
5. Les surtensions et la coordination de l'isolement

5. LES SURTENSIONS ET LA COORDINATION DE L'ISOLEMENT

Différents types de surtension peuvent apparaître dans les réseaux industriels. Il faut donc installer des dispositifs permettant de diminuer leur amplitude et choisir le niveau d'isolement des équipements afin de réduire les risques de défaut à un niveau acceptable.

5.1. Les surtensions

Une surtension est toute tension entre un conducteur de phase et la terre, ou entre conducteurs de phase, dont la valeur de crête dépasse la valeur de crête correspondant à la tension la plus élevée pour le matériel, définie par la norme CEI 71-1.

Une surtension est dite de mode différentiel si elle apparaît entre conducteurs de phase ou entre circuits différents. Elle est dite de mode commun si elle apparaît entre un conducteur de phase et la masse ou la terre.

■ origine des surtensions

Les surtensions peuvent être d'origine interne ou externe.

□ origine interne

Ces surtensions sont causées par un élément du réseau considéré et ne dépendent que des caractéristiques et de l'architecture du réseau lui-même.

A titre d'exemple, la surtension qui apparaît à la coupure du courant magnétisant d'un transformateur.

□ origine externe

Ces surtensions sont provoquées ou transmises par des éléments externes au réseau, dont on peut citer à titre d'exemple :

- surtension provoquée par la foudre
- propagation d'une surtension HT à travers un transformateur vers un réseau interne d'usine.

■ classification des surtensions

La norme CEI 71-1 donne la classification des surtensions selon leur durée et leur forme.

Selon la durée, on distingue les surtensions temporaires et les surtensions transitoires :

- **surtension temporaire** : surtension à fréquence industrielle de durée relativement longue (de quelques périodes à quelques secondes).
- **surtension transitoire** : surtension de courte durée ne dépassant pas quelques millisecondes, oscillatoire ou non, généralement fortement amortie.

Les surtensions transitoires sont divisées en :

- . surtension à front lent
- . surtension à front rapide
- . surtension à front très rapide.

■ formes de tensions normalisées

La norme CEI 71-1 donne les formes d'ondes normalisées utilisées pour effectuer les essais des matériels :

- **tension de courte durée à fréquence industrielle** : c'est une tension sinusoïdale de fréquence comprise entre 48 Hz et 62 Hz et de durée égale à 60 s.
- **tension de choc de manoeuvre** : c'est une tension de choc ayant une durée jusqu'à la crête de 250 μ s et une durée de descente jusqu'à la mi-valeur de 2500 μ s.
- **tension de choc de foudre** : c'est une tension de choc ayant une durée de front montant de 1,2 μ s et une durée de descente jusqu'à la mi-valeur de 50 μ s.

■ conséquences des surtensions

Les surtensions dans les réseaux électriques provoquent des dégradations du matériel, une baisse de la continuité de service et un danger pour la sécurité des personnes.

Les conséquences peuvent être très diverses suivant la nature des surtensions, leur amplitude et leur durée. Elles sont résumées dans ce qui suit :

- claquage du diélectrique isolant des équipements dans le cas où la surtension dépasse leur tenue spécifiée
- dégradation du matériel par vieillissement, causé par des surtensions non destructives mais répétées
- perte de l'alimentation suite aux coupures longues causées par la destruction d'éléments du réseau

- perturbation des circuits de contrôle - commande et de communication à courants faibles par conduction ou rayonnement électromagnétique
- contraintes électrodynamiques (destruction ou déformation de matériel) et thermiques (fusion d'éléments, incendie, explosion) causées essentiellement par les chocs de foudre
- danger pour l'homme et les animaux suite aux élévations de potentiel et à l'apparition des tensions de pas et de toucher.

5.1.2. Surtensions à fréquence industrielle

Les surtensions à fréquence industrielle ont généralement pour origine :

- un défaut à la terre
- une résonance ou une ferro-résonance
- une rupture du conducteur neutre
- un défaut d'un régulateur de tension d'un alternateur ou d'un régleur en charge de transformateur
- une surcompensation de l'énergie réactive suite à un défaut d'un régulateur varométrique
- un délestage de charge, notamment lorsque la source d'alimentation est un alternateur.

5.1.2.1. Surtension provoquée par un défaut à la terre

Les surtensions qui apparaissent lors d'un défaut à la terre dépendent fortement du régime de neutre du réseau considéré.

■ neutre isolé (MT ou BT) ou mis à la terre par impédance (MT)

La figure 5-1 montre que lors d'un défaut à la terre franc, la tension entre le point neutre et la terre devient égale à la tension simple :

$$|V_{Neutre}| = V_n$$

V_n : tension simple nominale

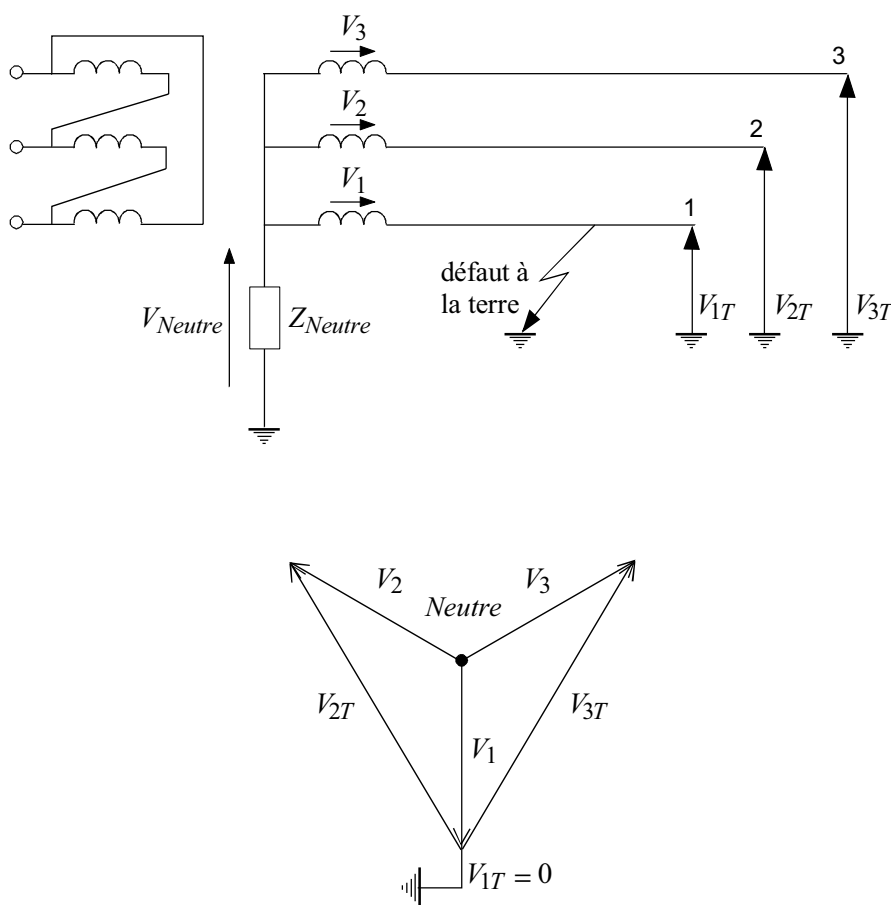
Pour un défaut sur la phase 1, $V_{Neutre} = -V_1$.

La tension phase-terre des phases saines devient donc égale à la tension composée :

$$V_{2T} = V_{Neutre} + V_2 = V_2 - V_1$$

$$V_{3T} = V_{Neutre} + V_3 = V_3 - V_1$$

d'où $|V_{2T}| = |V_{3T}| = \sqrt{3} V_n$



- V_1, V_2, V_3 : tensions phase-neutre
- V_{1T}, V_{2T}, V_{3T} : tensions phase-terre
- Z_{Neutre} : impédance de mise à la terre ($Z_{Neutre} = \infty$ pour un neutre isolé)

Figure 5-1 : surtension sur un réseau à neutre isolé ou mis à la terre par impédance lors d'un défaut monophasé à la terre

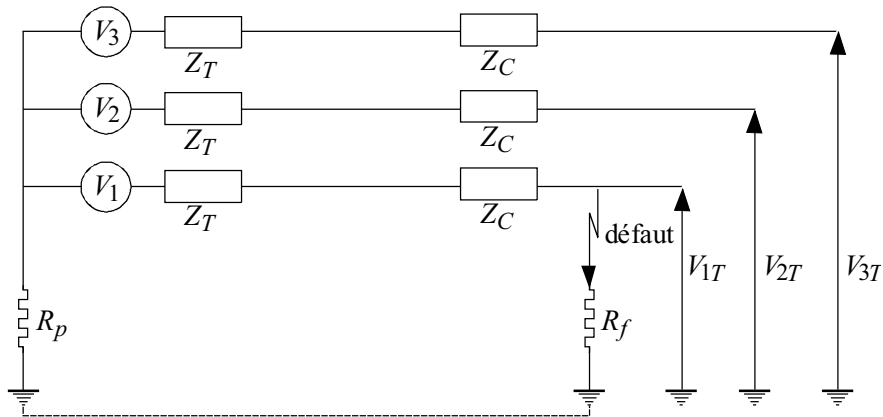
Note 1 : pour un neutre mis à la terre par impédance, la valeur de Z_{Neutre} est très supérieure à la valeur des impédances du transformateur et du câble et de la résistance de défaut, c'est la raison pour laquelle $V_{Neutre} = -V_1$.

Note 2 : dans les réseaux de distribution publique aériens, il existe des défauts très résistants (plusieurs kΩ), de valeur proche ou supérieure à l'impédance de mise à la terre. Dans ce cas, un défaut très résistant provoquera une surtension inférieure à $\sqrt{3} V_n$.

■ neutre mis directement à la terre (HT ou MT)

Lors d'un défaut à la terre d'une phase du réseau, il s'établit un courant élevé qui circule dans le circuit formé par la phase en défaut, la terre et la prise de terre du neutre (voir fig. 5-2).

Au point de défaut, le système des tensions triphasées est perturbé. La tension de la phase en défaut par rapport à la terre est presque nulle si l'on néglige la résistance de défaut. Les tensions des deux autres phases par rapport à la terre sont supérieures à la tension simple, tout en restant inférieures à la tension composée.



- V_1, V_2, V_3 : tensions simples
- Z_T : impédance du transformateur
- Z_C : impédance du câble
- R_p : résistance de la prise de terre du neutre
- R_f : résistance du défaut

Figure 5-2 : schéma équivalent d'un défaut phase-terre lorsque le neutre est mis directement à la terre

Ainsi, on définit un facteur de défaut à la terre k caractérisant la surtension phase-terre apparaissant sur les phases saines :

$$V_{2T} = V_{3T} = k V_n$$

V_n : tension simple nominale

Les calculs par la méthode des composantes symétriques (voir § 4.2.2. du *Guide des protections*) permettent de déterminer la valeur de k en fonction des impédances directes, inverses et homopolaires :

$$k = \left| 1 - \frac{Z_d + a^2 Z_i + a Z_0}{Z_d + Z_i + Z_0 + 3 R_f} \right|$$

Dans la plupart des réseaux, les alternateurs sont suffisamment éloignés pour prendre l'approximation $Z_d = Z_i$; on a alors :

$$k = \left| 1 + \frac{a(Z_d - Z_0)}{2Z_d + Z_0 + 3R_f} \right|$$

Des abaques permettent de déterminer le facteur k pour une résistance du défaut nulle ($R_f = 0$) en fonction des rapports $\frac{R_0}{X_d}$ et $\frac{X_0}{X_d}$ pour $R_d = 0$ et $R_d = 0,5 X_d$ (voir fig. 5.3. et 5.4.).

avec :

R_d : résistance directe vue du point de défaut

X_d : réactance directe vue du point de défaut

R_0 : résistance homopolaire vue du point de défaut

X_0 : réactance homopolaire vue du point de défaut

Lorsque la résistance du défaut n'est pas nulle, on voit dans la formule exprimant k que la surtension est plus faible. Le calcul de la surtension avec une résistance de défaut nulle fournit donc une valeur par excès.

En reprenant le schéma de la figure 5-2, on peut déterminer ces impédances pour un cas pratique :

en posant :

$$\left. \begin{array}{l} Z_T = R_T + j X_T \\ Z_C = R_C + j X_C \end{array} \right\} \text{impédances directes}$$

$$\left. \begin{array}{l} Z_{0T} = R_T + j X_{0T} \\ Z_{0C} = R_C + j X_{0C} \end{array} \right\} \text{impédances homopolaires}$$

on détermine :

$$R_d = R_T + R_C$$

$$X_d = X_T + X_C$$

$$R_0 = 3R_p + R_T + R_C$$

$$X_0 = X_{0T} + X_{0C}$$

Nota : il apparaît un facteur 3 devant R_p , la raison est expliquée figure 4-11 du *Guide des protections des réseaux industriels*.

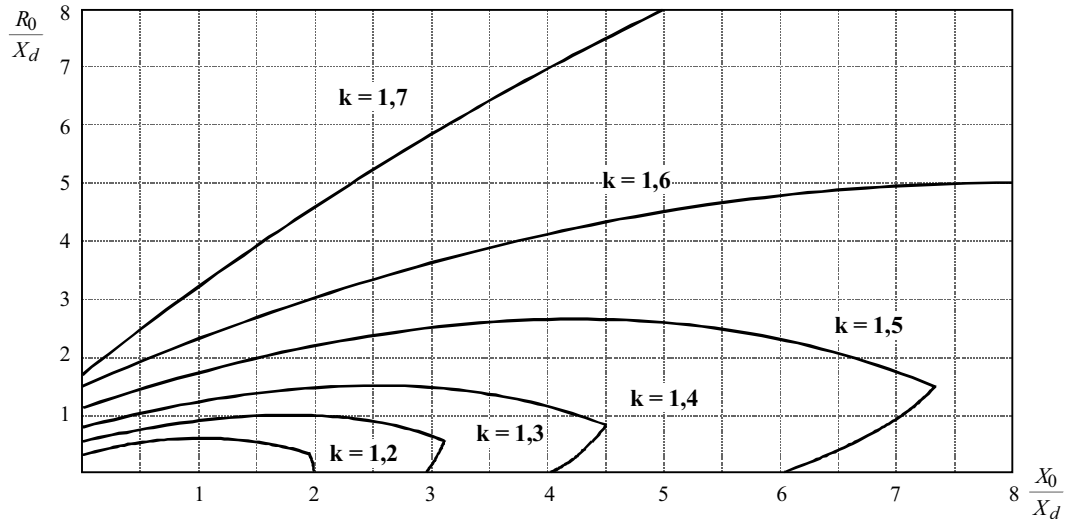


Figure 5-3 : facteur de défaut à la terre en fonction des rapports $\frac{X_0}{X_d}$ et $\frac{R_0}{X_d}$
pour $R_d = 0$ et $R_f = 0$

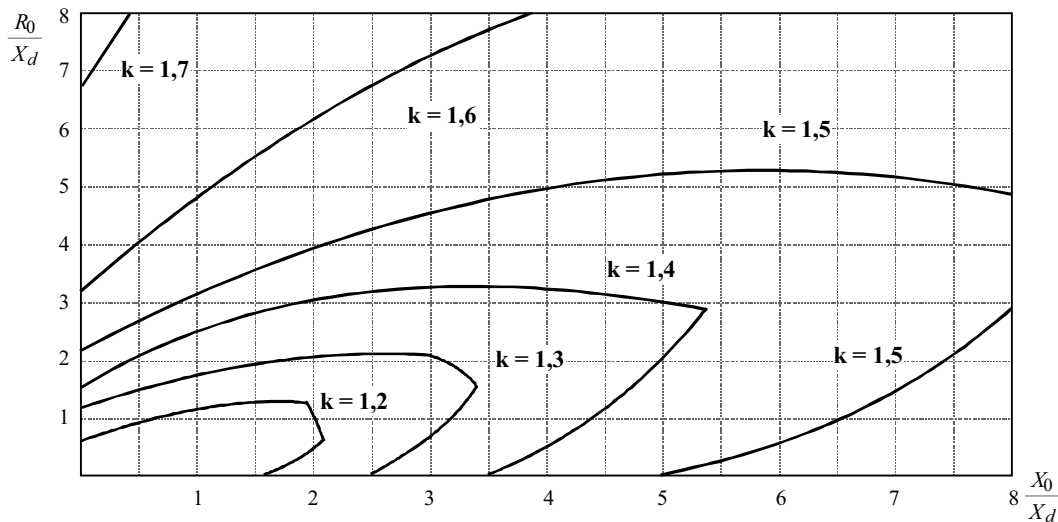


Figure 5-4 : facteur de défaut à la terre en fonction des rapports $\frac{X_0}{X_d}$ et $\frac{R_0}{X_d}$
pour $R_d = 0,5 X_d$ et $R_f = 0$

□ exemple

On considère un transformateur YNyn, 33 kV / 11 kV de puissance $S_n = 24 \text{ MVA}$ (voir CEI 909-2 tableau 3 A) alimentant un réseau de câble 240 mm² Alu dont le départ le plus long est de 5 km. La résistance de la prise de terre du neutre est 0,5 Ω .

- caractéristiques du transformateur :

$$U_{cc} = 24,2 \%$$

$$\frac{R_T}{X_T} = 0,046$$

$$\frac{X_{0T}}{X_T} = 0,7$$

on déduit
$$X_T = U_{cc} \times \frac{U_n^2}{S_n} = 0,242 \times \frac{(11 \times 10^3)^2}{24 \times 10^6} = 1,22 \Omega$$

$$R_T = 0,056 \Omega$$

$$X_{0T} = 0,85 \Omega$$

Nota : la valeur de U_{cc} est très élevée par rapport aux transformateurs alimentant un réseau à neutre mis à la terre par résistance de limitation. Il s'agit d'un transformateur du Royaume-Uni adapté au régime de neutre mis directement à la terre.

La tension de court-circuit est volontairement choisie élevée afin de minimiser le courant de court-circuit. En effet, si U_{cc} est élevé, la valeur $\frac{R_0}{X_d}$ est minimisée (car $X_d = X_T + X_C$), ce qui diminue le facteur de surtension (voir fig. 5-3 et 5-4).

- caractéristiques du câble :

$$R_C = \frac{\rho L}{S} = \frac{0,036 \times 1000}{240} = 0,15 \Omega / km$$

$$X_C = 0,1 \Omega / km$$

On suppose que $X_{0C} = 3 X_C = 0,3 \Omega / km$.

Nota : la valeur de X_{0C} est très variable (de 0,2 à 4 X_d) suivant la constitution du câble et le retour par la terre (terre profonde, écran ou conducteur de terre).

Pour un défaut franc ($R_f = 0$) aux bornes du transformateur :

$$R_d = R_T = 0,056 \Omega$$

$$R_0 = 3 R_p + R_T = 3 \times 0,5 + 0,056 = 1,56 \Omega$$

$$X_d = X_T = 1,22 \Omega$$

$$X_0 = X_{0T} = 0,85 \Omega$$

d'où $R_d = 0,05 X_d \cong 0$

$$\frac{R_0}{X_d} = 1,28$$

$$\frac{X_0}{X_d} = 0,70$$

La figure 5-3 montre que k est compris entre 1,4 et 1,5.

Pour un défaut franc ($R_f = 0$) à 5 km du transformateur :

$$R_d = R_T + R_C = 0,056 + 0,15 \times 5 = 0,81 \Omega$$

$$R_0 = 3 R_p + R_T + R_C = 3 \times 0,5 + 0,056 + 0,15 \times 5 = 2,31 \Omega$$

$$X_d = X_T + X_C = 1,22 + 0,1 \times 5 = 1,72 \Omega$$

$$X_0 = X_{0T} + X_{0C} = 0,85 + 0,3 \times 5 = 2,35 \Omega$$

d'où $R_d = 0,47 X_d$

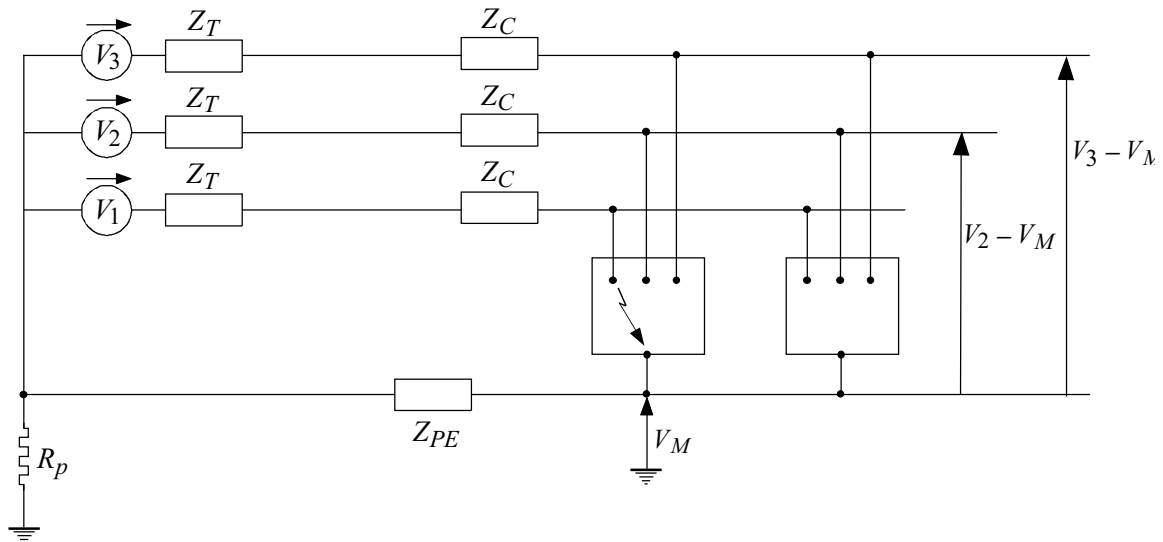
$$\frac{R_0}{X_d} = 1,34$$

$$\frac{X_0}{X_d} = 1,37$$

La figure 5-4 montre que k est compris entre 1,2 et 1,3.

■ schéma TN

Le courant d'un défaut phase-masse circule dans le conducteur de protection. La résistance de la prise de terre du neutre n'intervient donc pas pour la détermination de l'impédance homopolaire (voir fig. 5-5).



- V_1, V_2, V_3 : tensions simples
- Z_T : impédance du transformateur
- Z_C : impédance du câble
- Z_{PE} : impédance du conducteur de protection
- V_M : potentiel des masses par rapport à la terre
- R_p : résistance de la prise de terre du neutre

Figure 5-5 : schéma équivalent d'un défaut à la terre en schéma TN

On s'intéresse à la surtension des phases saines par rapport à la masse, ce qui détermine le risque ou non de défaut d'isolement sur un autre récepteur : $k_M = \left| \frac{V_2 - V_M}{V_n} \right| = \left| \frac{V_3 - V_M}{V_n} \right|$.

En basse tension, pour un transformateur ou un câble, on peut faire l'approximation que l'impédance homopolaire est égale à l'impédance directe : $Z_{0T} = Z_T$ et $Z_{0C} = Z_C$.

On a alors $Z_0 = Z_T + Z_C + 3Z_{PE}$

$$Z_d = Z_T + Z_C$$

d'où $k_M = \left| 1 - \frac{a 3Z_{PE}}{3(Z_T + Z_C + Z_{PE})} \right| = \left| 1 - \frac{a Z_{PE}}{Z_{PE} + Z_T + Z_C} \right|$ pour un défaut franc ($R_f = 0$)

La surtension sera maximale lorsque Z_T sera négligeable devant $Z_{PE} + Z_C$, ce qui est le cas pour un câble de longueur importante.

Ainsi $k_M \leq \left| 1 - \frac{a Z_{PE}}{Z_{PE} + Z_C} \right|$

k_M sera maximal lorsque la section du conducteur de protection sera la plus faible possible, c'est-à-dire égale à la moitié de la section du conducteur de phase ; on a alors $R_{PE} = 2R_C$.

