électromagnétique interne (cf. Fig. R40).

 **Make the most of your energy***

 www.schneider-electric.com



Schneider Electric Industries SAS

Siège Social
35, rue Joseph Monier
CS30323
F-92500 Rueil-Malmaison
FRANCE

En raison de l'évolution des normes et du matériel, les caractéristiques indiquées par les textes et les images de ce document ne nous engagent qu'après confirmation par nos services.



*Ce document a été imprimé
sur du papier écologique.*

* Tirez le meilleur de votre énergie