Pour un câble de section inférieure à 120 mm² Alu, on peut négliger la réactance devant la résistance, on a alors :

$$\frac{Z_{PE}}{Z_{PE} + Z_C} \cong \frac{R_{PE}}{R_{PE} + R_C} = \frac{2}{3} \quad \text{car } R_{PE} = 2R_C$$

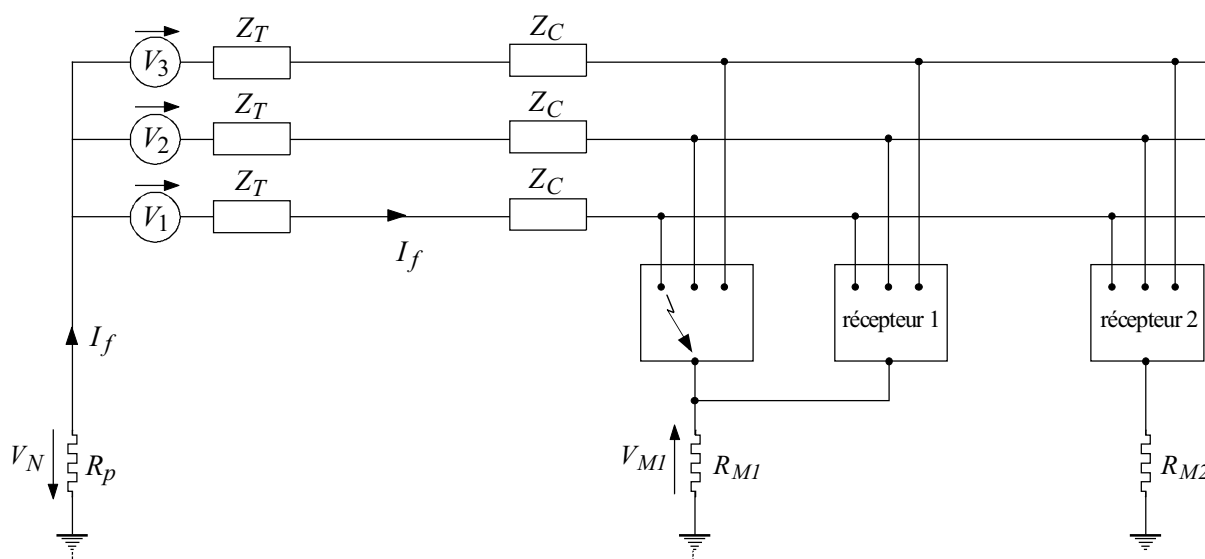
d'où $k_M \leq \left| 1 - \frac{2}{3}a \right|$

$$k_M \leq \left| 1 - \frac{2}{3} \left(-\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2} \right) \right|$$

$k_M \leq 1,45$

On peut montrer que pour un câble de section importante (> 120 mm²), la surtension sera inférieure au cas d'une faible section.

■ schéma TT (voir fig. 5-6)



R_p : résistance de prise de terre du poste

R_{M1} : résistance de prise de terre de la masse du récepteur en défaut et du récepteur 1

R_{M2} : résistance de prise de terre de la masse du récepteur 2

V_{M1} : tension phase-terre de la masse du récepteur en défaut et du récepteur 1

Figure 5-6 : schéma équivalent d'un défaut à la terre en schéma TT

On s'intéresse à la surtension des phases saines par rapport à la masse, ce qui détermine le risque ou non d'un défaut d'isolement sur un autre récepteur : $k_M = \left| \frac{V_2 - V_M}{V_n} \right| = \left| \frac{V_3 - V_M}{V_n} \right|$

En basse tension, les résistances des prises de terre du neutre et des masses sont très importantes par rapport à l'impédance du transformateur et du câble (Z_T et Z_C sont de l'ordre de quelques dizaines de mΩ).

On peut donc écrire que le courant de défaut est :

$$I_f = \frac{V_1}{R_p + R_{M1}} \quad \text{et} \quad (Z_T + Z_C) I_f \cong 0$$

La masse du récepteur 1 est reliée à la phase 1 par le défaut (d'impédance nulle). La tension d'une phase saine de ce récepteur par rapport à la masse est donc $V_2 - V_1$ ou $V_3 - V_1$ (car $(Z_T + Z_C) I_f \cong 0$), d'où $k_M = \sqrt{3} = 1,73$.

La masse du récepteur 2 est au potentiel de la terre profonde.

La tension d'une phase saine de ce récepteur par rapport à la masse est donc $V_2 - V_{Neutre}$ ou $V_3 - V_{Neutre}$:

$$V_2 - V_{Neutre} = V_2 - R_p I_f = V_2 - \frac{R_p V_1}{R_p + R_M} = V_2 - a V_2 \frac{R_p}{R_p + R_M} = V_2 \left(1 - \frac{a R_p}{R_p + R_M} \right)$$

d'où $k_M = \left| 1 - \frac{a R_p}{R_p + R_M} \right|$

pour $R_M = R_p$, $k_M = 1,32$

pour $R_M > R_p$, $k_M < 1,32$

La résistance de prise de terre d'un groupe de masse est en général supérieure à la résistance de prise de terre du poste. Le coefficient de surtension sera donc inférieur à 1,32 sur le récepteur 2.

Le facteur de surtension est maximal en schéma *TT* pour un récepteur dont la masse est reliée à la même prise de terre que le récepteur en défaut, on a alors $k_M = \sqrt{3}$

■ **tableau récapitulatif des surtensions maximales de défaut à la terre en fonction du régime de neutre**

Moyenne et haute tension (1)		Basse tension (2)		
neutre direct à la terre (HT ou MT)	neutre isolé ou mis à la terre par impédance (MT)	schéma <i>TN</i>	schéma <i>TT</i>	schéma <i>IT</i>
< 1,73 * (couramment 1,2 à 1,4)	1,73	1,45	1,73	1,73

(1) : surtension phase-terre

(2) : surtension phase-masse

(*) : un réseau avec neutre mis directement à la terre est généralement constitué de façon à limiter les surtensions à des valeurs proches de 1,2 à 1,4.

Tableau 5-1 : facteur de surtension maximal en fonction du régime de neutre

■ conséquences sur le choix des matériels

Le facteur de surtension et la durée d'alimentation du défaut influencent le choix du niveau de tension d'isolement du matériel.

neutre mis directement à la terre ou par impédance de limitation en MT, ou schéma *TT* et *TN* en BT

L'élimination rapide du défaut, et donc une durée de surtension courte, permet de ne pas exiger que la tension d'isolement phase-masse de l'appareillage soit supérieure à la tension simple nominale.

neutre isolé en MT ou schéma *IT* en BT

La coupure au premier défaut n'étant pas exigée, la surtension risque d'apparaître pendant une durée élevée (plusieurs heures). Il convient donc de choisir un appareillage dont l'isolement phase-masse est approprié à la tension nominale entre phases.

Nota : certains constructeurs donnent une tenue d'isolement phase-masse égale à la tension simple, mais indiquent que leur appareillage peut être mis en oeuvre dans un réseau à neutre isolé. Il existe aussi des normes d'appareillage qui spécifient un niveau d'isolement compatible avec une utilisation dans un réseau à neutre isolé.

5.1.2.2. Résonance et ferro-résonance

■ résonance

La présence d'éléments inductifs L , capacitifs C et résistifs R , raccordés, soit en série, soit en parallèle, donne lieu à des répartitions de courants et de tensions dont les valeurs peuvent être dangereuses pour le matériel.

□ résonance série

La figure 5-7 représente un circuit R, L, C série aux bornes duquel on applique une tension U .

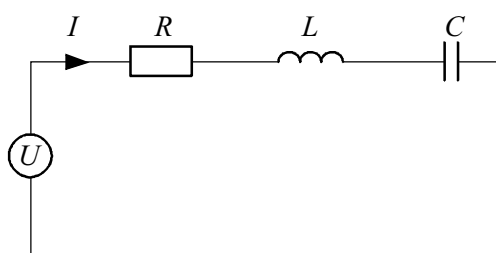


Figure 5-7 : circuit R, L, C série alimenté par une tension U

La tension U est la somme vectorielle des tensions aux bornes de chaque élément :

$$U = U_R + U_L + U_C$$

$$= RI + jL\omega I + \frac{1}{jC\omega} I$$

Le diagramme vectoriel de la figure 5-8 montre que pour certaines valeurs de L et C , les tensions aux bornes de l'inductance et de la capacité peuvent être supérieures à la tension U du réseau :

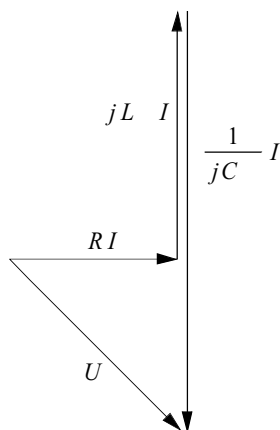


Figure 5-8 : représentation de Fresnel d'un circuit R, L, C série alimenté par une tension U

Le phénomène de résonance apparaît lorsque $U_L = -U_C$:

$$jL\omega I = -\frac{1}{jC\omega}$$

$$LC\omega^2 = 1$$

On a alors $U = RI$; l'inductance et la capacité en série se comportent comme un court-circuit.

Pour L et C données, la pulsation ω_r telle que $LC\omega_r^2 = 1$ est appelée pulsation de résonance.

On définit alors un facteur de surtension f qui est le rapport de la tension U_L (ou U_C) à la tension d'alimentation U :

$$f = \frac{U_L}{U} = \frac{L\omega_r I}{RI}$$

$$f = \frac{L\omega_r}{R} = \frac{1}{RC\omega_r}$$

□ résonance parallèle

La figure 5-9 représente un circuit R, L, C parallèle aux bornes duquel on applique une source de courant J .

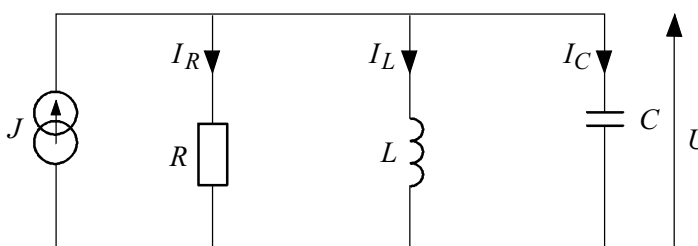


Figure 5-9 : circuit R, L, C parallèle alimenté par une source de courant J

La tension U est commune aux trois éléments.

On a la relation suivante :

$$J = \left(\frac{1}{R} + \frac{1}{jL\omega} + jC\omega \right) U$$

Le phénomène de résonance apparaît lorsque $I_L = -I_C$:

$$\frac{U}{jL\omega} = -jC\omega U$$

$$LC\omega^2 = 1$$

On a alors $U = RJ$; l'inductance et la capacité se comportent comme un circuit ouvert, appelé circuit bouchon.

Pour L et C données, la pulsation ω_r , telle que $LC\omega_r^2 = 1$ est appelée pulsation de résonance.

On définit alors le facteur de surtension qui est le rapport :

- entre la tension qui apparaît aux bornes du circuit R, L, C parallèle à la résonance
- et la tension qui apparaîtrait à la résonance si l'inductance (ou la capacité) était le seul élément du circuit

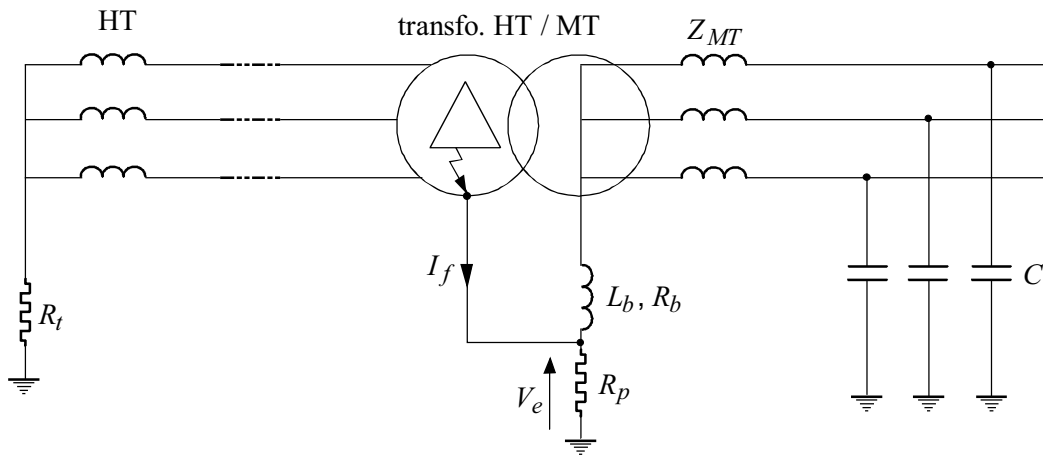
$$f = \frac{RJ}{L\omega_r J}$$

$$f = \frac{R}{L\omega_r} = RC\omega_r$$

L'exemple le plus courant de résonance parallèle est le cas d'un réseau comportant des harmoniques de courant (modélisés par des sources de courant) et des condensateurs de compensation d'énergie réactive (voir § 8.1.5).

□ **exemple : résonance dans un poste HT/MT à neutre mis à la terre par bobine de compensation**

La figure 5-10 représente le schéma d'un poste HT/MT à neutre compensé lors de l'écoulement d'un défaut à la terre HT à travers la prise de terre commune.



- I_f : courant de défaut à la terre HT
- L_b, R_b : inductance et résistance de la bobine de compensation
- R_p, R_t : résistances des prises de terre
- C : capacité phase-terre des câbles MT
- V_e : élévation du potentiel de la terre du poste
- Z_{MT} : somme des impédances du transformateur et du câble MT

Figure 5-10 : défaut à la terre HT dans un poste HT/MT à neutre compensé

La méthode des composantes symétriques nous donne que la valeur du courant de défaut est (voir § 4.2.2 du *Guide des protections des réseaux*) :

$$I_f = \frac{3V}{Z_d + Z_i + Z_0}$$

avec $Z_d = Z_T + Z_\ell$

$$Z_i = Z_T + Z_\ell$$

$$Z_0 = Z_{0T} + Z_{0\ell} + 3R_p + 3R_t$$

Z_T, Z_{0T} : impédances directe (ou inverse) et homopolaire du transformateur HT

$Z_\ell, Z_{0\ell}$: impédances directe (ou inverse) et homopolaire de la ligne HT

En haute tension, la valeur de la prise de terre du poste (R_p) est très faible devant les impédances du transformateur et de la ligne. Le courant de défaut est alors indépendant de R_p ; il est ainsi considéré comme une source de courant de valeur I_f .

Le schéma de Thevenin équivalent à la source de courant I_f d'impédance interne R_p est celui de la figure 5-11.

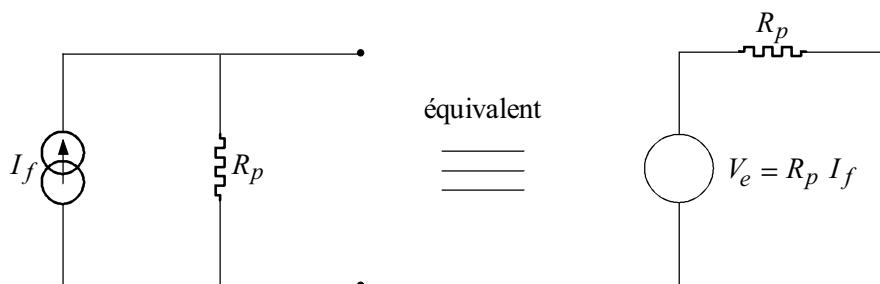


Figure 5-11 : schéma de Thevenin équivalent à la source de courant I_f d'impédance interne R_p

Le schéma équivalent du réseau MT est donc celui de la figure 5-12.

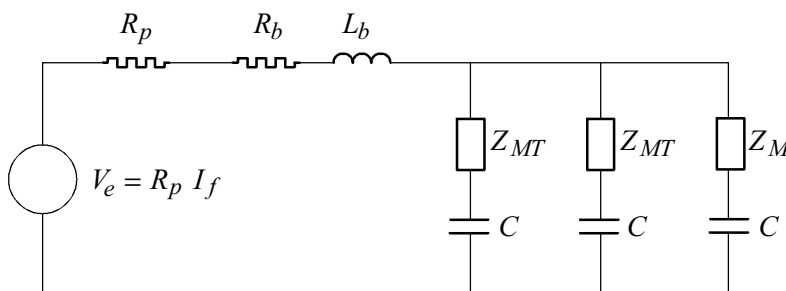


Figure 5-12 : schéma équivalent du réseau MT lors d'un défaut à la terre côté HT du poste

Les impédances du transformateur et du câble sont négligeables devant la capacité phase-terre du câble : $Z_{MT} \ll \frac{1}{C \omega}$.

Le schéma simplifié du réseau MT est donc celui de la figure 5-13.

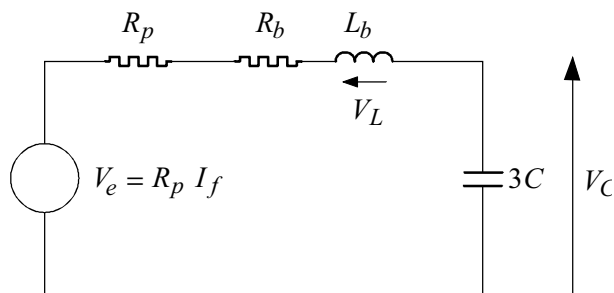


Figure 5-13 : schéma simplifié

Soit V_L la tension aux bornes de la bobine.

On a

$$V_L = \frac{L_b \omega}{R_p + R_b + j\left(L_b \omega - \frac{1}{3C\omega}\right)} V_e$$

Dans le cas du neutre compensé, on se rapproche au maximum de l'accord (résonance) entre la bobine et la capacité des câbles MT. On a donc : $L_b \omega \approx \frac{1}{3C\omega}$ et $V_C \approx V_L$ d'où

$$V_L = \frac{L_b \omega}{R_p + R_b} V_e .$$

Pour minimiser l'élévation du potentiel de la terre du poste (V_e) , la prise de terre doit être la plus faible possible (de l'ordre de 0,5 Ω).

On peut ainsi négliger R_p devant R_b , on a alors :

$$V_L = V_C = \frac{L_b \omega}{R_b} V_e = Q V_e$$

$$V_C = Q R_p I_f$$

avec :

Q : facteur de qualité de la bobine

V_C : représente dans ce cas la surtension phase-terre des câbles MT

Le facteur de qualité de la bobine ne devra donc pas être trop important afin d'éviter le risque d'une surtension très élevée.

C'est la raison pour laquelle, dans certains cas, il faut insérer une résistance en parallèle avec la bobine, afin de diminuer le facteur de qualité.

Application numérique :

Soit un poste 63 / 5,5 kV avec :

$$V_n = \frac{5,5}{\sqrt{3}} = 3,175 \text{ kV}$$

$$I_f (63 \text{ kV}) = 3 \text{ kA}$$

$$R_p = 0,5 \Omega$$

$$Q = \frac{L_b \omega}{R_b} = 4$$

L'élévation du potentiel est : $V_e = R_p \times I_f = 1500 \text{ V}$.

La tension phase-terre dans les câbles est : $V_C = Q \times V_e$.

$$V_C = 1500 \times 4 = 6000 \text{ V}$$

$$V_C = 1,89 V_n$$

La surtension dans les câbles est de l'ordre de 2 fois la tension nominale phase-terre.

Elle peut être très dangereuse si la prise de terre du poste est mauvaise.

En effet, pour $R_p = 3 \Omega$ nous aurons $V_C = 11,3 V_n$.

Il est donc indispensable de limiter la valeur de R_p .

■ ferro-résonance

□ ferro-résonance parallèle (voir fig. 5-14)

Soit un circuit constitué par un condensateur, une bobine d'induction à noyau de fer saturable et une résistance en parallèle. Soit R la résistance, C la capacité, L l'inductance propre variable avec le courant traversant la bobine et la tension aux bornes du circuit.

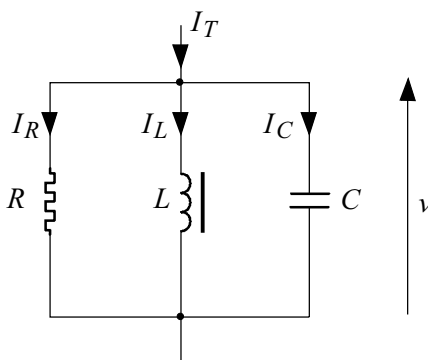


Figure 5-14 : ferro-résonance parallèle

Le courant total I_T traversant le circuit est alors donné par la relation (1) :

$$I_T = \frac{V}{R} + j(C\omega V - I_L) \quad (1)$$

On ne peut pas exprimer I_L en fonction de V , en raison de la saturation.

Les valeurs efficaces sont données par la relation (2) :

$$I_T^2 = \frac{V^2}{R^2} + (C\omega V - I_L)^2 \quad (2)$$

On peut alors écrire la relation (3) :

$$\sqrt{I_T^2 - \frac{V^2}{R^2}} = |C\omega V - I_L| \quad (3)$$

Cette équation peut être résolue graphiquement en traçant, en fonction de V , les courbes représentatives des fonctions (voir fig. 5-15) :

$$I = \sqrt{I_T^2 - \frac{V^2}{R^2}} \quad (a)$$

$$I = |C\omega V - I_L| \quad (b)$$

L'intersection des courbes (a) et (b) donne, pour toute valeur de I_T , les solutions en V de l'équation (3) ; la figure 5-15 montre la résolution graphique de cette équation.

La courbe (a) est une ellipse d'équation :

$$\frac{V^2}{R^2} + I^2 = I_T^2$$

dont un des demi-axes est égal à I_T et l'autre à $R I_T$. A chaque valeur du courant total I_T correspond une ellipse.

La courbe $I_L(V)$ présente une pente très importante lorsque V augmente en raison de la saturation du noyau de fer de la bobine : $I_L(V) = \frac{V}{L(V)\omega}$.

A la saturation, $L(V)$ devient très faible, le courant augmente alors fortement (voir fig. 5-15).

La courbe $I_C = C\omega V$ est une fonction linéaire de V (voir fig. 5-15).

La courbe (b) représente l'évolution de $I_C - I_L = (C\omega V - I_L)$ en fonction de la tension.

La portion OSA de la courbe (b) correspond à un courant en avance par rapport à la tension, en raison de la prépondérance du courant capacitif. Au contraire, la partie AB correspond à un courant en retard, le courant inductif étant prépondérant. L'intersection de l'ellipse (a) et de la courbe (b) peut donner :

- un point de fonctionnement Q si l'ellipse (a) est à l'intérieur de l'ellipse (a") passant par le point A
- trois points de fonctionnement M, N, P si l'ellipse (a) est comprise entre les ellipses (a') et (a")
- deux points S, T si l'ellipse (a) est confondue avec l'ellipse (a')
- un seul point X si l'ellipse (a) est extérieure à l'ellipse (a').

Le mécanisme de ferro-résonance est décrit ci-après.

Le circuit étant initialement au repos, le courant total I_T est nul, ainsi que la tension V , l'ellipse (a) se réduit au point O . Si le courant croît, la longueur des axes de l'ellipse (a) augmente et la tension s'élève, le point de fonctionnement M du régime se déplace sur la branche OS de la courbe (b). Lorsque le courant total dépasse la valeur I_T' pour laquelle l'ellipse (a') coupe la courbe (b) en S , le point de fonctionnement saute brusquement du point M au point T situé sur la branche AB de la courbe (b), puis il se déplace sur cette branche. La tension augmente donc brusquement, passant de V_S à V_T , puis elle continue à croître si le courant I_T augmente.

Si maintenant le courant total décroît, le point B se déplace sur la branche AB et y demeure, même si le courant retombe au-dessous de la valeur I_T' correspondant à l'ellipse (a'). Lorsque le courant atteint la valeur I_T , le point de fonctionnement est P au lieu de M . Celui-ci ne revient sur la branche OS que si le courant tombe au-dessous de la valeur I_T'' correspondant à l'ellipse (a'') passant par le point A . A ce moment, le point B saute brusquement de A à Q , et la tension de V_A à V_Q .

On voit donc qu'à une même valeur efficace du courant I_T , peuvent correspondre deux régimes stables, pour lesquels la tension aux bornes du circuit prend des valeurs très différentes, V_M et V_P par exemple.

En définitive, si le régime initial correspond à une tension faible (branche OS), avec un courant résultant capacitif, il peut arriver que, par suite d'un brusque changement de régime entraînant un phénomène transitoire (surintensité ou surtension), le courant résultant devienne inductif et que la tension conserve une valeur importante, même lorsque la perturbation a disparu.

La ferro-résonance est évitée si la résistance R est suffisamment faible pour que l'ellipse (a) reste à l'intérieur de la zone OSA , même lors d'une surintensité élevée.

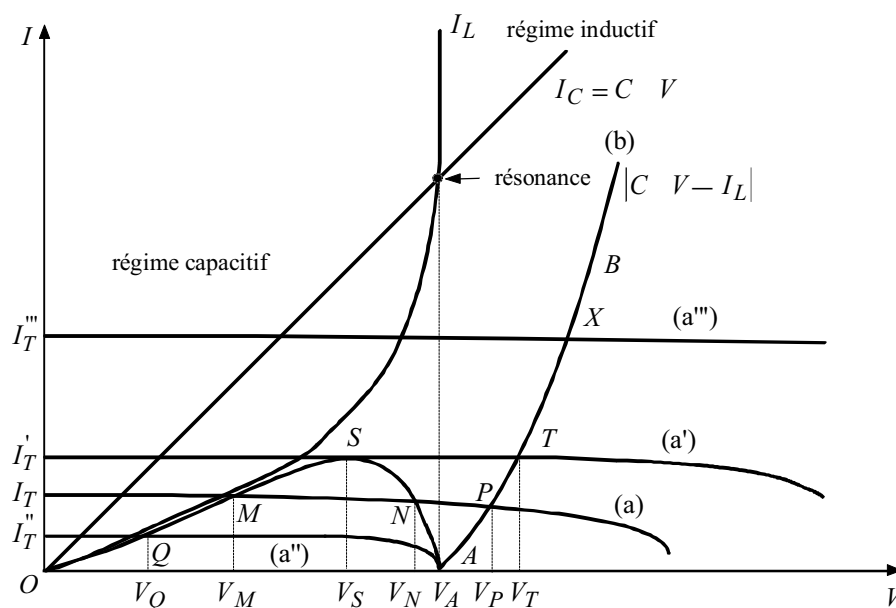


Figure 5-15 : ferro-résonance parallèle - résolution graphique

□ **ferro-résonance série** (voir fig. 5-16)

On considère un circuit série constitué par une résistance, une bobine à noyau de fer saturable et un condensateur. On a :

$$V = R i + j \left(V_L - \frac{i}{C} \omega \right) \quad (1)$$

On ne peut pas exprimer V_L en fonction de I , en raison de la saturation.

En passant aux valeurs efficaces, on peut écrire :

$$V^2 = R^2 I^2 + \left(V_L^2 - \frac{i}{C} \omega \right)^2 \quad (2)$$

ou encore :
$$V^2 - R^2 I^2 = \left(V_L^2 - \frac{i}{C} \omega \right)^2 \quad (3)$$

$$\sqrt{V^2 - R^2 I^2} = L \omega i - \frac{i}{C} \omega \quad (4)$$

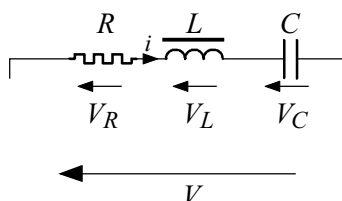


Figure 5-16 : ferro-résonance série

Comme pour le circuit parallèle, cette équation peut être résolue graphiquement en fonction de i , en traçant les courbes (voir fig. 5-17) :

$$v = \sqrt{V^2 - R^2 I^2}$$

et
$$v = V_L - \frac{i}{C} \omega$$

La courbe $V_L(I)$ présente une pente très faible lorsque I augmente en raison de la saturation du noyau de fer de la bobine : $V_L(I) = L(I) \omega V$.

A la saturation, $L(I)$ devient très faible, la tension augmente presque plus lorsque I croît.

Le point de fonctionnement du réseau est situé à l'intersection de la courbe (b) d'équation :

$$v = V_L - \frac{i}{C} \omega$$

et de l'ellipse (a) d'équation :

$$v = \sqrt{V^2 - R^2 I^2}$$

Il existe trois points de fonctionnement possibles : M, N, P . M et P sont stables, N est instable. Une perturbation de tension peut faire passer le circuit du point M au point P . Il en résulte un courant important et des surtensions importantes aux bornes de l'inductance et du condensateur. La ferro-résonance peut être évitée si la résistance R est suffisamment élevée pour que l'ellipse (a) reste à l'intérieur de la zone OSA , même lors d'une surtension élevée.

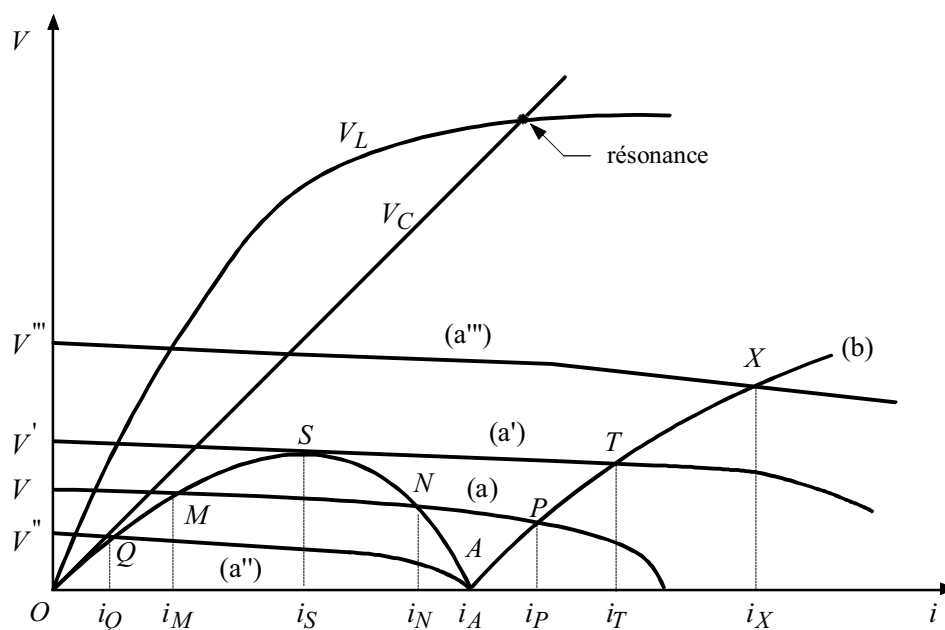


Figure 5-17 : ferro-résonance série - résolution graphique

□ **exemple de ferro-résonance parallèle - réseau triphasé à neutre isolé** (voir fig. 5-18)

Considérons un réseau triphasé à neutre isolé présentant entre chaque phase et la terre une capacité C . D'autre part, entre chaque phase et la terre, on branche un transformateur de tension dont l'inductance de magnétisation est assimilable à une inductance à noyau saturable. Il apparaît donc, entre chaque phase et la terre, un circuit parallèle inductance - capacité. Une ferro-résonance parallèle peut alors s'amorcer entre la capacité et le transformateur de tension d'une même phase.

Cette ferro-résonance peut apparaître à la suite d'une surintensité, ou d'une surtension passagère engendrée par une manoeuvre brusque et notamment lors de la mise sous tension du réseau. Par suite des déphasages existant entre les tensions des trois conducteurs du réseau, les surintensités et les surtensions de manoeuvre n'ont pas la même amplitude dans les trois phases. La ferro-résonance peut donc très bien s'amorcer sur deux phases seulement, les phases 2 et 3 par exemple. Les tensions par rapport au sol de ces deux phases correspondent à des points situés sur la portion AB de la courbe (b) (voir fig. 5-15). La tension de la phase 1 correspond à un point situé sur la partie OS de cette courbe.

Pour les phases 2 et 3, l'ensemble capacité - inductance se comporte comme une inductance, et pour la phase 1, comme une capacité. Si l'on trace le diagramme vectoriel de tension, on voit :

- que la tension de la phase 1 par rapport à la terre est faible
- que les tensions des deux autres phases sont très élevées
- qu'il existe une différence de potentiel entre le point neutre et la terre (voir fig. 5-18) très importante.

Ces surtensions vont provoquer le claquage de l'isolement du matériel si des dispositions pour les limiter ne sont pas prises.

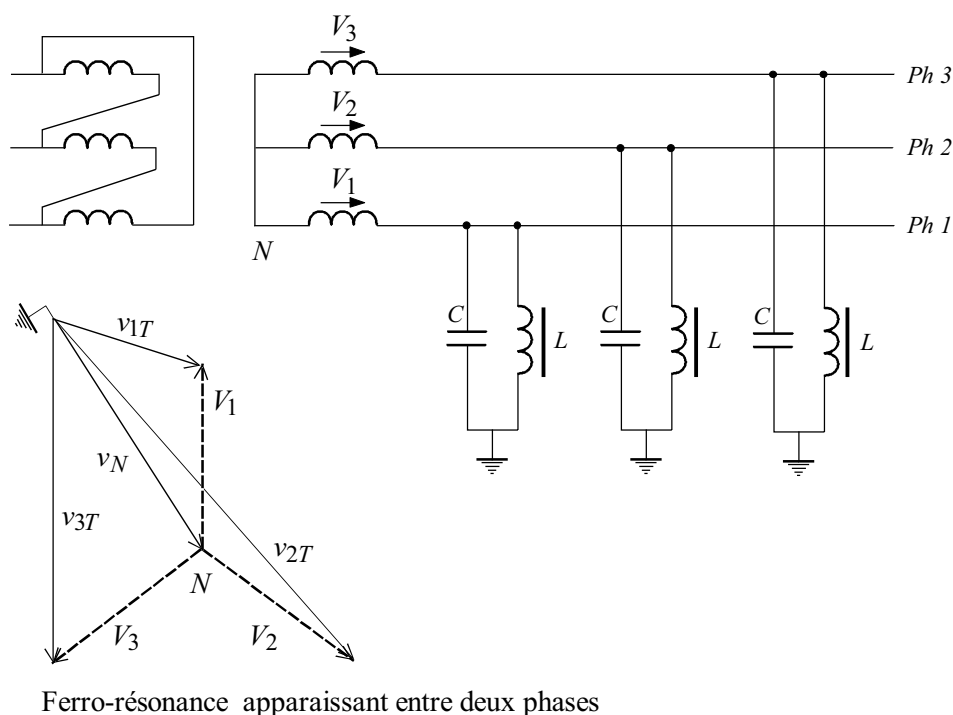


Figure 5-18 : ferro-résonance parallèle dans un réseau à neutre isolé

• **protection contre les risques de ferro-résonance parallèle**

Un transformateur de tension (TT) chargé par une résistance r se comporte comme une inductance (de magnétisation) saturable en parallèle avec cette résistance.

Ainsi, dans un réseau à neutre isolé, si l'on branche des résistances de charge au secondaire des transformateurs de tension, les circuits parallèles L-C, constitués par ces transformateurs et les capacités des câbles du réseau, sont transformés en des circuits parallèles R-L-C, de sorte que si les résistances sont bien dimensionnées, le risque de ferro-résonance exposé précédemment peut être évité (l'ellipse (a) reste à l'intérieur de la zone $0SA$ - voir fig. 5-15) :

- les résistances doivent être suffisamment faibles pour être efficaces
- elles ne doivent pas être trop faibles, pour que les TT ne soient pas surchargés et que leur précision soit conservée.

Dans le cas des *TT* à un secondaire, on installe une résistance de charge sur chaque phase (voir fig. 5-19).

Une valeur de résistance égale à 68Ω est préconisée pour une tension secondaire de $\frac{100}{\sqrt{3}} V$.

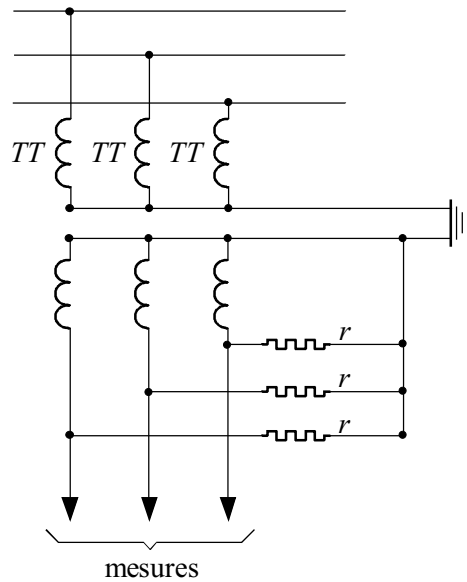


Figure 5-19 : protection contre les risques de ferro-résonance par résistances avec *TT* à un secondaire

Dans le cas des TT à deux secondaires, on installe une résistance dans le triangle ouvert de l'un des deux (voir fig. 5-20).

On préconise de dissiper une puissance supérieure 50 W dans la résistance lors d'un défaut phase-terre.

Pour une tension secondaire de $\frac{100}{3} V$, lors d'un défaut franc à la terre, la tension aux bornes de la résistance est égale à 100 V ; on détermine alors la valeur de la résistance :

$$R \leq \frac{(100)^2}{50}$$

$$R \leq 200 \Omega$$

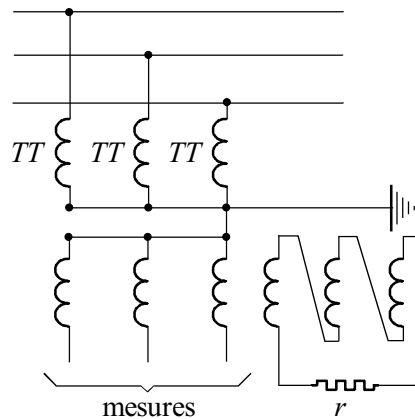


Figure 5-20 : protection contre les risques de ferro-résonance par résistance avec TT à deux secondaires

□ **exemple de ferro-résonance série** (voir fig. 5-21)

La figure 5-21 présente un réseau à neutre mis directement à la terre, alimentant un transformateur triphasé dont les enroulements primaires sont couplés en triangle. Le raisonnement est également valable pour un transformateur couplé en étoile dont le point neutre est isolé. Si, lors de la fermeture de l'interrupteur, l'un des pôles reste accidentellement ouvert ou se ferme tardivement, par exemple celui de la phase 1, une ferro-résonance série peut s'amorcer dans le circuit comprenant :

- l'inductance de magnétisation des enroulements AC ou BC du transformateur
- la capacité de la phase 1 par rapport à la terre.

Des surtensions très importantes peuvent apparaître aux bornes du transformateur et entre la phase 1 et la terre.

Ce type de ferro-résonance a fréquemment été rencontré sur des réseaux HT à neutre mis directement à la terre. Il peut également se produire lors de l'ouverture de l'interrupteur. Le moyen de se protéger contre ce type de ferro-résonance consiste à insérer une résistance dans la mise à la terre du point neutre du transformateur d'alimentation. Cette solution n'apporte cependant pas une protection totale, puisqu'une ferro-résonance peut, par exemple, s'établir dans le circuit comprenant l'enroulement AC du transformateur et les capacités des phases 1 et 3 par rapport à la terre.

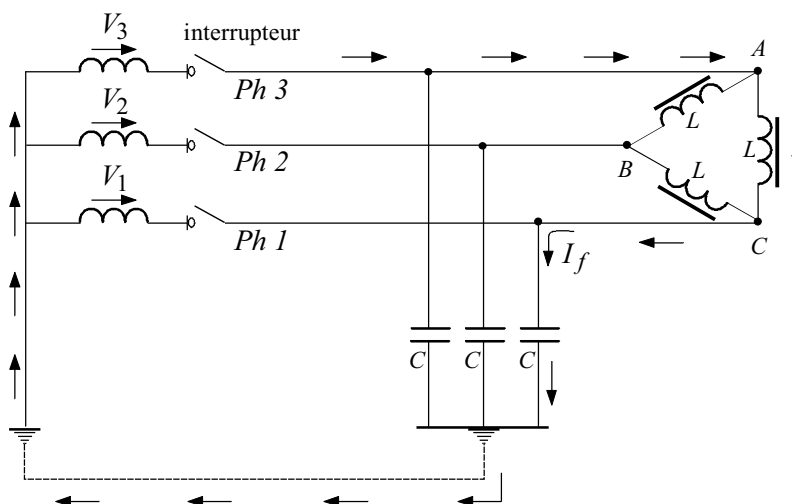


Figure 5-21 : ferro-résonance série

5.1.2.3. Rupture du conducteur neutre

Considérons le schéma de la figure 5-22, où Z_1 , Z_2 et Z_3 représentent les impédances équivalentes par phase de l'ensemble des charges en aval du point de rupture du neutre.

Si les phases sont parfaitement équilibrées, le système des tensions n'est pas perturbé.

En cas de déséquilibre des charges, le point neutre se déplace et les tensions phase-neutre se rapprochent de la tension composée pour les phases les moins chargées, tandis que pour les phases chargées (faible impédance) elles deviennent inférieures à la tension simple.

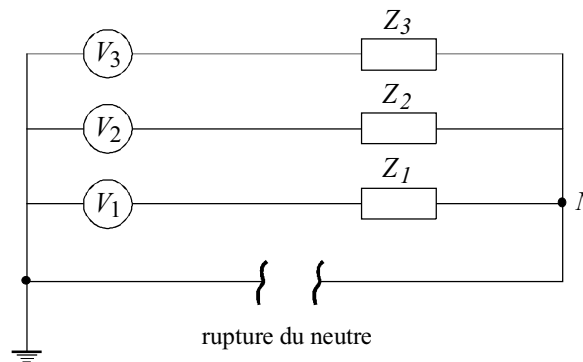


Figure 5-22 : schéma équivalent d'un réseau BT lors d'une rupture du neutre

En utilisant le théorème de superposition, on peut démontrer que :

$$V_N = \left(\frac{Z_1 // Z_2}{Z_3 + Z_1 // Z_2} \right) V_3 + \left(\frac{Z_1 // Z_3}{Z_2 + Z_1 // Z_3} \right) V_2 + \left(\frac{Z_2 // Z_3}{Z_1 + Z_2 // Z_3} \right) V_1 \quad (1)$$

La tension appliquée aux bornes d'un récepteur monophasé sur la phase 3, par exemple, sera :

$$V_{3N} = V_3 - V_N$$

Sachant que $V_2 = a^2 V_1$ et $V_3 = a V_1$, $\left(a = -\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2} \right)$

On peut calculer V_{3N} pour les impédances suivantes :

$$\begin{aligned} Z_1 &= R \\ Z_2 &= 2R \\ Z_3 &= 10R \end{aligned}$$

(On prend des charges résistives pour simplifier les calculs.)

En appliquant la formule (1), on trouve :

$$V_N = \left(\frac{4a^2 + 9}{16} \right) V_n$$

on a alors $V_{3N} = V_3 - V_N = aV_1 - V_n$

$$V_{3N} = \left(\frac{-15 + j10\sqrt{3}}{16} \right) V_n$$

d'où $|V_{3N}| = 1,43 V_n$

De même, on détermine : $|V_{2N}| = 1,14 V_n$ et $|V_{1N}| = 0,6 V_n$

V_n : tension simple nominale

On constate que l'on peut assister au claquage des récepteurs monophasés les plus sensibles, puis à des claquages successifs, suite à l'évolution du phénomène qui aggrave le déséquilibre (Z_3 augmente suite aux claquages et V_{3N} augmente en conséquence) ; c'est un phénomène d'avalanche.

Ce risque est donc un argument supplémentaire pour bien équilibrer les charges.

5.1.3. Surtensions de manoeuvre

Lors des manoeuvres de mise sous tension ou de mise hors tension de récepteurs, des surtensions transitoires apparaissent sur le réseau. Ces surtensions sont d'autant plus dangereuses si le courant coupé est inductif ou capacitif. L'amplitude, la fréquence et la durée d'amortissement de ce régime transitoire dépendent des caractéristiques du réseau considéré et des caractéristiques mécaniques et diélectriques de l'appareil de coupure.

5.1.3.1. Principe de la coupure

La coupure d'un courant électrique par un appareil idéal consiste à un passage de la résistance de cet appareil de zéro avant la coupure à une valeur infinie juste après la coupure. La coupure intervient au moment du passage par zéro naturel du courant.

Cet appareil idéal est impossible à réaliser, mais les techniques de coupure se basant sur le comportement de l'arc électrique dans différents milieux diélectriques nous permettent de s'en rapprocher.

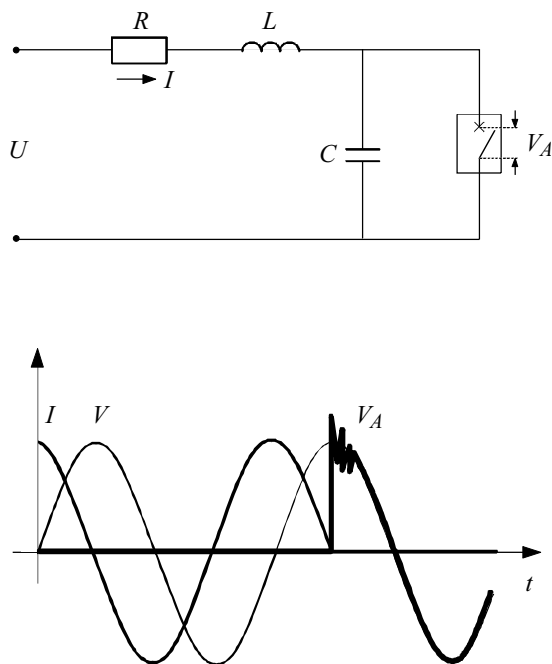
■ coupure par disjoncteur

Au moment de l'interruption d'un courant, un arc électrique s'établit entre les bornes de l'appareil de coupure. L'arc électrique conducteur a tendance à se maintenir par le phénomène d'ionisation du diélectrique provoqué par l'énergie dissipée dans la résistance de l'arc.

Au voisinage du zéro naturel du courant, l'énergie dissipée diminue et devient inférieure à l'évacuation thermique dans le milieu, l'arc se refroidit et sa résistance augmente.

Au passage par zéro naturel du courant, la résistance de l'arc devient infinie et la coupure est effective.

Entre le début et la fin de la coupure, la tension entre les pôles de l'appareil de coupure passe de zéro à la tension du réseau. Ce passage donne lieu à un phénomène transitoire à fréquence élevée que l'on désigne par tension transitoire de rétablissement (voir fig. 5-23).



L, R : inductance et résistance équivalent au réseau amont au disjoncteur

C : capacité du réseau amont

Figure 5-23 : tension transitoire de rétablissement lors d'une coupure par disjoncteur

■ coupure par fusible

Lors d'un court-circuit, l'intensité du courant traversant le fusible est supérieure à son intensité nominale de fusion.

La coupure peut donc intervenir à n'importe quel instant et pas forcément au passage par zéro du courant.

La figure 5-24 représente un exemple de surtension transitoire qui apparaît sur le réseau suite à la fusion d'un fusible à fil.

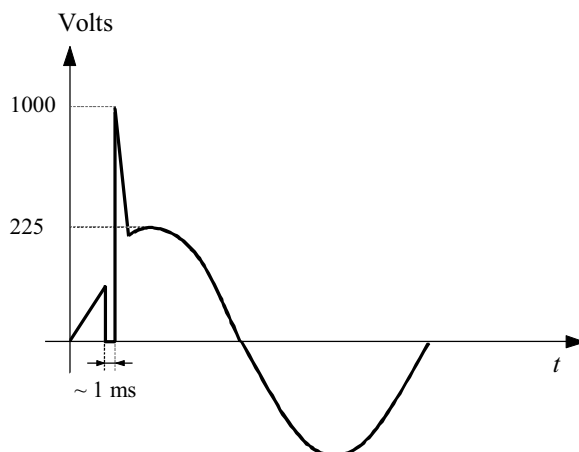


Figure 5-24 : surtension transitoire lors de la fusion d'un fusible à fil

5.1.3.2. Manoeuvre des récepteurs

■ mise hors tension de récepteurs

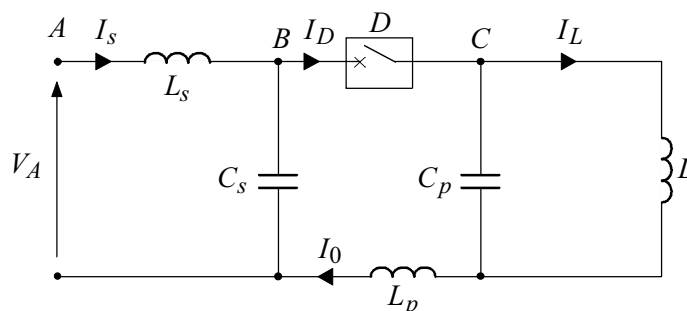
□ récepteur inductif

• circuit monophasé

Considérons le schéma équivalent monophasé de la figure 5-25 avec un disjoncteur D idéal qui présente une résistance d'arc nulle à l'instant de séparation des contacts, et qui coupe le courant à son passage par zéro naturel. Avant la manoeuvre du disjoncteur, entre les points A et B , il y a une chute de tension due au courant de la charge traversant L_s .

Au moment de la coupure, la tension en B rejoint brusquement la tension en A , la capacité C_s se charge à travers L_s . Les échanges d'énergie entre C_s et L_s font apparaître des oscillations de tension à des fréquences de 5 à 10 KHz.

La tension en C décroît brusquement vers zéro, la capacité C_p se décharge alors sur L . Les échanges d'énergie entre C_p et L créent des oscillations de tension à des fréquences allant de 1 à 100 KHz.



L_s : inductance du réseau amont au disjoncteur

C_s : capacité du réseau amont au disjoncteur

L : inductance de la charge

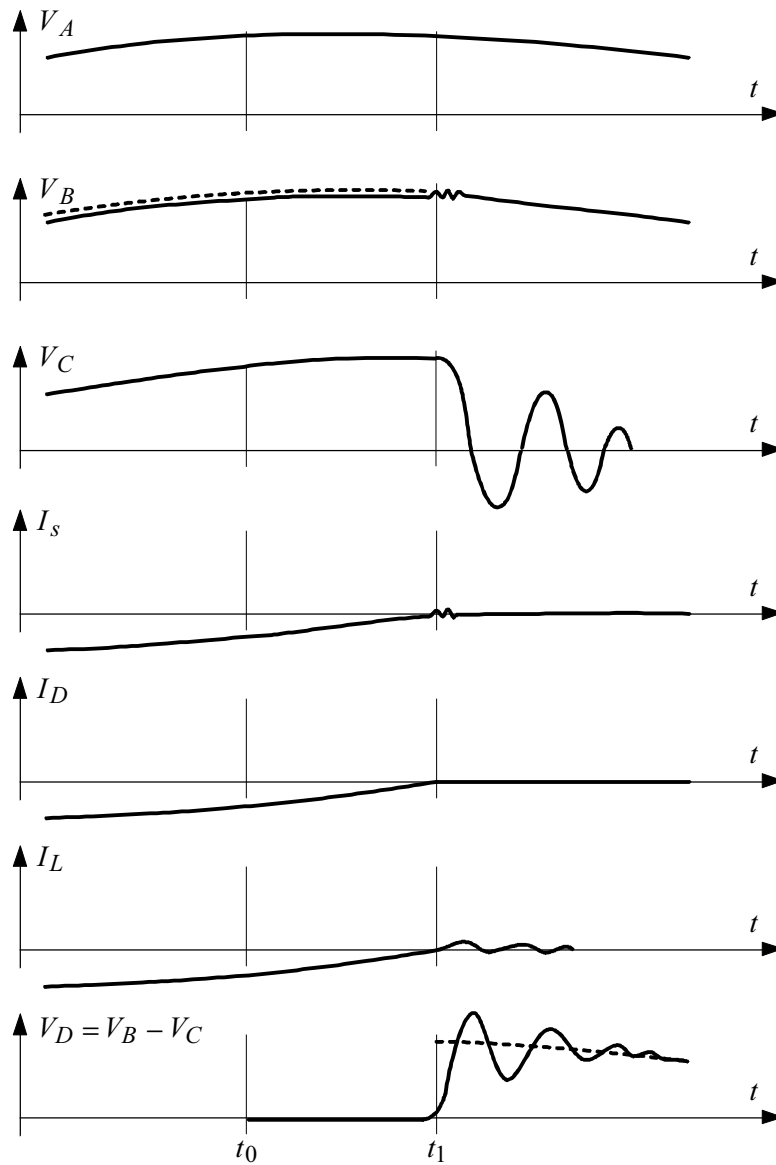
L_p : inductance parasite

C_p : capacité du réseau aval au disjoncteur

D : disjoncteur

Figure 5-25 : coupure dans un réseau à charge inductive

Les phénomènes observés sont illustrés par les courbes de la figure 5-26.



t_0 : séparation des contacts

t_1 : zéro de courant

Figure 5-26 : séquences de coupures d'un appareil idéal

• circuit triphasé

Lors de la manoeuvre de coupure du circuit triphasé de la figure 5-27, la première phase qui voit un passage à zéro du courant coupe ce courant. Il s'ensuit un courant transitoire circulant dans les deux phases non coupées. Ainsi, si la phase 1 coupe en premier on obtient une tension transitoire entre les points C_1 , C_2 et la terre qui peut atteindre une valeur de $2\hat{V}_n$ pour un disjoncteur idéal. Pour un disjoncteur réel, le coefficient de surtension est supérieur ou égal à 2.

\hat{V}_n : valeur crête de la tension nominale phase-neutre

Nota : le passage à zéro du courant sur la phase suivante apparaît après 1/3 de période (7 ms à 50 Hz), tandis que la période des oscillations est de l'ordre de 1 ms.

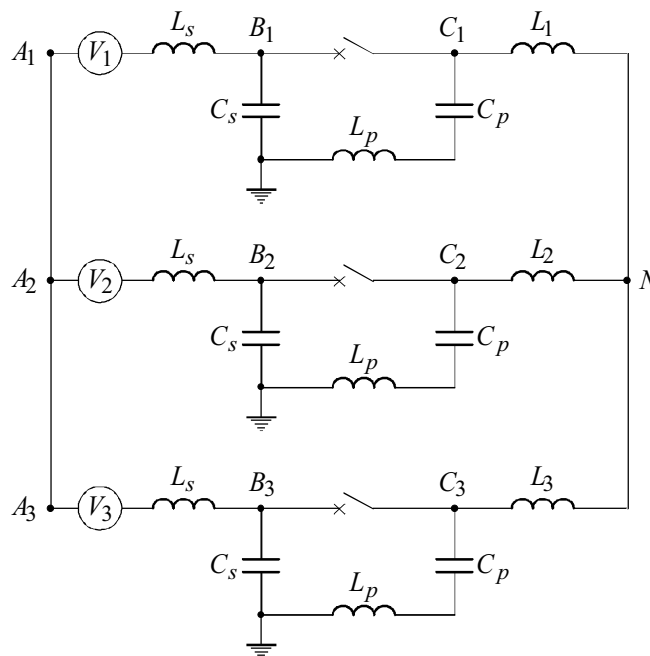


Figure 5-27 : schéma équivalent d'un circuit triphasé lors de la coupure

• phénomène de réallumage

Au moment de la coupure d'un circuit, la tension aux bornes du disjoncteur augmente rapidement (environ 0,1 à 0,5 kV/ μ s). Si les pôles du disjoncteur se séparent peu avant le passage à zéro du courant (pour un circuit inductif cela correspond au maximum de la tension), la régénération du milieu diélectrique peut ne pas être suffisante pour tenir la contrainte de tension. En effet, dans ce cas la tension est maximale et les pôles sont les plus rapprochées.

Il se produit alors un reclaquage accompagné de surtensions d'amplitude crête à crête $2\hat{V}_n$. Ce phénomène s'appelle réallumage.

• réallumages successifs

Si l'on considère le schéma monophasé de la figure 5-25, on constate qu'en cas de réallumage, la tension au point C rejoint quasi-instantanément la tension au point B .

La capacité C_p se charge par un courant haute fréquence (environ 1 MHz) circulant dans le circuit L_p, C_s, D et C_p .

Ce courant haute fréquence a un passage à zéro très rapide (1 ms).

Si le disjoncteur parvient à couper à ce moment là le phénomène de réallumage se répète car la distance entre les contacts du disjoncteur est toujours très faible.

De plus, l'amplitude crête à crête de l'oscillation est alors égale à $4\hat{V}_n$.

L'augmentation de la surtension rend fort probable l'apparition d'un second reclaquage.

En effet, l'augmentation de la tenue diélectrique par l'augmentation de la distance entre les contacts du disjoncteur est inférieure à l'augmentation de la surtension.

On assiste ainsi à un phénomène de réallumage successifs avec des surtensions d'amplitude croissantes (voir fig. 5-28).

En théorie, un tel phénomène peut générer des surtensions dont la valeur de crête est égale à la limite de la tenue diélectrique de l'appareil ouvert, sans obtenir la coupure définitive du courant. En pratique, ce cas reste exceptionnel, et les types de disjoncteurs sujets aux réallumages successifs finissent généralement par couper, sans avoir provoqué des surtensions d'amplitude très élevée.

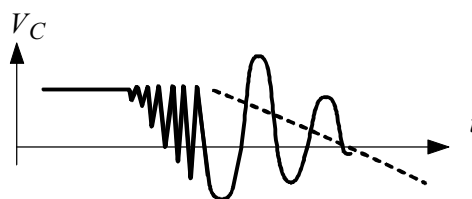


Figure 5-28 : tension V_C en cas de coupure avec réallumages successifs

- **courant arraché (faibles courants inductifs)**

Lors de la coupure de courants de faibles valeurs, notamment inférieurs au courant nominal du disjoncteur, l'arc qui apparaît occupe un faible volume. Il est par conséquent soumis à un refroidissement important lié à la capacité du disjoncteur à couper des courants très supérieurs.

De ce fait, l'arc devient instable et sa tension peut présenter des variations relatives importantes, alors que sa valeur absolue reste très inférieure à la tension du réseau (cas du SF6 ou du vide). Ces variations de tension peuvent générer dans les capacités proches (circuit C_s, L_p, C_p de la figure 5-25) des courants oscillatoires haute fréquence dont l'amplitude peut atteindre 10 % du courant à 50 Hz. La superposition de ces courants haute fréquence au courant à 50 Hz entraîne plusieurs passages à zéro du courant dans le disjoncteur au voisinage du zéro de l'onde fondamentale (voir fig. 5-29).

Le disjoncteur coupe au premier passage à zéro du courant, alors que le courant de la charge (seulement le courant à 50 Hz) est non nul. La valeur de ce courant représente ce que l'on appelle courant arraché (I_a).

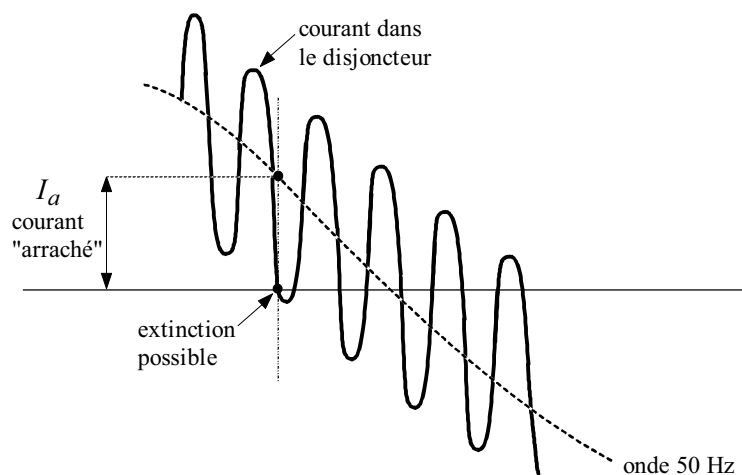


Figure 5-29 : superposition d'un courant oscillant à fréquence élevée au courant à fréquence industrielle

La coupure s'effectue alors comme pour le cas de la figure 5-25 sauf pour l'amplitude crête à crête des oscillations, du fait de la présence de l'énergie stockée dans $L \left(\frac{1}{2} L I_a^2 \right)$ qui vient s'ajouter à celle dans la capacité $C_p \left(\frac{1}{2} C_p \hat{V}_n^2 \right)$.

Si $\hat{V}_{c\max}$ désigne la moitié de la valeur maximale crête à crête de l'oscillation au point C , on peut écrire :

$$\frac{1}{2} C_p \hat{V}_{c\max}^2 = \frac{1}{2} C_p \hat{V}_n^2 + \frac{1}{2} L I_a^2$$

$$\hat{V}_{c\max} = \sqrt{\hat{V}_n^2 + \frac{L}{C_p} I_a^2} \text{ en monophasé.}$$

\hat{V}_n : valeur crête de la tension nominale phase-neutre

Pour un circuit triphasé, il faut rajouter \hat{V}_n pour tenir compte du régime transitoire lié à la coupure non simultanée des phases, d'où :

$$\hat{V}_{c\max} = \hat{V}_n + \sqrt{\hat{V}_n^2 + \frac{L}{C_p} I_a^2}$$

Ce phénomène est notamment problématique dans le cas de l'alimentation d'un transformateur de four à arc.

En effet, celui-ci est généralement raccordé à une distance très faible du jeu de barres. Ainsi, la valeur de C_p est très faible et donc la valeur $\hat{V}_{c\max}$ élevée.

On détermine $\hat{V}_{c\max}$ en prenant :

L : inductance de fuite du transformateur

C_p : capacité du câble reliant le disjoncteur au transformateur

I_a : courant de magnétisation du transformateur

Une étude a été effectuée par Schneider pour un transformateur de four à arc monophasé, avec :

$$V_n = \frac{15000 V}{\sqrt{3}} ; L = 8,26 H ; C_p = 14,75 nF ; I_a = 4,36 A$$

on trouve $\hat{V}_{c\max} = 8,5 \hat{V}_n$

La mise en place d'un circuit R, C en parallèle avec le disjoncteur a permis de ramener la surtension à $2\hat{V}_n$.

• courant arraché virtuel - coupure simultanée sur les trois phases

Les transitoires générées par la première phase qui crée des surtensions peuvent engendrer, par le fait du couplage capacitif entre les phases, des courants oscillants à l'intérieur des circuits L_p, C_p, C_s des autres phases.

Il est ainsi possible d'obtenir un zéro de courant dans ces phases, immédiatement (quelques centaines de microseconde) après la coupure de la première phase.

Si le disjoncteur interrompt de tels courants, un phénomène de courant arraché est alors créé avec de très grandes valeurs de courant arraché et de surtension.

• courant arraché et réallumages successifs

L'arrachement de courant et les réallumages successifs sont fréquemment liés.

Les surtensions causées par l'arrachement de courant peuvent elles-mêmes entraîner le réallumage. Elles sont presque systématiques dans le cas du courant arraché virtuel.

Nota : le courant arraché est quelquefois appelé courant haché.

□ récepteurs capacitifs (voir fig. 5-30)

La coupure de circuits capacitifs, tel que batterie de condensateurs ou câble à vide, pose moins de difficultés que les circuits inductifs.

En effet, les capacités restent chargées à la valeur de crête de l'onde 50 Hz après l'extinction de l'arc au zéro de courant, la réapparition de la tension aux bornes de l'appareillage se fait selon une onde à 50 Hz.

Toutefois une demi-période après la coupure, l'appareil est soumis à une tension égale à 2 fois la tension crête 50 Hz $(2\hat{V}_n)$.

Si la rapidité et la tenue diélectrique de l'appareil ne sont pas suffisantes pour tenir cette contrainte, un réallumage peut se produire. Il est suivi d'une inversion de tension aux bornes des condensateurs, les amenant au maximum à une tension phase neutre égale à $3\hat{V}_n$ (si l'on néglige l'amortissement).

Lorsque la tension du générateur s'inverse à nouveau, une demi-période plus tard, la différence de potentiel aux bornes de l'appareil atteint alors $4\hat{V}_n$. Une telle surtension peut évidemment provoquer un nouveau réamorçage entre les contacts de l'appareil, et le mécanisme d'oscillations précédemment décrit se renouvelle avec une amplitude accrue, entraînant une nouvelle élévation de la tension phase neutre des condensateurs ($5\hat{V}_n$).

Cet effet cumulatif des réamorçages successifs est évidemment fort dangereux pour les constituants du réseau, comme pour l'appareil lui-même.

Cette escalade de surtensions peut être évitée par le choix d'un matériel adéquat, ne permettant pas le réallumage.

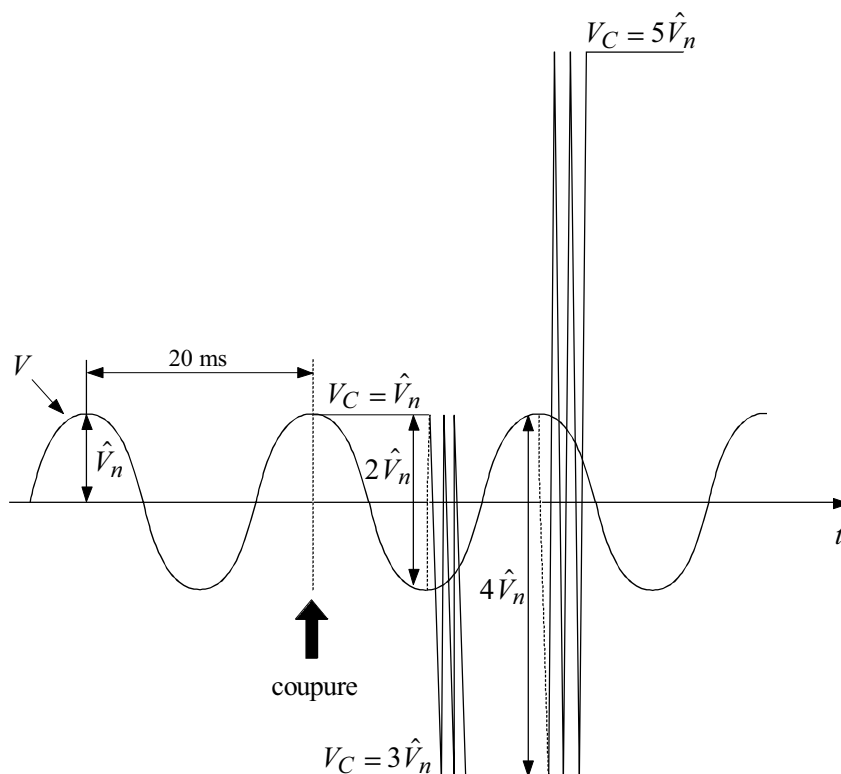


Figure 5-30 : escalade de tension lors de la séparation d'un banc de condensateurs du réseau par un appareil à manoeuvre lente

■ mise sous tension d'un récepteur

□ circuit inductif

Lors de la fermeture d'un appareil, sur un circuit inductif (transformateur à vide, moteur au démarrage), il arrive un instant où la tenue diélectrique entre ces contacts devient inférieure à la tension appliquée.

Un claquage se produit provoquant une annulation brusque de la tension aux bornes de l'appareil.

Ceci est accompagné d'oscillations avec les capacités parasites, qui provoquent la circulation de courants haute fréquence dans le disjoncteur.

Selon la rapidité de l'appareil, on peut ou non assister à des préamorçages jusqu'à la fermeture complète des pôles.

Les préamorçages successifs sont accompagnés de surtensions successives qui décroissent jusqu'à la fermeture complète de l'appareil.

Le phénomène est très complexe et fait intervenir plusieurs paramètres à savoir :

- les caractéristiques de l'appareil de coupure
- l'impédance caractéristique des liaisons
- les fréquences propres du circuit de charge

d'où la nécessité d'un modèle mathématique de simulation pour la prédétermination des valeurs des surtensions.

□ circuit capacitif (batterie de condensateurs)

Lors de la mise sous tension d'une batterie de condensateurs à l'aide d'un appareil à manoeuvre lente, un amorçage se produit entre les contacts au voisinage de la crête de l'onde 50 Hz.

Il apparaît alors une oscillation amortie du système LC de la figure 5-31 à une fréquence supérieure à 50 Hz concentrée autour de la crête. La surtension maximale est dans ce cas $2\hat{V}_n$. Elle correspond à la surtension maximale admissible par les condensateurs (voir CEI 831-1 pour la BT et 871-1 pour la MT ou HT).

Avec un appareil plus rapide, l'amorçage ne se produit pas forcément au voisinage de la crête 50 Hz et la surtension est par conséquent plus faible.

Après sa mise hors service, la batterie reste chargée à une tension allant de 0 à la tension crête du réseau.

Si la batterie est mise sous tension peu de temps après, un claquage dû à l'application d'une tension de polarité opposée peut donner lieu à une surtension de $3\hat{V}_n$.

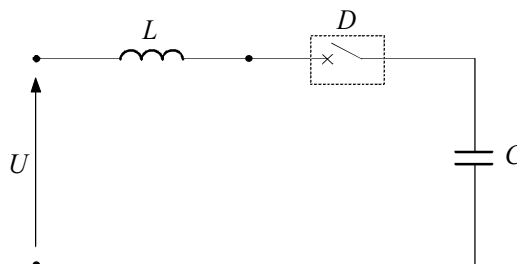


Figure 5-31 : manoeuvre de fermeture d'un circuit capacitif

Pour des raisons de sécurité des personnes, les batteries de condensateurs sont munies de résistance de décharge ayant une constante de temps permettant d'atteindre 75 V après 3 minutes en BT et 10 minutes en HT.

■ mesures de protection des récepteurs

Les phénomènes créés par la mise hors (ou sous) tension de récepteurs, étudiés précédemment, conduisent à des surtensions transitoires qui peuvent être dangereuses aussi bien pour les récepteurs que pour les autres éléments du réseau.

Le tableau 5-2 donne, pour chaque phénomène étudié, le niveau des surtensions et leurs caractéristiques.

	Fréquence d'apparition du phénomène	Nombre de crêtes de la surtension	Valeur de la surtension	Ordre de grandeur de grandeur de dU/dt	Remarque
Courant arraché	à chaque coupure	1	2 à 4 \hat{V}_n	0,1 kV/ μ s	favorise les réallumages
Réallumages successifs	coupure avec séparation près du zéro de courant	0 à 20	2 à 7 \hat{V}_n	10 kV/ μ s	
Préamorçages	à chaque fermeture	1 à 50	2,5 \hat{V}_n	10 kV/ μ s	
\hat{V}_n : valeur crête de la tension phase-neutre					

Tableau 5-2 : différents types de surtensions

Les récepteurs concernés par ces phénomènes sont les transformateurs à vide, les bobines de point neutre (mise à la terre du neutre par réactance) et les moteurs en période de démarrage pour les circuits inductifs ainsi que les batteries de condensateurs pour les circuits capacitifs.

Les transformateurs sont soumis à des essais diélectriques d'ondes de choc ; de ce fait, ils sont bien mieux construits que les moteurs pour supporter les transitoires liés aux réallumages (voir CEI 76-3).

Le cas des moteurs est différent. A chaque démarrage, ils doivent supporter les transitoires liés aux préamorçages. Par ailleurs, même si la coupure en période de démarrage est peu fréquente, ce cas peut néanmoins se produire, ils subissent alors des réallumages successifs.

Les moteurs sont donc particulièrement sensibles aux préarmorçages successifs, de par la fréquence de ces derniers, et aux réallumages successifs, de par l'amplitude des surtensions engendrées. Les conséquences de ces surtensions sont la détérioration de l'isolation des premières spires.

Pour limiter ces surtensions, il est possible de placer en parallèle avec le récepteur, des parasurtenseurs de type $Zn0$.

Mais, la meilleure parade consiste à utiliser des appareils de manoeuvres adaptées au cas d'application.

Le tableau 5-3 donne le comportement de l'appareillage de coupure moyenne tension vis-à-vis des phénomènes liés aux surtensions de manoeuvres étudiées.

Appareillage	Préamorçages successifs à la fermeture	Arrachement de courant	Réallumages successifs	Comportement global
Disjoncteur SF_6 à auto-compression	non	faible	non	Pas de problème. En dessous de 300 kW, utiliser un appareil SF_6 à arc tournant.
Disjoncteur et contacteur SF_6 à arc tournant	non	non	non	Pas de problème.
Disjoncteur à vide	oui	oui	oui	Utiliser des parasurtenseurs.
Contacteur à vide	oui	faible	oui	Utiliser des parasurtenseurs.
Disjoncteur et contacteur magnétiques dans l'air	non	non	non	Pas de problème.
Disjoncteur dans l'huile	non	oui	oui	Utiliser des parasurtenseurs.

Tableau 5-3 : comportement de l'appareillage de coupure moyenne tension

5.1.3.3. Elimination des défauts phase-terre par un disjoncteur

Considérons le réseau triphasé représenté par la figure 5-32 dans lequel la phase 1 est affectée d'un défaut à la terre.

Dans ce cas, le réseau peut être ramené au schéma équivalent de la figure 5-33 qui correspond au cas examiné dans le paragraphe 5.1.2.1.

Au début de la séparation des contacts, la tension de l'arc est faible et reste constante.

Par contre, juste avant la coupure, cette tension appelée tension d'extinction, croît jusqu'à une valeur plus ou moins grande qui peut dépasser \hat{V}_n . Cette tension dépend du type du disjoncteur (air, huile, SF_6 , vide) ainsi que de la technique d'extinction de l'arc (refroidissement, allongement, arc tournant...).

Au passage à zéro du courant, l'arc s'éteint et l'amplitude de la tension de rétablissement dépendra de la tension d'extinction de la façon suivante :

- pour le cas du neutre mis à la terre par résistance (le courant de défaut est en phase par rapport à la tension), la tension d'extinction limite l'amplitude des oscillations de la tension de rétablissement
- pour le cas du neutre mis à la terre par réactance (le courant de défaut est déphasé de $\frac{\pi}{2}$ par rapport à la tension), la tension d'extinction renforce l'amplitude des oscillations.

Après la coupure, un réamorçage peut avoir lieu si la régénération du milieu diélectrique n'est pas suffisamment rapide par rapport à la montée de la tension de rétablissement. Dans ce cas l'amplitude des oscillations peut atteindre le double de la première tension de rétablissement.

En négligeant les impédances du transformateur et de la ligne, la tension aux bornes de l'impédance de mise à la terre du neutre (V_N) est égale à la différence entre la tension de la source et celle aux bornes du disjoncteur. La tension V_N s'ajoute vectoriellement à la tension des phases saines et peut conduire sur ces dernières à des surtensions plus importantes que les surtensions observées sur la phase en défaut.

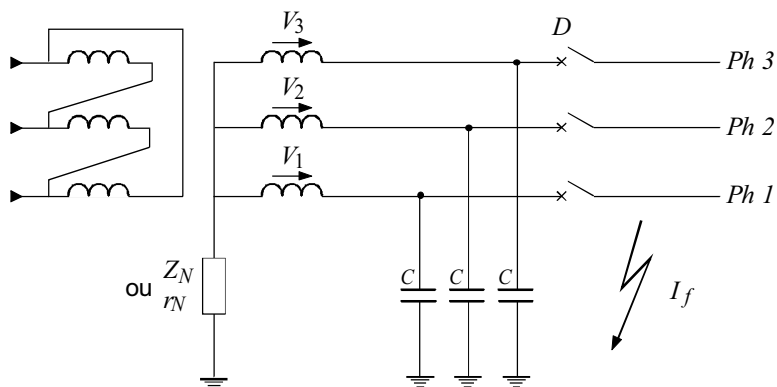
Les courbes de la figure 5-34 donnent les niveaux des surtensions enregistrées lors d'un défaut à la terre en fonction des caractéristiques du réseau et de l'impédance de mise à la terre.

On remarque que la mise à la terre du neutre par réactance (cas avec réamorçage) augmente nettement l'amplitude des surtensions, la mise à la terre par résistance est donc préférable. Dans ce dernier cas, on note que les surtensions ne dépassent pas 240 % lorsque le rapport du courant dans la résistance de mise à la terre au courant capacitif du réseau est égal à 2 (voir fig. 5-34). Dans les réseaux mis à la terre par résistance, on s'efforce donc toujours de respecter la relation :

$$I_{rN} > 2 I_C$$

I_{rN} : courant dans la résistance de mise à la terre du neutre durant le défaut

I_C : courants dans les capacités phase-terre du réseau (voir § 4.3 du *Guide des protections*)



Z_N : impédance de mise à la terre du neutre (ou r_N)

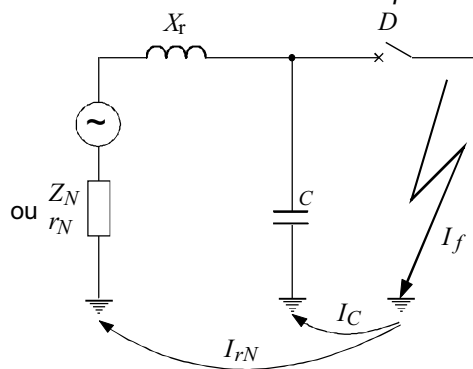
C : capacité phase-terre

I_f : courant de défaut

D : disjoncteur

V_1, V_2, V_3 : tensions simples

Figure 5-32 : élimination d'un défaut phase-terre



X_r : réactance du réseau

C : capacité par rapport à la terre de la phase en défaut

Z_N ou r_N : impédance de mise à la terre du point neutre (ou résistance r_N)

I_f : courant de défaut

Figure 5-33 : circuit de défaut lors d'un défaut phase-terre

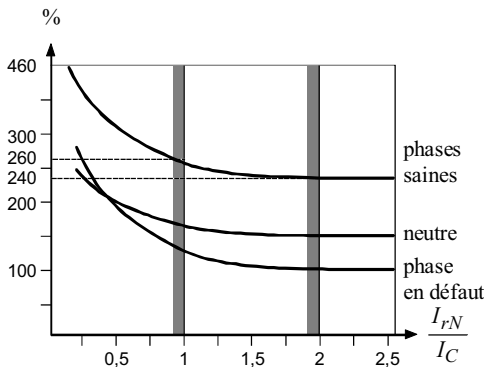
Mise à la terre par forte résistance avec réamorçage dans le défaut ou le disjoncteur, cas des réseaux industriels pour lesquels

$I_{rN} < 20 \text{ à } 30 A$

(voir *Guide des protections* - § 10.1.1.).

La surtension dépend du rapport $\frac{I_{rn}}{I_C}$

tension transitoire en % de la valeur crête de la tension simple nominale

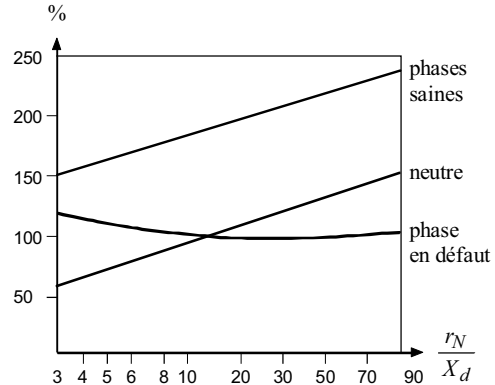


$I_{rN} = V_n / r_N$: courant dans la résistance de neutre pendant le défaut
 $I_C = 3 C \omega V_n$: somme vectorielle des courants dans les capacités phase-terre
 Si $I_{rN} \geq 2 I_C$, la surtension ne dépasse pas 240 %.

Mise à la terre par résistance de limitation avec réamorçage dans le défaut ou le disjoncteur, cas des réseaux de distribution publique pour lesquels I_{rN} est égal à quelques centaines à

1 000 A. La surtension dépend du rapport $\frac{r_N}{X_d}$

tension transitoire en % de la valeur crête de la tension simple nominale

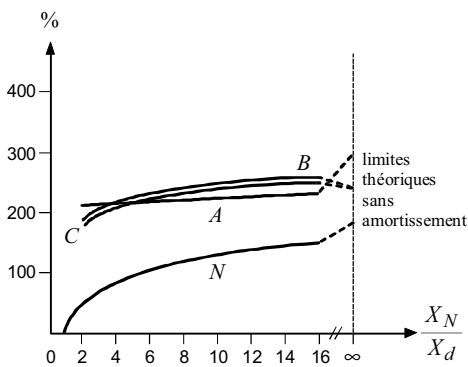


r_N : résistance de mise à la terre du point neutre
 X_d : réactance directe du réseau

Mise à la terre par réactance, cas des réseaux de distribution publique pour lesquels I_{XN} est égal à 1 000 à quelques milliers d'ampères

Cas sans réamorçage de l'arc dans le disjoncteur

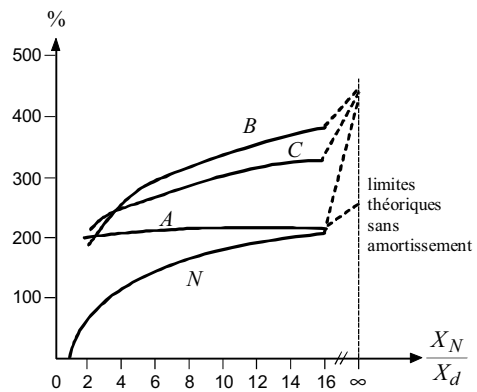
tension transitoire en % de la valeur crête de la tension simple nominale



X_d : réactance directe du réseau
 X_N : réactance de mise à la terre du point neutre
 A : phase en défaut à la terre

Cas avec réamorçage de l'arc dans le disjoncteur

tension transitoire en % de la valeur crête de la tension simple nominale



B, C : phases saines
 N : tension aux bornes de la réactance

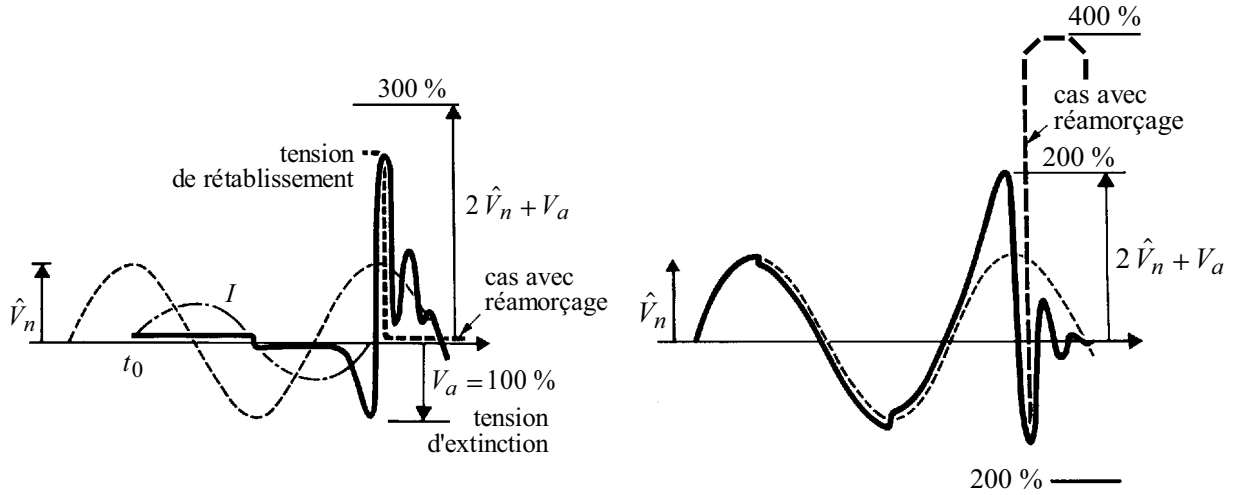
Figure 5-34 : surtensions transitoires suivant le mode de mise à la terre du neutre lors d'un défaut phase-terre

Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
 The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

Mise à la terre par réactance : $Z_N = X_N \gg X_r$

Tension aux bornes du disjoncteur

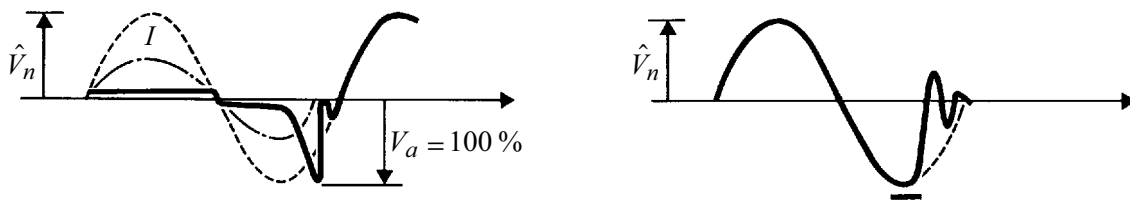
Tension aux bornes de la réactance X_N



Mise à la terre par résistance : $Z_N = r_N \gg X_r$

Tension aux bornes du disjoncteur

Tension aux bornes de la résistance r_N



X_r : réactance du réseau

V_a : tension d'extinction de l'arc

Figure 5-35 : tension transitoire à l'ouverture d'un disjoncteur lors d'un défaut permanent phase-terre

5.1.4. Surtensions atmosphériques

■ généralités

La terre et l'électrosphère, zone conductrice de l'atmosphère (épaisse de l'ordre de 50 à 100 km), constituent un condensateur sphérique naturel qui se charge par ionisation, d'où un champ électrique dirigé vers le sol de l'ordre de quelques centaines de volts/mètre.

L'air étant faiblement conducteur, il existe donc un courant de conduction permanent associé, de l'ordre de 1 500 A pour tout le globe terrestre. L'équilibre électrique est assuré lors des décharges par pluies et coups de foudre.

La formation des nuages orageux, masses d'eau sous forme d'aérosols, s'accompagne de phénomènes électrostatiques de séparation de charges : les particules légères chargées positivement sont entraînées par les courants d'air ascendants, et les particules lourdes chargées négativement tombent sous l'action de leur poids. Il arrive également qu'à la base du nuage se trouvent des îlots de charges positives à l'endroit de pluies intenses.

Globalement à l'échelle macroscopique, il y a création d'un dipôle.

Lorsque le gradient limite de tenue au claquage est atteint, une décharge se produit au sein du nuage ou entre nuages ou entre nuage et sol. Dans ce dernier cas on parle de foudre.

Le champ électrique nuage-sol peut atteindre 15 à 20 kV/mètre sur sol plat. Mais la présence d'obstacles déforme et augmente localement ce champ d'un facteur 10 à 100 ou même 1 000 selon la forme des aspérités (phénomène aussi appelé "effet de pointe"). Le seuil d'ionisation de l'air atmosphérique est alors atteint, soit environ 30 kV/cm, et des décharges par effet couronne se produisent. Sur des objets d'assez grande taille (tour, cheminée, pylône) ces décharges peuvent être à l'origine des coups de foudre, ou les diriger.

□ classification et caractéristiques du coup de foudre

On distingue les coups de foudre par l'origine de la décharge (ou traceur) et par leur polarité.

Selon l'origine du traceur le coup de foudre peut être :

- soit descendant depuis les nuages vers le sol dans le cas des terrains assez plats
- soit ascendant depuis le sol vers les nuages dans le cas des terrains montagneux.

Selon la polarité on distingue le coup de foudre :

- négatif lorsque la partie négative du nuage se décharge, ce qui représente 80 % des cas dans les pays tempérés
- positif lors de la décharge de la partie positive du nuage.

• forme et amplitude de l'onde de foudre

Le phénomène physique de la foudre correspond à une source de courant impulsionnel dont la forme réelle est très variable : elle consiste en un front de montée jusqu'à l'amplitude maximale de quelques microsecondes à 20 µs suivi d'une queue de décroissance de quelques dizaines de µs (voir figure 5-36).

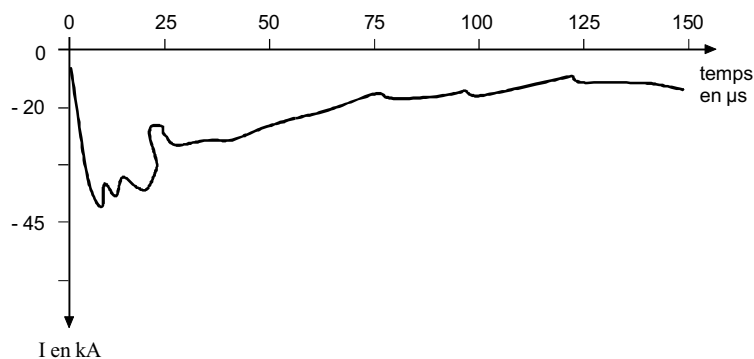


Figure 5-36 : oscillogramme d'un courant de foudre

L'amplitude des coups de foudre varie suivant une loi de distribution log-normale. On détermine alors la probabilité de dépassement d'une amplitude donnée (voir figure 5-37). On remarque, par exemple, que pour la courbe moyenne (IEEE), la probabilité de dépasser une amplitude de 100 kA est de 5 %. Ce qui signifie que 95 % des coups de foudre ont une amplitude inférieure à 100 kA.

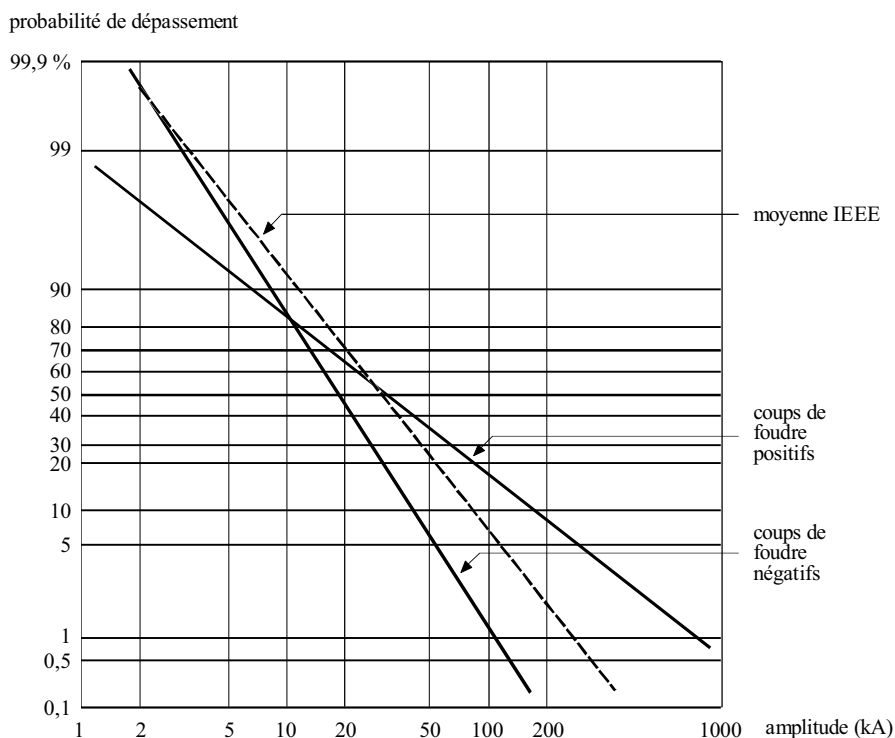


Figure 5-37 : probabilité de dépassement des amplitudes des coups de foudre positifs et négatifs, selon IEEE (statistique expérimentale)

Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

De même la raideur du front d'onde varie suivant la loi de distribution log-normale. On détermine la probabilité de dépassement d'une raideur de front donnée (voir fig. 5-38). On remarque que la probabilité de dépasser une raideur de front de 50 kA/μs d'un coup de foudre négatif est de 20 %.

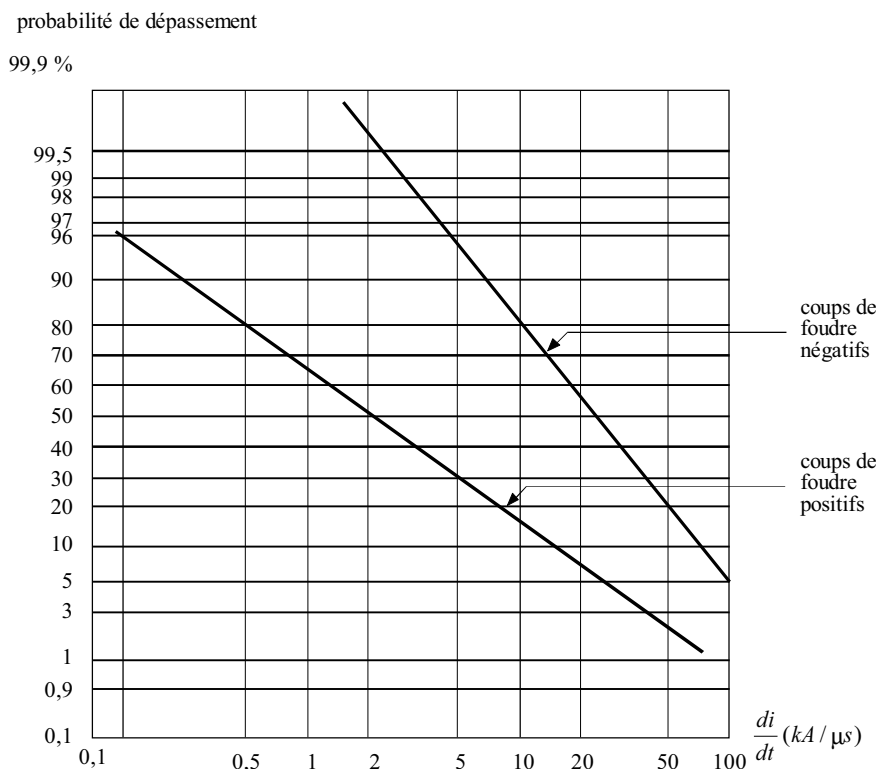


Figure 5-38 : probabilité de dépassement des raideurs de front des courants de foudre, positifs et négatifs, selon IEEE (statistique expérimentale)

• forme d'onde normalisée

La forme d'onde de tension de choc de foudre retenue par la CEI 71-1 est une onde 1,2/50 μs (voir fig. 5-39) :

- temps de montée jusqu'à la valeur maximale 1,2 μs
- durée de descente jusqu'à la mi-valeur 50 μs.

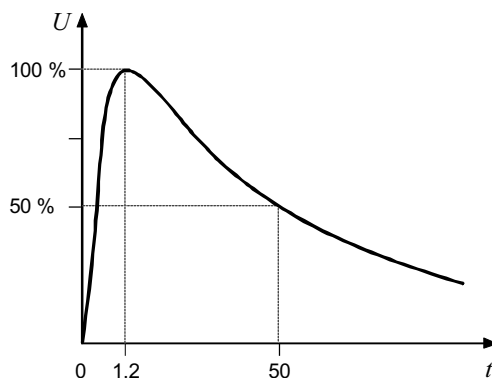


Figure 5-39 : forme d'onde de tension de choc de foudre normalisée (CEI 71-1)

• niveau Kéraunique

Dans le monde, on enregistre en moyenne 63 milliards de décharge chaque année, ce qui correspond à 100 décharges par seconde. En France, ce chiffre varie de 1,5 à 2 millions de coups de foudre par an.

On définit alors le niveau Kéraunique N_K comme étant le nombre de jour par an où le tonnerre a été entendu dans un endroit.

En France, la valeur moyenne de N_K est de 20 avec une fourchette de variation allant de 10 en régions côtières de la manche jusqu'à plus de 30 en régions montagneuses.

La valeur de N_K peut être beaucoup plus élevée et atteindre 180 en Afrique tropicale ou en Indonésie.

• densité de foudroiemment

On définit la densité de foudroiemment N qui représente le nombre de coups de foudre par km^2 par an, quels que soient leurs niveaux d'intensité.

En France, N varie entre 2 et 6 coups de foudre/ km^2 /an selon les régions.

□ mécanisme d'impact de la foudre

Le mécanisme d'impact de la foudre débute par un traceur issu d'un nuage qui se rapproche du sol à faible vitesse. Lorsque le champ électrique est suffisant, une conduction brutale s'établit donnant lieu à la décharge de foudre.

Une approche pratique expérimentale a permis d'établir la relation qui lie l'intensité I du coup de foudre à la distance entre les points d'amorçage (position du traceur) et de décharge (point d'impact relié à la terre) :

$$d = 9,4 \times I^{2/3} \quad \text{ou} \quad d = 6,7 \times I^{0,8} \quad \text{selon les auteurs.}$$

d : distance d'amorçage, en m

I : courant de foudre, en kA

En appliquant un modèle électrogéométrique à une tige verticale de hauteur H (voir fig. 5-40-a), on démontre que l'on distingue deux zones :

- zone 1 : elle est située entre le sol et la parabole p qui est le lieu des points équidistants de H et du sol ; à l'instant d'amorçage tout traceur situé dans cette zone touchera le sol puisqu'il est plus près de celui-ci que de H
- zone 2 : elle est située au-dessus de la parabole ; à l'instant d'amorçage, tout traceur situé dans cette zone sera capté par le point H de la tige dès que la distance entre H et le traceur est inférieure à la distance d'amorçage d .

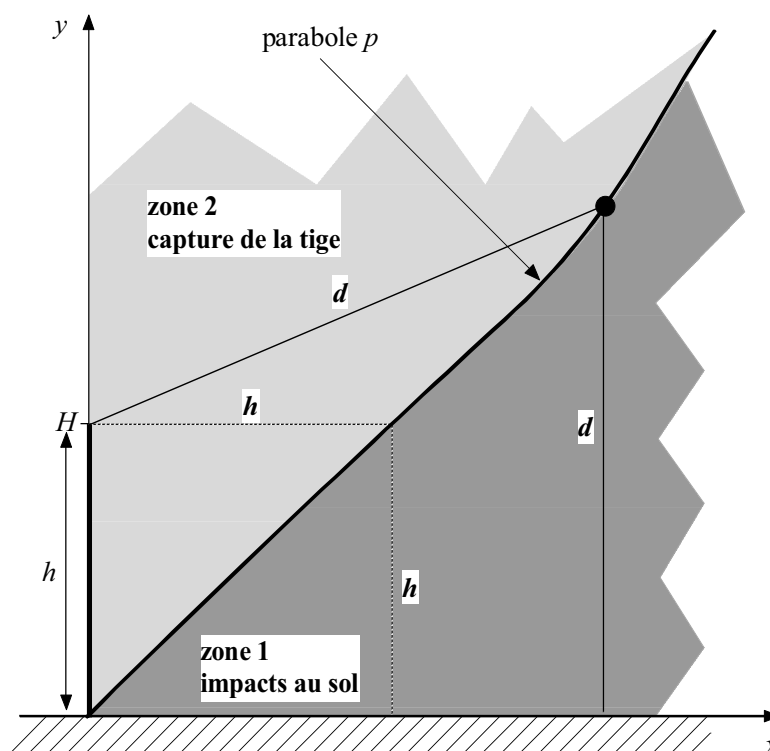


Figure 5-40-a : représentation des différentes zones de protection offertes par une tige verticale

Pour un courant de foudre d'intensité I , donc une distance d'amorçage donnée, la distance x entre le point d'impact au sol et le point de fixation au sol de la tige (appelée rayon de capture de la tige) est :

$$x = \sqrt{2 d h - h^2} \quad \text{si} \quad d > h$$

$$x = d \quad \text{si} \quad d \leq h$$

Le rayon de capture x de la tige est donc d'autant plus grand que le coup de foudre est intense.

Pour de très faibles intensités, le rayon de capture devient inférieur à la hauteur de la tige qui peut alors devenir captatrice sur sa longueur, ce qui est vérifié expérimentalement.

• application à la protection d'un équipement par un paratonnerre

Le paratonnerre détourne la foudre vers lui afin de protéger les équipements. Son principe est basé sur la distance d'amorçage ; des tiges effilées sont placées en haut des équipements à protéger, elles sont reliées à la terre par le chemin le plus direct (des conducteurs de descente entourant l'ouvrage à protéger et interconnectés au réseau de terre).

Le modèle électrogéométrique permet de déterminer la zone à protéger par la méthode de la sphère fictive.

Le point d'impact de la foudre est déterminé par l'objet au sol le plus proche de la distance d'amorçage d du traceur. Tout se passe comme si le traceur était entouré d'une sphère fictive de rayon d se déplaçant avec lui. Pour une bonne protection, il faut que la sphère fictive roulant sur le sol atteigne le paratonnerre sans toucher les objets à protéger (voir fig. 5-40-b).

De façon approximative, la protection contre les coups de foudre directs est bonne dans un cône dont le sommet est la pointe du paratonnerre et le demi-angle au sommet est 45° .

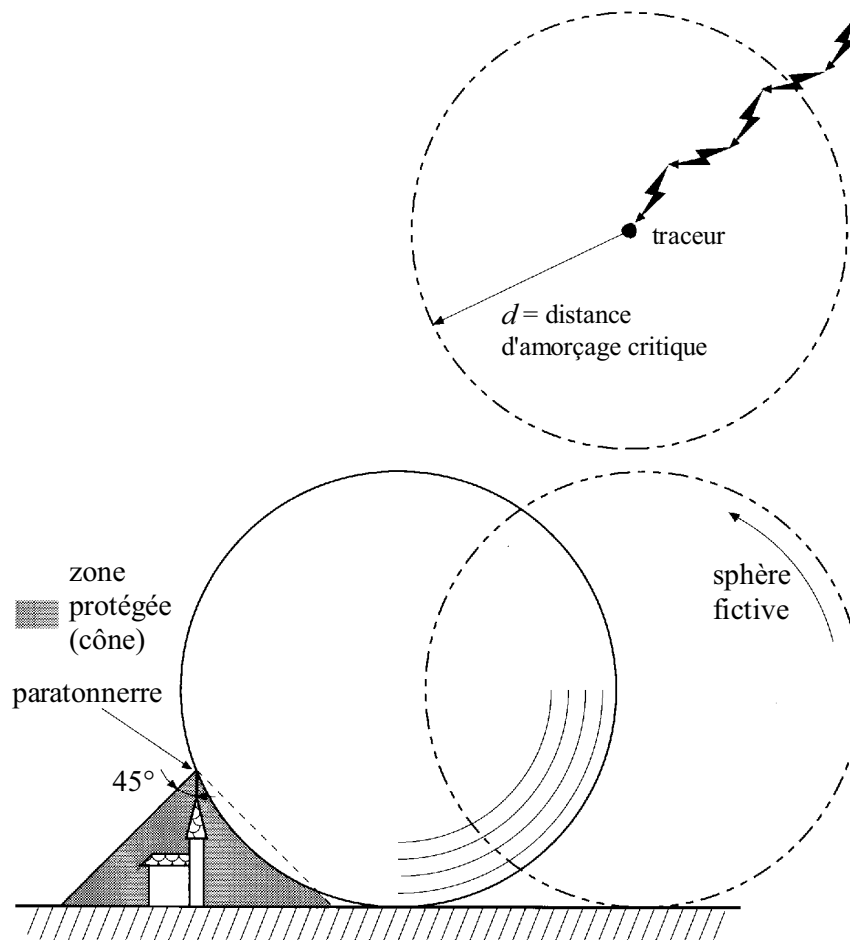


Figure 5-40-b : détermination de la zone protégée par un paratonnerre par la méthode de la "sphère fictive"

■ **coup de foudre direct** (sur conducteurs de phase)

Lorsque la foudre tombe sur un conducteur de phase d'une ligne, le courant $i(t)$ se répartit par moitié de chaque côté du point d'impact et se propage le long des conducteurs. Ceux-ci présentent une impédance d'onde Z dont la valeur est comprise entre 300 et 500 Ω . Cette impédance est celle vue par le front d'onde, elle est indépendante de la longueur de la ligne et d'une nature différente de l'impédance à 50 Hz.

Il en résulte une onde de tension :

$$U(t) = Z \cdot \frac{i(t)}{2}$$

qui se propage le long de la ligne (voir fig. 5-41).

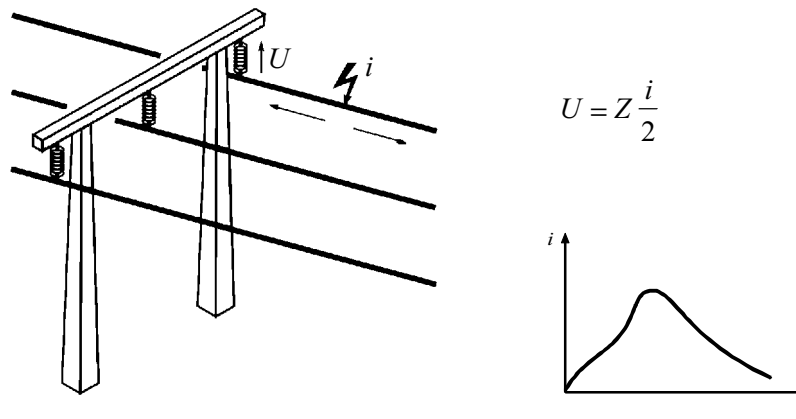


Figure 5-41 : coup de foudre sur un conducteur de phase

Selon l'amplitude du courant de foudre, deux cas peuvent se présenter :

□ propagation en onde pleine

Si la tension maximale $\left(U_{\max} = Z \frac{I_{\max}}{2} \right)$ est inférieure à la tension d'amorçage U_a de la chaîne d'isolateur, la totalité de l'onde (pleine) se propage le long de la ligne.

□ propagation en onde coupée

Dans le cas où $U_{\max} \geq U_a$, en première approximation l'amorçage de l'isolateur se produit à la valeur de U_a , et l'on assiste à un défaut phase-terre à 50 Hz dû, au maintien de l'arc. L'onde de foudre qui se propage est donc coupée à la valeur maximale correspondant à U_a .

Le courant de foudre provoquant cet amorçage, pour une ligne donnée, est appelé courant critique I_C tel que :

$$I_C = 2 \frac{U_a}{Z}$$

Pour les lignes, l'ordre de grandeur de I_C est :

- 5,5 kA en 225 kV, ce qui correspond à une probabilité de dépassement selon moyenne IEEE de 95 % (voir figure 5-37)
- 8,5 kA en 400 kV, ce qui correspond à une probabilité de dépassement selon moyenne IEEE de 92 % (voir figure 5-37).

En moyenne tension, l'amorçage est systématique en cas de coup de foudre en raison des faibles distances dans l'air de la chaîne d'isolateurs. Ce contournement de l'isolateur donne naissance à un courant de défaut phase-terre, que l'on appelle courant de suite, qui se maintient à la fréquence industrielle 50 Hz jusqu'à son élimination par les protections.

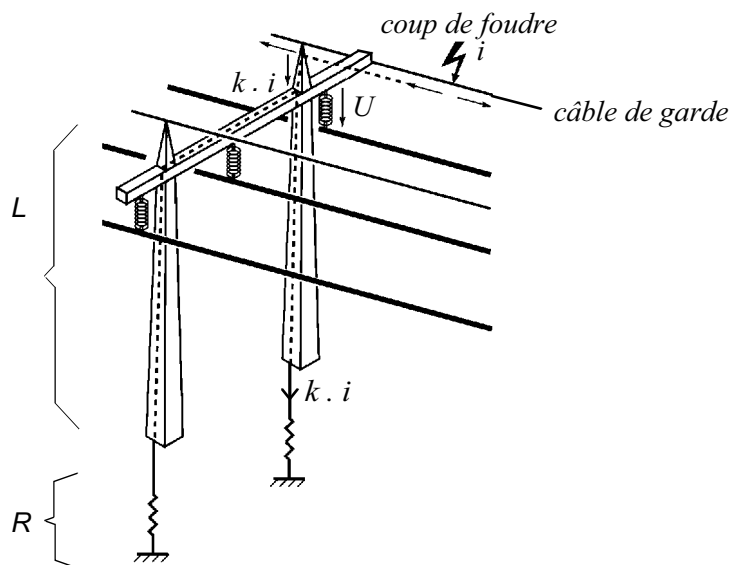
■ **coups de foudre indirects** (sur câble de garde ou pylônes)

Lorsque la foudre tombe sur le câble de garde de la ligne, une partie du courant s'écoule à travers le pylône, puisque le câble de garde est relié à celui-ci (voir fig. 5-42).

Il en résulte une élévation du potentiel de la tête du pylône dont la valeur dépend de l'inductance propre L du pylône et de la résistance R de la prise de terre :

$$U(t) = k \left[R i(t) + L \frac{di(t)}{dt} \right]$$

k : ratio du courant dérivé dans le pylône par le courant incident



$$U = k \left[R \times I + L \frac{di}{dt} \right]$$

Figure 5-42 : coup de foudre sur un câble de garde

La tension U peut atteindre la limite d'amorçage à l'onde de choc de la chaîne d'isolateurs et provoquer un claquage. Il s'agit de l' "amorçage en retour" ou "backflashover". Une partie du courant se propage alors sur la ou les phases amorçées, vers les utilisateurs ; ce courant est en général supérieur à celui d'un coup de foudre direct.

En très haute tension (> 220 kV), l'amorçage en retour est peu probable (le niveau d'amorçage des isolateurs est élevé), c'est pourquoi l'installation de câbles de garde est intéressante (interruptions de service limitées). Mais en dessous de 90 kV l'amorçage en retour se produit même lorsque la valeur de la résistance de la prise de terre est faible (< 15 Ω) ; l'intérêt du câble de garde est donc limité (interruptions de service plus fréquentes).

□ choc induit

Un coup de foudre qui tombe n'importe où sur le sol se comporte comme une source de rayonnement d'un champ électromagnétique.

Le rayonnement est d'autant plus important que le front de montée du courant de foudre est raide.

Pour des raideurs de front de 50 à 100 kA/μs, les effets de ce champ se feront sentir à plusieurs centaines de mètres, voire plusieurs kilomètres.

Le champ magnétique H en un point situé à une distance r d'un circuit parcouru par un courant est donné par la relation :

$$H = \frac{I}{2 \pi r}$$

Ce champ créé dans les circuits avoisinants des tensions induites pouvant atteindre des valeurs dangereuses pour le matériel et les personnes.

• cas d'une boucle

Considérons la boucle formée par le câble d'alimentation et la liaison de télétransmission de la figure 5-43, de surface S et située à 100 m de l'impact de foudre dont la raideur du front de montée du courant est 80 kA/μs.

La tension induite est donnée par la relation :

$$e = -\frac{d\phi}{dt} = -S \frac{dB}{dt} = -\mu_0 S \frac{dH}{dt}$$

$\mu_0 = 4 \pi \times 10^{-7}$: perméabilité magnétique du vide

or
$$\frac{dH}{dt} = \frac{1}{2\pi r} \frac{dI}{dt} = \frac{1}{2\pi \times 100} \times 80 \times \frac{10^3}{10^{-6}} = 127 \times 10^6 \text{ A / m / s}$$

d'où
$$|e| = 4 \pi 10^{-7} \times 120 \times 127 \times 10^6 = 19 \text{ kV}$$

Il apparaît donc une surtension phase-terre de 19 kV sur la boucle. Celle-ci est de très courte durée ($\approx 1 \mu\text{s}$) mais peut provoquer le claquages des isolations.

Pour éviter ce risque, il faut réduire les surfaces des boucles de circuits.

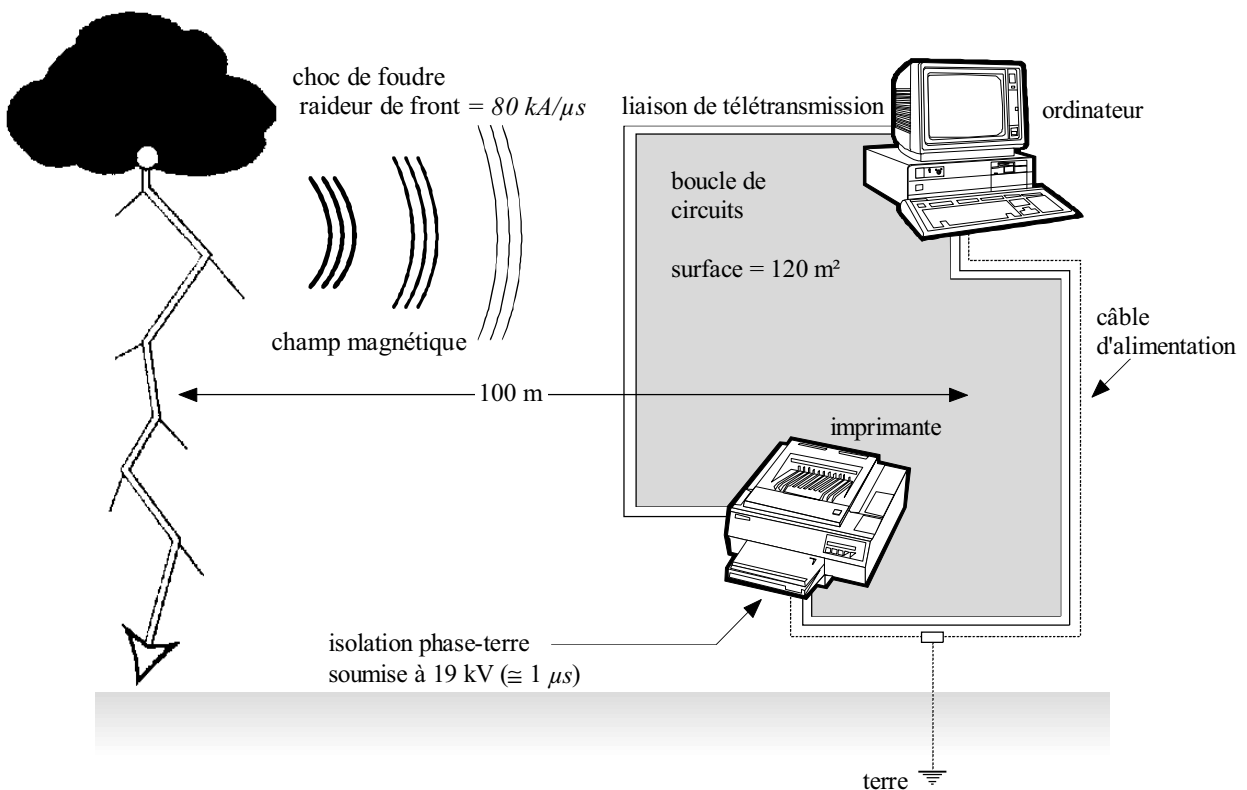
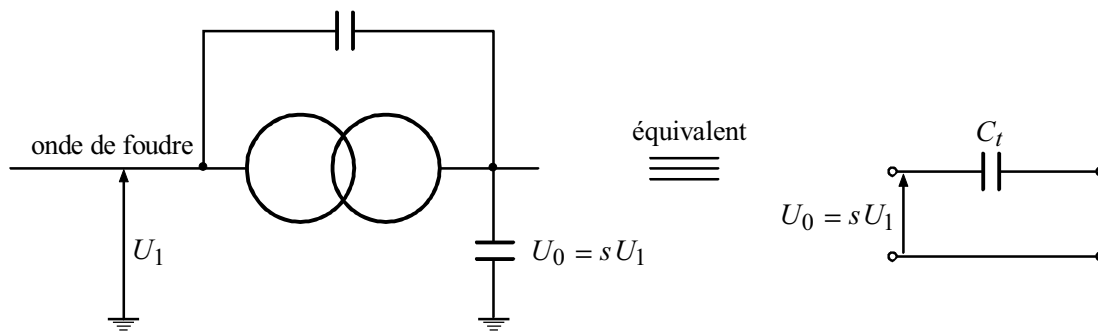


Figure 5-43 : boucle de circuits

■ **transmission de l'onde de choc dans un transformateur** (voir CEI 71-2 - annexe A)

Dans les conditions d'un choc de foudre, le transformateur se comporte comme un diviseur capacitif de rapport $s \leq 0,4$. Il est équivalent à une capacité C_t (voir figure 5-44-a).



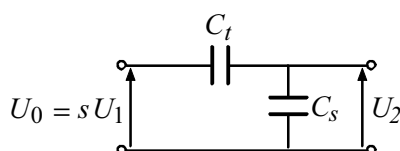
U_1 : tension de choc sur la borne haute tension

U_0 : tension transmise à vide

Figure 5-44-a : transmission de l'onde de choc dans un transformateur

U_0 représente la surtension à vide, c'est-à-dire lorsque les bornes de sortie du secondaire ne sont connectées à aucune liaison. Cette surtension n'est généralement pas acceptable par le transformateur.

Dans la réalité, le transformateur est connecté à un réseau de capacité C_s . Celle-ci joue le rôle de diviseur de tension avec la capacité C_t du transformateur (voir fig. 5-44-b).



U_2 : tension transmise au secondaire avec un réseau

Figure 5-44-b : transformateur avec son réseau équivalent

La tension transmise au secondaire est donc :

$$U_2 = \frac{C_t}{C_t + C_s} s U_1$$

Les valeurs de C_l se situent généralement entre 1 et 10 nF. Or, la capacité d'un câble est voisine de 0,4 nF/m. Ainsi, quelques dizaines de mètres de câble permettent d'atténuer fortement la surtension transmise au secondaire.

En général, le réseau est suffisamment étendu pour que la surtension transmise ne pose pas de difficulté.

Par contre, dans le cas de liaison courte, par exemple un transformateur spécifique à un récepteur (four à arc...), la surtension transmise peut être inacceptable par le matériel côté basse tension.

Pour réduire l'amplitude du choc transmis, on peut :

- utiliser sur le côté haute tension un parafoudre dont la tension d'amorçage est plus basse
- installer un parafoudre sur le côté basse tension entre chaque phase et la terre
- accroître la capacité entre chaque phase et la terre sur le côté basse tension.

5.1.5. Propagation des surtensions

Les lignes aériennes et les câbles constituent un support de propagation de toute onde de surtension susceptible d'apparaître sur un réseau.

Pour des fréquences élevées (cas des surtensions de manoeuvre et de foudre), la ligne est caractérisée par son impédance dite "caractéristique" ou "d'onde" :

$$Z_c \approx \sqrt{\frac{L}{C}}$$

L : inductance de la ligne

C : capacité de la ligne

On peut remarquer que cette impédance est indépendante de la longueur de la ligne.

La vitesse de propagation de l'onde sur une ligne aérienne est proche de celle de la lumière :

$$c = 3 \times 10^8 \text{ m/s} \quad (300 \text{ m}/\mu\text{s})$$

pour les câbles, elle est égale à $v = \frac{c}{\sqrt{\epsilon_r}}$

ϵ_r : permittivité relative de l'isolant du câble

La valeur de v est proche de $150 \text{ m}/\mu\text{s}$.

Ceci permet de donner une appréciation de la répartition de l'onde de foudre le long d'un conducteur. La figure 5-45 représente l'évolution dans le temps et dans l'espace d'une onde de foudre sur une ligne aérienne.

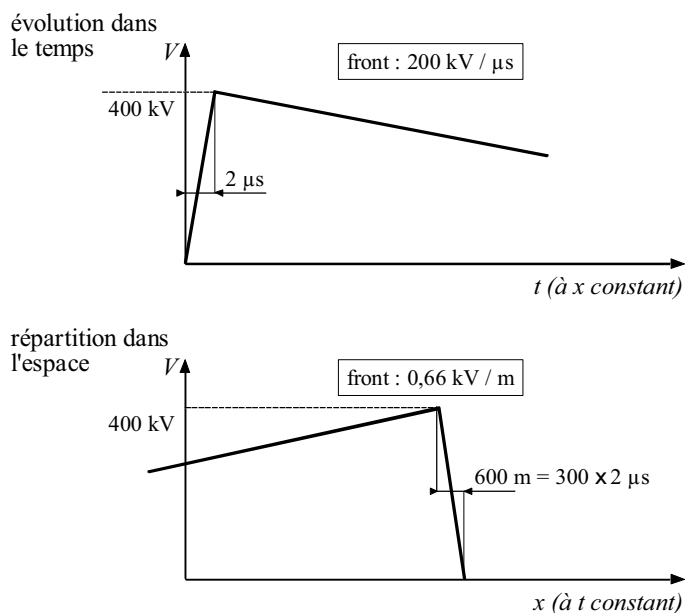
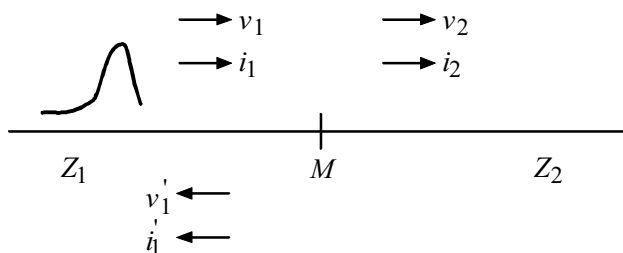


Figure 5-45 : représentation de l'évolution dans le temps et dans l'espace d'une onde de foudre sur une ligne aérienne

Examinons de près le phénomène se produisant en un point M de changement d'impédance séparant deux circuits d'impédances caractéristiques Z_1 et Z_2 (voir fig. 5-46).



Z_1, Z_2 : impédances caractéristiques amont et aval

v_1, i_1 : onde incidente en amont de M

v_2, i_2 : onde transmise en aval de M

v_1', i_1' : onde réfléchie en amont de M

Figure 5-46 : propagation d'une onde à travers un point M de changement d'impédance

En amont de M , nous avons :

$$v_1 = Z_1 i_1 \quad \text{et} \quad v_1' = -Z_1 i_1' \quad (1)$$

immédiatement en aval de M :

$$v_2 = Z_2 i_2 \quad (2)$$

au point M :

$$v_2 = v_1 + v_1' \quad \text{et} \quad i_2 = i_1 + i_1' \quad (3)$$

On déduit alors :

$$v_2 = v_1 + v_1' = v_1 - Z_1 i_1' = v_1 - Z_1 (i_2 - i_1)$$

d'où

$$v_2 = \frac{Z_2}{Z_2 + Z_1} \times 2 v_1$$

En particulier :

- pour une ligne court-circuitée à la terre, $Z_2 = 0$; on en déduit que $v_2 = 0$ et $v_1' = -v_1$
- pour un conducteur sans changement d'impédance, $Z_2 = Z_1$; on en déduit que $v_2 = v_1$ et $v_1' = 0$
- pour une ligne ouverte, $Z_2 = \infty$; on en déduit que $v_2 = 2 v_1$ et $v_1' = v_1$.

En conclusion, au point de changement d'impédance, la valeur maximale de la tension peut atteindre le double de l'onde incidente. C'est le cas d'une ligne alimentant un transformateur car son impédance vis à vis de l'onde de foudre est très élevée par rapport à l'impédance caractéristique de la ligne.

5.2. Les dispositifs de protection contre les surtensions

5.2.1. Principe de la protection

La protection des installations et des personnes contre les surtensions est d'autant meilleure qu'un écoulement des perturbations vers la terre est assuré, et ceci le plus près possible des sources de perturbation. Cela impose la mise en oeuvre de prises de terre de faible impédance.

Ainsi, on distingue 3 niveaux de protection contre les surtensions :

■ 1^{er} niveau de protection

L'objectif est d'éviter l'impact direct sur les ouvrages en captant la foudre et en l'orientant vers des lieux d'écoulement privilégiés, au moyen de :

- paratonnerres, dont le principe est basé sur la distance d'amorçage ; une tige placée en haut de la structure à protéger capte la foudre et l'écoule à travers le réseau de terre (voir § 5-40-b)
- cages maillées ou de Faraday
- câbles de garde (voir § 5-42).

■ 2^e niveau de protection

Son but est d'assurer que le niveau d'isolement au choc (Basic Impulse Level : BIL) des éléments du poste n'est pas dépassé.

Il est réalisé en HT au moyen d'éléments assurant l'écoulement de l'onde de foudre à la terre tels que :

- éclateurs
- parafoudres HT.

■ 3^e niveau de protection

Utilisé en BT comme protection complémentaire des équipements sensibles (informatique, appareils de télécommunication, ...).

Il est réalisé au moyen de :

- filtres série
- limiteurs de surtensions
- parafoudres BT.

5.2.2. Les éclateurs

■ fonctionnement

L'éclateur est un dispositif simple constitué de deux électrodes, la première reliée au conducteur à protéger, la deuxième reliée à la terre.

A l'endroit où il est installé dans le réseau, l'éclateur représente un point faible pour l'écoulement des surtensions à la terre et protège ainsi le matériel.

La tension d'amorçage de l'éclateur est réglée en agissant sur la distance dans l'air entre les électrodes, de façon à obtenir une marge entre la tenue au choc du matériel à protéger et la tension d'amorçage au choc de l'éclateur (voir fig. 5-47). Par exemple, $B = 40$ mm sur les réseaux EDF 20 kV.

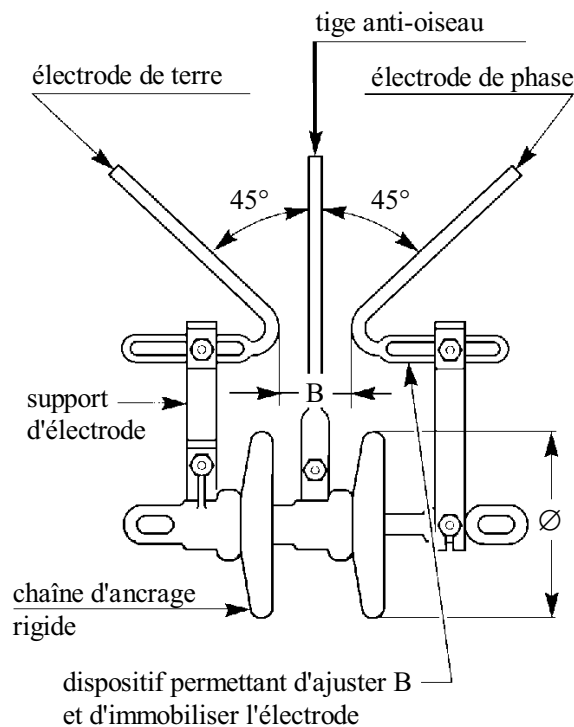


Figure 5-47 : éclateur MT avec tige anti-oiseaux

■ avantages

Les principaux avantages des éclateurs sont :

- leur faible prix
- leur simplicité
- la possibilité de réglage de la tension d'amorçage.

■ inconvénients

- les caractéristiques d'amorçage de l'éclateur sont très variables (jusqu'à 40 %) en fonction des conditions atmosphériques (température, humidité, pression) qui modifient l'ionisation du milieu diélectrique (l'air) entre les électrodes.
- le niveau d'amorçage dépend de la valeur de la surtension.
- l'amorçage de l'éclateur provoque un court-circuit phase-terre à fréquence industrielle en raison du maintien de l'arc, celui-ci dure jusqu'à son élimination par les appareils de coupure (ce court-circuit s'appelle courant de suite). Cela rend nécessaire l'installation de disjoncteurs shunt ou de dispositifs de réenclenchement rapide sur les disjoncteurs situés en amont. De ce fait, les éclateurs sont inadaptés à la protection d'une installation contre les surtensions de manoeuvre.
- l'amorçage provoqué par une surtension à front raide n'est pas instantané. En raison de ce retard à l'amorçage, la tension réellement atteinte dans le réseau est supérieure au niveau de protection choisi. Pour tenir compte de ce phénomène, il est nécessaire d'étudier les courbes tension-temps de l'éclateur.
- l'amorçage provoque l'apparition d'une onde coupée à front raide susceptible d'endommager les enroulements des transformateurs ou des moteurs situés à proximité.

Encore en place sur certains réseaux de distribution publique, les éclateurs sont actuellement remplacés par des parafoudres.

5.2.3. Les parafoudres

Pour palier les inconvénients des éclateurs, différents modèles de parafoudres ont été conçus dans le but d'assurer une meilleure protection des installations et une bonne continuité de service.

Les parafoudres à résistance variable avec éclateur sont les plus répandus dans les installations HT et MT en exploitation depuis quelques années. La tendance actuelle est vers les parafoudres à oxyde de zinc qui possèdent des performances meilleures.

■ définitions

Courant de décharge d'un parafoudre

Onde de courant écoulee par le parafoudre après amorçage des éclateurs série.

Courant de suite d'un parafoudre

Courant à fréquence industrielle débité par le réseau et écoulé par le parafoudre après le passage du courant de décharge.

Tension résiduelle d'un parafoudre

Tension qui apparaît entre les bornes d'un parafoudre pendant le passage du courant de décharge.

5.2.3.1. Parafoudre à résistance variable avec éclateur (voir CEI 99-1)

■ principe de fonctionnement

Dans ce type de parafoudre, on associe à un éclateur une résistance variable (varistance) qui limite le courant après passage de l'onde de choc.

Après écoulement de l'onde de choc à la terre, le parafoudre n'est soumis qu'à la tension du réseau, et le courant de suite se trouve limité par la varistance.

L'extinction de l'arc se fait systématiquement après le passage à zéro de l'onde à 50 Hz du courant de défaut monophasé à la terre.

La tension résiduelle est maintenue proche du niveau d'amorçage grâce à la variation de la résistance. En effet, cette résistance diminue avec l'augmentation du courant.

Diverses techniques ont été utilisées pour la réalisation des parafoudres à varistance et éclateurs. La plus classique utilise une résistance au carbure de silicium (SiC).

Certains parafoudres comportent également des systèmes répartiteurs de tension (diviseurs résistifs ou capacitifs) et des systèmes de soufflage de l'arc (aimants ou bobines de soufflage magnétique).

■ caractéristiques

Les parafoudres à résistance variable sont caractérisés par :

- la tension assignée, qui est la valeur spécifiée maximale de la tension efficace à fréquence industrielle admissible entre ses bornes pour laquelle le parafoudre est prévu pour fonctionner correctement. Cette tension peut être appliquée de façon continue au parafoudre sans que cela modifie ses caractéristiques de fonctionnement.
- les tensions d'amorçage pour les différentes formes d'onde (fréquence industrielle, choc de manoeuvre, choc de foudre, ...).
- le pouvoir d'écoulement du courant de choc.

5.2.3.2. Parafoudre à oxyde de zinc (ZnO)

■ principe de fonctionnement

La figure 5-48 montre que, contrairement au parafoudre à résistance variable avec éclateur, le parafoudre à oxyde de zinc est constitué uniquement d'une résistance variable fortement non linéaire.

La résistance passe de $1,5\text{ M}\Omega$ à la tension de service (ce qui correspond à un courant de fuite inférieur à 10 mA) à $15\ \Omega$ pendant la décharge.

Après le passage du courant de décharge, la tension aux bornes du parafoudre devient égale à la tension du réseau. Le courant qui traverse le parafoudre est très faible et se stabilise autour de la valeur du courant de fuite à la terre.

La forte non linéarité du parafoudre ZnO fait qu'une forte variation de courant provoque une faible variation de tension (voir fig. 5-49).

Par exemple, lorsque le courant est multiplié par 10^7 , la tension n'est multipliée que par 1,8.

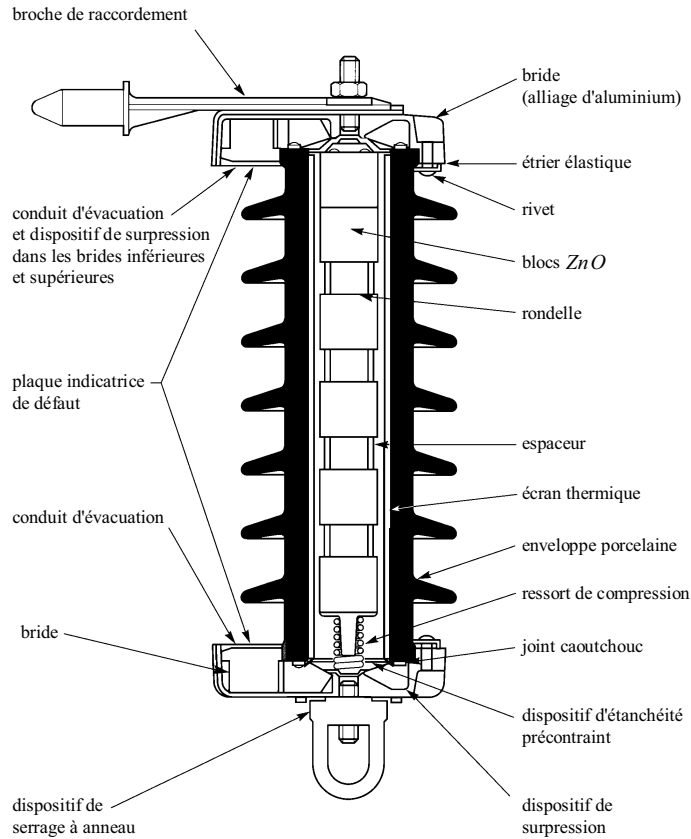
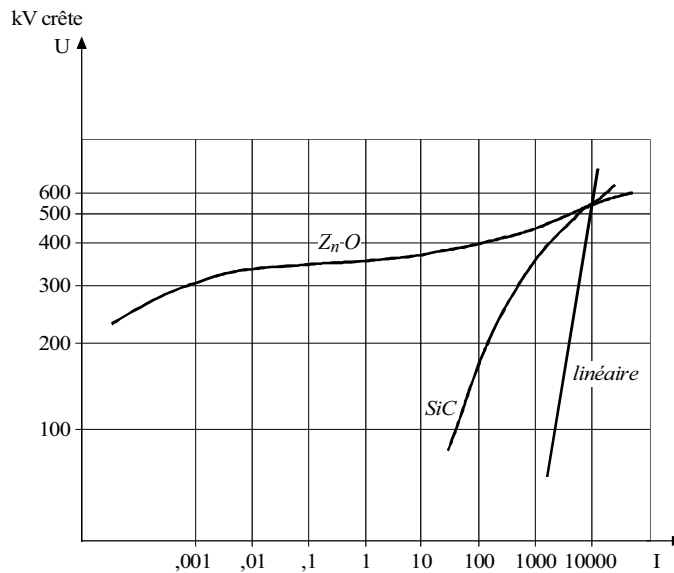


Figure 5-48 : exemple de structure d'un parafoudre ZnO en enveloppe porcelaine pour les réseaux 20 kV



SiC : parafoudre à distance variable avec éclateur constitué d'une résistance carbure de silicium

ZnO : parafoudre à oxyde de zinc

linéaire : courbe U proportionnelle à I

Figure 5-49 : caractéristiques de deux parafoudres ayant le même niveau de protection 550 kV / 10 kA

Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

■ caractéristiques

Les parafoudres ZnO sont caractérisés par :

- la tension de régime permanent qui est la valeur spécifiée admissible de la tension efficace à fréquence industrielle qui peut être appliquée de façon continue entre les bornes du parafoudre
- la tension assignée qui est la valeur maximale de la tension efficace à fréquence industrielle admissible entre ses bornes pour laquelle le parafoudre est prévu pour fonctionner correctement dans les conditions de surtension temporaires définies dans les essais de fonctionnement (une surtension à fréquence industrielle de 10 secondes est appliquée au parafoudre - voir CEI 99-4)
- le niveau de protection défini arbitrairement comme étant la tension résiduelle du parafoudre lorsqu'il est soumis à un choc de courant donné (5,10 ou 20 kA selon la classe), de forme d'onde 8/20 μs
- la tenue aux chocs de courant à front raide (1 μs), de foudre (8/20 μs), de longue durée, de manoeuvre
- le courant nominal de décharge.

Le tableau 5-4 donne un exemple de caractéristique d'un parafoudre ZnO phase-terre pour un réseau de distribution publique 20 kV (avec déclenchement au premier défaut).

Tension maximale permanente (phase-terre)	12,7 kV
Tension assignée	24 kV
Tension résiduelle au courant nominal de décharge	< 75 kV
Courant nominal de décharge (onde de 8/20 μs)	5 kA
Tenue au courant de choc (onde de 4/10 μs)	65 kA

Tableau 5-4 : exemple de caractéristiques d'un parafoudre ZnO pour un réseau 20 kV

■ choix des parafoudres à oxyde de zinc en HT

La méthode générale de choix d'un parafoudre à oxyde de zinc en HT consiste à déterminer ses paramètres caractéristiques à partir des données du réseau, à l'endroit où il sera installé.

Les paramètres caractérisant le parafoudre sont :

- U_C , tension de régime permanent
- U_r , tension assignée
- I_{nd} , courant nominal de décharge
- classe de décharge et capacité énergétique
- caractéristiques mécaniques.

Les données relatives au réseau sont :

- U_m , tension la plus élevée pour le matériel
- *TOV* (Temporary Over Voltage) , surtensions temporaires (apparaissant lors d'un défaut à la terre ou un délestage sur le réseau de distribution publique).

Le choix du parafoudre consiste en un compromis entre les niveaux de protection des équipements et la capacité énergétique du parafoudre.

Le niveau de protection doit être le plus bas possible pour la tenue des équipements. Cela implique un dimensionnement en tension le plus faible possible, donc une plus grande difficulté à tenir les surtensions temporaires.

□ détermination de U_C et U_r

• méthode simplifiée à partir des caractéristiques du matériel

Les tensions U_C et U_r peuvent être déterminées directement à partir de la tension la plus élevée pour le matériel U_m :

$$U_C \geq \frac{U_m}{\sqrt{3}}$$

$$U_r = 1,25 \times U_C$$

• **méthode plus précise à partir des surtensions temporaires**

La méthode simplifiée est pénalisante car elle ne tient pas compte des contraintes réelles du réseau qui sont généralement inférieures à $\frac{U_m}{\sqrt{3}}$.

Les surtensions temporaires susceptibles d'apparaître dans un réseau sont de deux types :

- les surtensions lors d'un défaut phase-terre dont le temps d'élimination dépend du plan de protection (voir § 5.1.1.1 - le facteur de surtension à la terre est égal à 1,73 pour les réseaux à neutre isolé ou mis à la terre par impédance)
- les surtensions lors d'un délestage sur le réseau de distribution publique, de l'ordre de 15 % mais pouvant aller jusqu'à 35 % dans certains réseaux.

La valeur de la surtension temporaire à prendre en compte est le produit des facteurs de surtension de défaut à la terre et de délestage.

- **cas particulier**

Si l'une des surtensions temporaires dure plus de 2 heures, on admet que c'est un régime permanent pour le parafoudre et donc on choisit U_C égal à cette surtension et

$$U_r = 1,25 \times U_C$$

- **cas général**

La capacité d'un parafoudre à supporter les surtensions temporaires est donnée en fonction d'une tension équivalente de durée 10 secondes (U_{10s}) exprimées par l'équation suivante :

$$U_{10s} = TOV \left(\frac{T}{10} \right)^\eta \quad \text{avec } \eta \cong 0,02$$

T : durée de la surtension

TOV : valeur de la surtension

Cette formule permet de calculer pour chaque surtension temporaire, la surtension de durée 10 secondes qui provoquerait les mêmes contraintes pour le parafoudre.

La durée de la surtension temporaire doit être comprise entre quelques secondes et deux à trois heures ($U_{10s} = 0,97 \times TOV$ pour $T = 2s$ et $U_{10s} = 1,14 \times TOV$ pour $T = 2 \text{ heures}$).

La tension assignée du parafoudre sera choisie supérieure ou égale à la valeur maximale des tensions équivalentes de durée 10 secondes : $U_r \geq \max(U_{10s})$.

On prendra $U_C \geq \frac{U_m}{\sqrt{3}}$

courant nominal de décharge I_{nd}

En pratique, pour la gamme de tension $1\text{ kV} \leq U_m \leq 52\text{ kV}$, deux valeurs de I_{nd} sont disponibles : 5 kA et 10 kA.

La valeur $I_{nd} = 10\text{ kA}$ est choisie pour des zones à fort niveau kéraunique.

classe de décharge et capacité énergétique

Elles sont déterminées par l'expérience ou par comparaison avec des affaires identiques.

caractéristiques mécaniques

Les normes CEI 99-4 et 99-5 fixent la limite de pression admissible (exprimée en "kA") qui doit être vérifiée pour le court-circuit triphasé aux bornes du parafoudre.

On vérifiera également les caractéristiques du parafoudre par rapport à :

- la température ambiante
- l'altitude
- le niveau de pollution
- la résistance mécanique au vent, les contraintes sismiques, le givre.

niveau de protection du parafoudre

Le niveau de protection du parafoudre au point d'installation correspond à la tension résiduelle (U_{rsd}) à ses bornes lorsqu'il est parcouru par son courant nominal de décharge.

5.2.3.3. Installation des parafoudres HT et MT

Dans les réseaux électriques HT et MT, les parafoudres sont installés à l'entrée du poste pour assurer la protection du transformateur et des équipements du poste. Cette protection n'est efficace que si la distance de protection et les règles d'installation sont respectées.

■ distance de protection

Le phénomène de propagation des ondes examiné au § 5.1.5. montre qu'au point de réflexion (transformateur MT/BT par exemple), la surtension atteint le double de l'onde incidente.

Le parafoudre écrête à une tension d'amorçage U_{rsd} (égale à la tension résiduelle pour les parafoudres ZnO).

S'il est situé à une distance élevée, la tension maximale au niveau du matériel à protéger sera donc $2U_{rsd}$. Or, la tenue au choc du matériel est généralement inférieure à $2U_{rsd}$.

Pour palier cet inconvénient, on installe le parafoudre à une distance inférieure à la distance de "protection" D . Le parafoudre subit alors la somme de l'onde incidente et de l'onde réfléchie. Il amorce donc pour une onde incidente inférieure à U_{rsd} .

En supposant qu'au point de raccordement du matériel, l'onde est totalement réfléchie, on montre que la surtension au niveau du matériel est limitée à $U = U_{rsd} + 2r \frac{D}{v}$

$$\frac{dv}{dt}$$

v :

Pour une tension de tenue au choc de foudre U_{cdf} , il faut donc que le parafoudre soit situé à D telle que :

$$U_{rsd} + 2r \frac{D}{v} \leq U_{cdf}$$

d'où

$$D \leq \frac{U_{cdf} - U_{rsd}}{2r} \cdot v$$

Application numérique :

Considérons l'exemple illustré par la figure 5-50 :

$U_{cdf} = 125 \text{ kV}$, cas d'un transformateur MT/BT conforme à la CEI 76.3

$U_{rsd} = 75 \text{ kV}$, tension résiduelle du parafoudre

$r = 300 \text{ kV} / \mu\text{s}$, raideur du front de montée de l'onde de tension

$v = 300 \text{ m} / \mu\text{s}$, pour une ligne aérienne

on a alors $D \leq \frac{125 - 75}{2 \times 300} \times 300$

$D \leq 25 \text{ m}$

Le parafoudre doit donc être installé à moins de 25 m du transformateur pour que la surtension ne dépasse pas la valeur de tenue au choc de foudre.

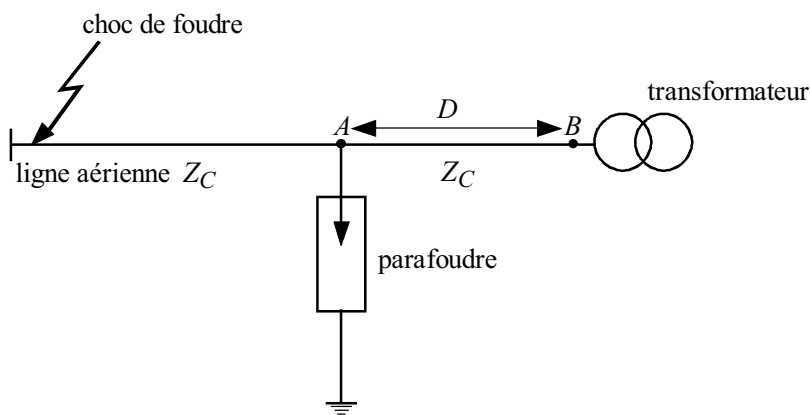


Figure 5-50 : distance de protection d'un parafoudre protégeant un transformateur alimenté par une ligne aérienne

5.2.4. Protection des installations BT

■ généralités

La protection des installations BT contre les surtensions est réalisée par la mise en place de matériels en parallèle ; 3 types d'appareils sont utilisés :

- les limiteurs de surtension situés au secondaire des transformateurs MT/BT (uniquement en schéma *IT*) ; ils protègent uniquement contre les surtensions à fréquence industrielle
- les parafoudres basse tension installés dans les tableaux électriques BT ou intégrés à l'intérieur des récepteurs
- les parasurtenseurs destinés à la protection des réseaux téléphoniques, des coffrets BT et des récepteurs.

Les technologies utilisées sont essentiellement :

- les diodes zener
- l'éclateur à gaz
- les varistances à oxyde de zinc.

Les diodes zener présentent l'inconvénient de n'assurer que la protection d'un point précis du réseau. L'éclateur à gaz nécessite l'association d'une varistance pour éviter le courant de suite. Les parafoudres à varistance présentent actuellement le meilleur rapport qualité/prix grâce à leur simplicité et à leur fiabilité.

■ règles d'installation des parafoudres BT

La protection du matériel ne peut être efficace que si certaines règles d'installation sont respectées :

- règle 1

La longueur de raccordement du parafoudre et de son disjoncteur de déconnexion doit être inférieure à 0,5 m.

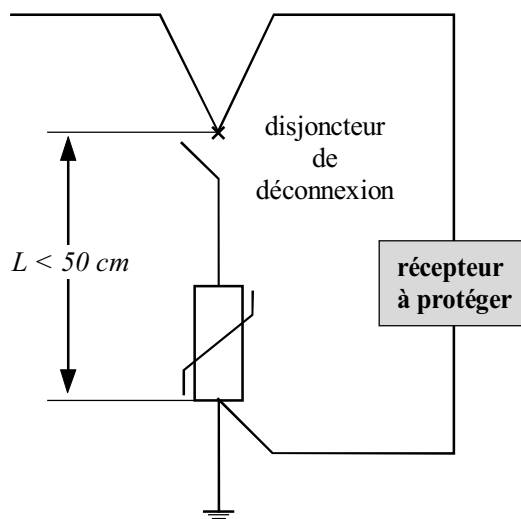


Figure 5-51 : représentation schématique des connexions

- règle 2

Les départs des conducteurs protégés doivent être pris aux bornes mêmes du parafoudre et de son disjoncteur de déconnexion.

- règle 3

Il faut réduire les surfaces de boucle en regroupant ensemble, étroitement, les fils d'arrivée phase, neutre et PE.

- règle 4

Il faut éloigner les fils d'arrivée au parafoudre (pollués) des fils de départ protégé (sains), afin d'éviter un éventuel couplage électromagnétique.

- règle 5

Il faut plaquer les câbles contre les structures métalliques du coffret, afin de minimiser les boucles de masse et de bénéficier ainsi d'un effet réducteur des perturbations.

■ schéma de raccordement selon le schéma de liaison à la terre

Sur les figures 5-52-a et 5-52-b sont représentés les schémas de raccordement du parafoudre BT pour les différents schémas de liaison à la terre.

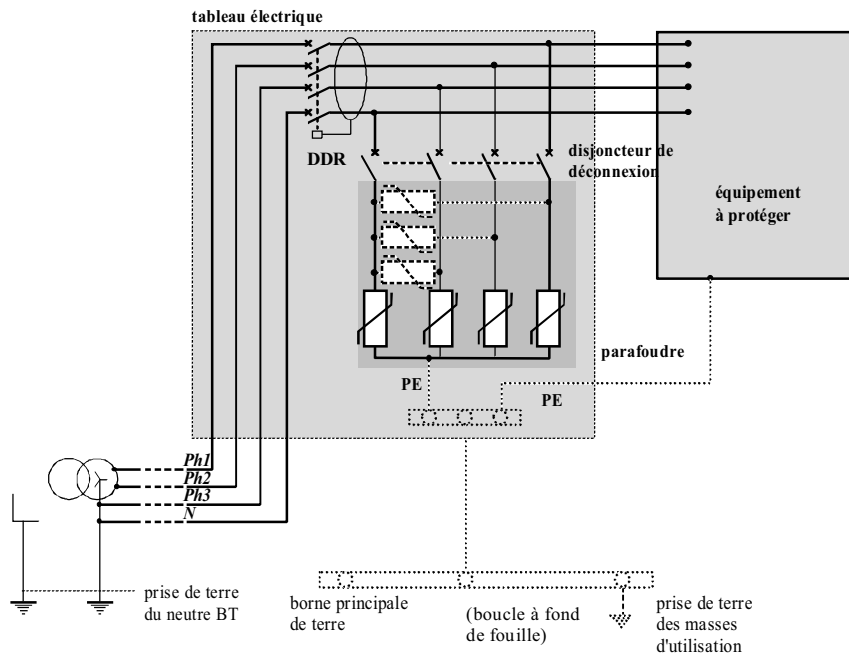


Schéma TT

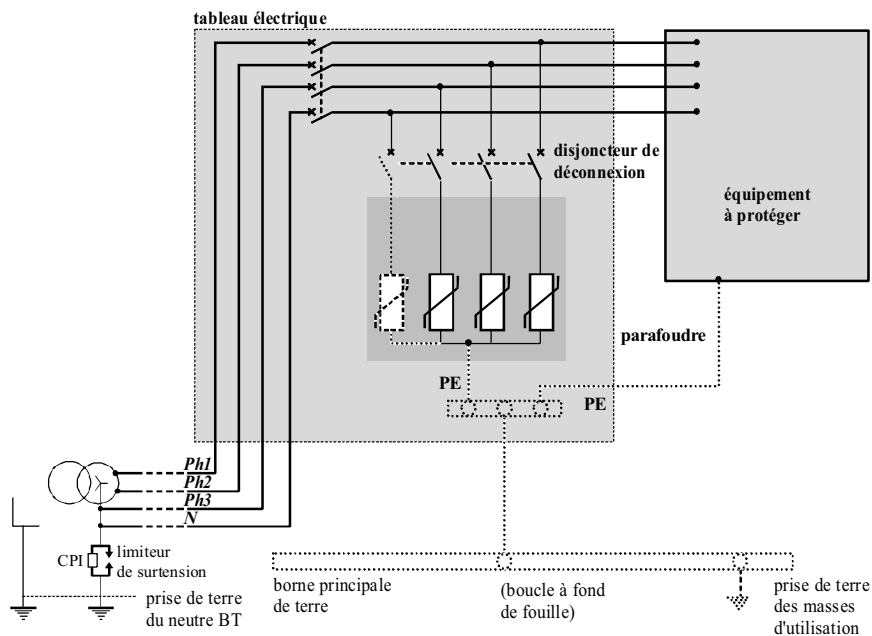


Schéma IT

Figure 5-52-a : schéma de raccordement du parafoudre BT pour les schémas de liaison à la terre TT et IT

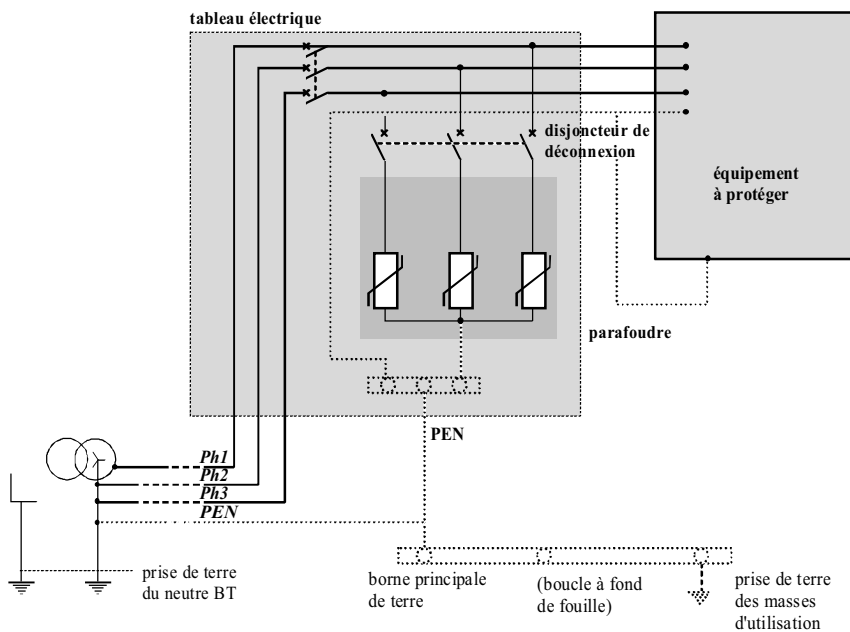


Schéma TNC

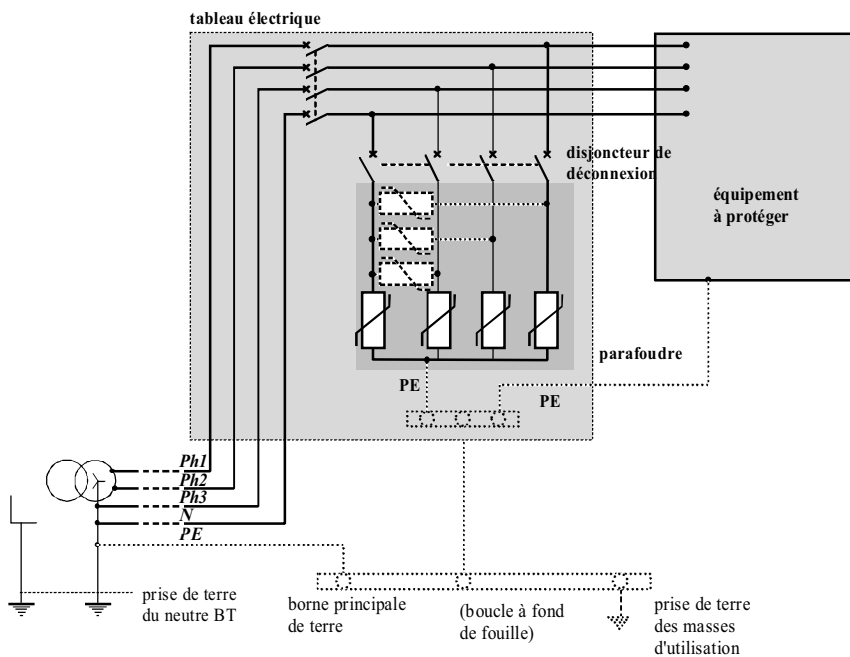


Schéma TNS

Figure 5-52-b : schéma de raccordement du parafoudre BT pour les schémas de liaison à terre TNC et TNS

5.3. Coordination de l'isolement dans une installation électrique industrielle

5.3.1. Généralités

La coordination de l'isolement d'une installation consiste à déterminer les caractéristiques d'isolement nécessaires aux divers constituants du réseau, en vue d'obtenir une tenue homogène aux tensions normales, ainsi qu'aux différentes surtensions.

Son but final est de permettre une distribution sûre et optimisée de l'énergie électrique.

Cette optimisation permet de trouver le meilleur rapport économique entre les différents paramètres dépendant de cette coordination :

- coût de l'isolement du matériel
- coût des protections contre les surtensions
- coût des défaillances (perte de l'exploitation et destruction de matériel), tenant compte de leur probabilité d'occurrence.

Le coût du surisolement du matériel étant très élevé, il ne peut pas être dimensionné pour tenir les contraintes de toutes les surtensions étudiées au paragraphe 5.1.

S'affranchir des effets néfastes des surtensions suppose une première démarche qui consiste à s'attaquer à leurs phénomènes générateurs, ce qui n'est pas toujours évident. En effet, si à l'aide de techniques de coupure appropriées les surtensions de manoeuvre de l'appareillage peuvent être limitées, il est impossible d'empêcher les coups de foudre.

■ distance d'isolement (voir fig. 5-53)

Cette appellation regroupe deux notions :

- **distance dans les gaz** (air, SF₆, ...), c'est le plus court chemin entre deux parties conductrices.
- **ligne de fuite** : c'est également le plus court chemin entre deux conducteurs, mais suivant la surface externe d'un isolant solide (isolateur par exemple).

La distance d'isolement est directement liée à la tenue du matériel aux différentes surtensions.

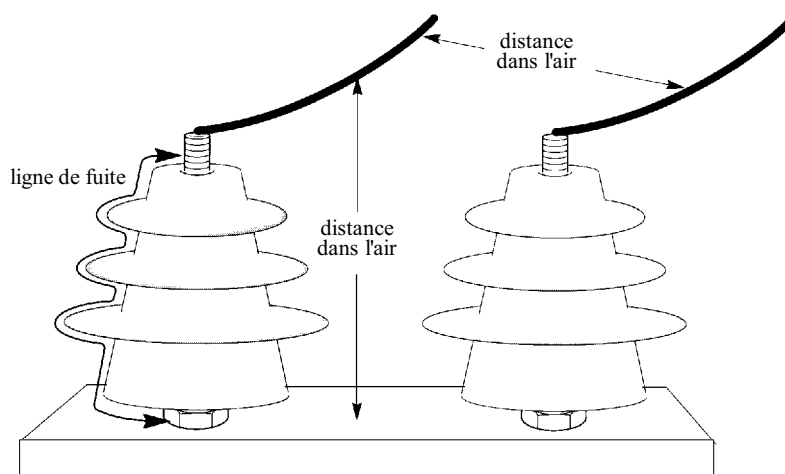


Figure 5-53 : distance dans l'air et ligne de fuite

■ tenue en tension

La tenue en tension dépend de la nature de la surtension appliquée (amplitude, forme d'onde, fréquence et durée, ...).

Elle est aussi influencée par des facteurs externes tels que :

- vieillissement
- conditions d'environnement (humidité, pollution)
- variation de la pression de l'air ou du gaz isolant.

■ tension de tenue

Le matériel électrique est caractérisé par sa tension de tenue aux différents types de surtensions.

On distingue alors :

- la tension de tenue à fréquence industrielle
- la tension de tenue au choc de manoeuvre
- la tension de tenue au choc de foudre.

□ tension de tenue à fréquence industrielle

Elle correspond à la tenue du matériel aux surtensions à fréquence industrielle susceptibles d'apparaître sur le réseau et dont la durée dépend du mode d'exploitation et de protection du réseau.

La tenue du matériel est vérifiée par des essais en appliquant une tension sinusoïdale de fréquence comprise entre 48 Hz et 62 Hz pendant une minute. L'essai est valable pour les fréquences nominales de réseau de 50 Hz et 60 Hz (voir CEI 71-1).

□ tension de tenue au choc de manoeuvre

Elle caractérise la tenue du matériel au choc de manoeuvre (uniquement pour les matériels dont la tension normalisée est supérieure ou égale à 300 kV).

L'essai du matériel (voir CEI 60-1) est effectué en appliquant une onde de durée de front de montée de 250 μ s et d'une durée de descente jusqu'à la mi-amplitude de 2500 μ s.

□ tension de tenue au choc de foudre

Elle caractérise la tenue du matériel à l'onde de tension de foudre 1,2 μ s / 50 μ s. Cette tension de tenue concerne toutes les gammes de tension, y compris la basse tension.

□ exemples de tensions de tenue du matériel (voir tableau 5-5)

Tension la plus élevée pour le matériel U_m (kV) ⁽¹⁾ (valeur efficace)	Tension de tenue normalisée de courte durée à fréquence industrielle (kV) (valeur efficace)	Tension de tenue normalisée aux chocs de foudre (kV) (valeur crête)
3,6	10	20 40
7,2	20	40 60
12	28	60 75 95
17,5	38	75 95
24	50	95 125 145
36	70	145 170
52	95	250
72,5	140	325

(1) U_m est la valeur efficace la plus élevée de la tension entre phases pour laquelle le matériel est spécifié.

Tableau 5-5 : tensions de tenue normalisées pour $3,6 \text{ kV} < U_m < 72,5 \text{ kV}$

5.3.2. Réduction des risques et du niveau des surtensions

La réduction des risques des surtensions, par conséquent du danger qu'elles représentent pour les personnes et le matériel, est d'autant meilleure si certaines mesures de protection sont respectées :

- limitation des résistances de prise de terre du poste pour la réduction des surtensions à fréquence industrielle
- réduction des surtensions de manoeuvre par le choix d'appareillage de coupure approprié (coupure dans le SF6)
- écoulement à la terre des chocs de foudre par un premier écrêtage (parafoudre ou éclateur à l'entrée des postes) avec limitation des résistances de prises de terre et des impédances des pylônes
- limitation de la tension résiduelle du premier écrêtage par le parafoudre HT transmise au réseau aval, en prévoyant un deuxième niveau de protection au secondaire du transformateur
- protection des équipements sensibles en BT (informatiques, télécommunications, automatismes, ...) en leur associant des filtres séries et/ou des limiteurs de surtension.

5.3.2.1. Elévation du potentiel des masses BT suite à un défaut MT dans le poste de transformation

Dans ce paragraphe, on se propose d'étudier les surtensions en BT résultant d'un défaut à la terre côté MT dans un poste MT/BT et les mesures à prendre pour la protection du matériel et des personnes, en conformité avec la CEI 364-4-442.

Les valeurs des élévations du potentiel des masses du poste et de l'installation BT dépendent des valeurs des résistances des prises de terre, des intensités du courant de défaut et du schéma de liaison à la terre.

■ mise à la terre dans les postes de transformation

Une seule prise de terre doit être réalisée dans un poste de transformation, à laquelle doivent être reliés :

- la cuve du transformateur
- les revêtements métalliques des câbles à haute tension
- les conducteurs de terre des installations à haute tension
- les masses des matériels à haute tension et à basse tension
- les éléments conducteurs.

■ symboles

Dans les paragraphes suivants, les symboles utilisés ont la signification suivante :

I_m : partie du courant de défaut à la terre dans l'installation à haute tension qui s'écoule par la prise de terre des masses du poste de transformation

R_p : résistance de la prise de terre des masses du poste de transformation

V : tension entre phase et neutre de l'installation à basse tension

U : tension entre phases de l'installation à basse tension

U_f : tension de défaut dans l'installation à basse tension, entre les masses et la terre

U_1 : contrainte de tension dans les matériels à basse tension du poste de transformation

U_2 : contrainte de tension dans les matériels à basse tension de l'installation

■ schémas $TN-a$ et $IT-a$ (voir fig. 5-54)

Correspondance avec la norme C13 100 : $TN-a \rightarrow TNR$; $IT-a \rightarrow ITR$

Dans ces deux schémas, les prises de terre du poste, du neutre et des masses de l'installation sont confondues. A l'intérieur de la zone équipotentielle, les potentiels du sol et des masses s'élèvent simultanément, la tension de contact U_f est alors nulle.

Par contre, en dehors de cette zone, le potentiel du sol reste égal à celui de la terre profonde, tandis que le potentiel des masses s'élève à $U_f = R_p I_m$.

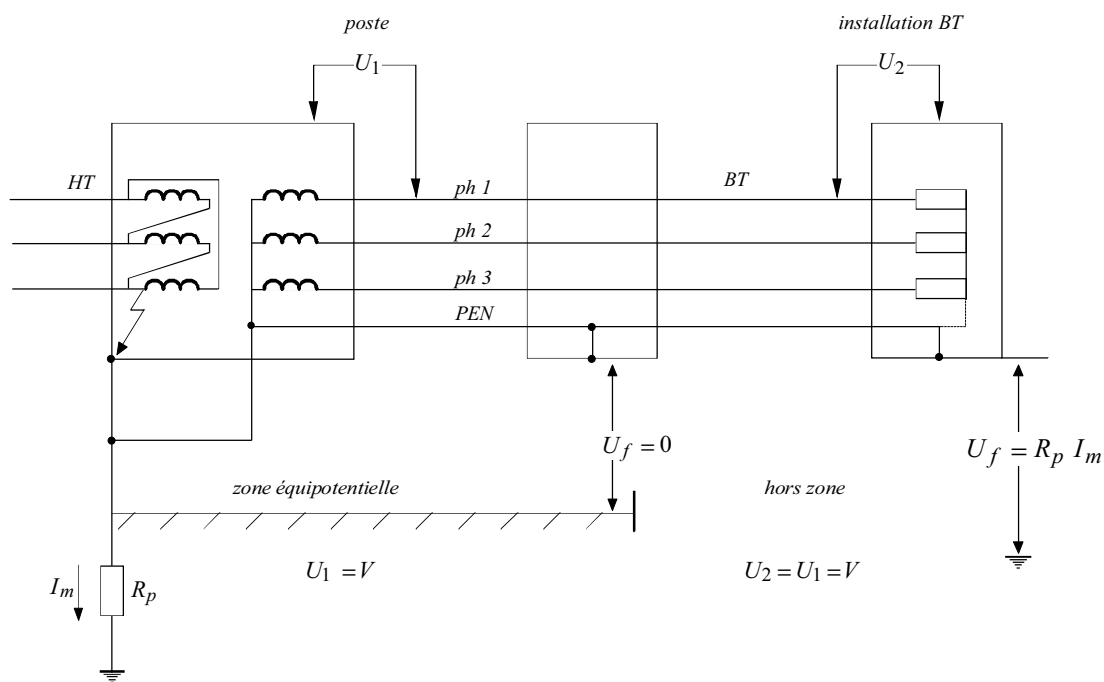
Ainsi, lorsqu'il existe des masses en dehors de la zone équipotentielle et que la tension de contact $U_f = R_p I_m$ ne peut pas être éliminée dans le temps défini par les tableaux 2-3-a et 2-3-b, les schémas $TN-a$ et $IT-a$ ne sont pas acceptables vis-à-vis de la protection des personnes.

Afin de palier cet inconvénient, les dispositions suivantes doivent être prises :

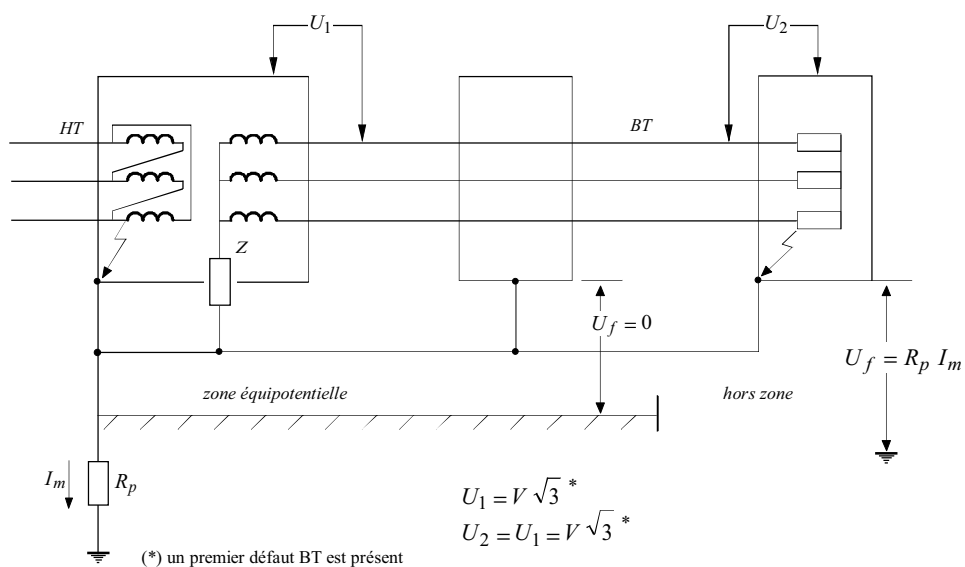
- schéma $TN-a$: le neutre de l'installation BT doit être relié à une prise de terre distincte, ce qui correspond au schéma $TN-b$ (voir fig. 5-55)
- schéma $IT-a$: les masses de l'installation BT doivent être reliées à une prise de terre distincte de celle du poste, ce qui correspond au schéma $IT-b$ (voir fig. 5-56).

Les schémas $TN-b$ et $IT-b$ permettent d'éliminer les tensions de contact dangereuses, mais font apparaître des surtensions :

- au niveau du matériel BT de l'installation pour le schéma $IT-b$
- au niveau du matériel BT du poste pour le schéma $TN-b$.



TN - a



(* un premier défaut BT est présent)

IT - a

Figure 5-54 : élévation des potentiels en schémas TN-a et IT-a

■ schémas $TN-b$, $TT-b$ et $IT-c$ (voir fig. 5-55)

Correspondance avec la norme C13 100 : $TN-b \rightarrow \backslash$; $TT-b \rightarrow TTS$; $IT-c \rightarrow ITS$

Dans ces trois schémas, on observe une élévation du potentiel des masses du poste U_1 telle que :

$$U_1 = R_p I_m + V \quad \text{pour les schémas } TN-b \text{ et } TT-b$$

$$U_1 = R_p I_m + V \cdot \sqrt{3} \quad \text{pour les schémas } IT-c \text{ avec la présence d'un premier défaut côté BT}$$

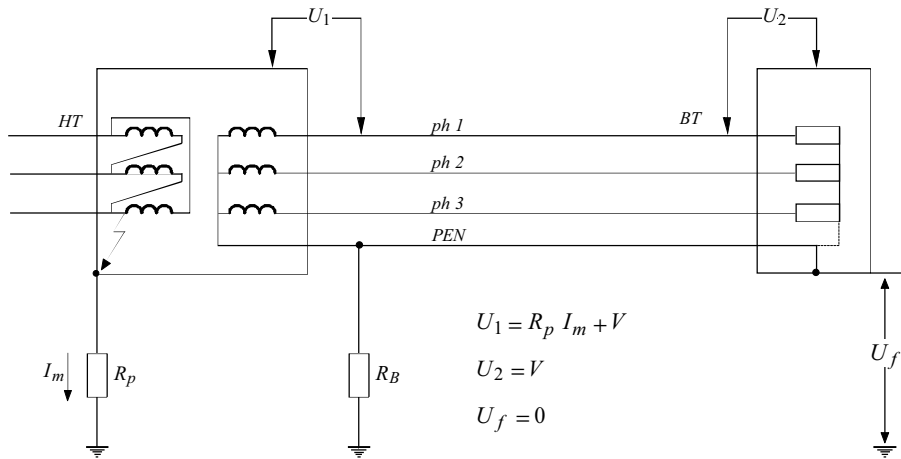
En fonction de la valeur maximale du courant I_m , les valeurs de R_p doivent être limitées de façon à ce que U_1 reste inférieure à la tension de tenue à fréquence industrielle U_{tp} du matériel du poste.

$$U_1 \leq U_{tp}$$

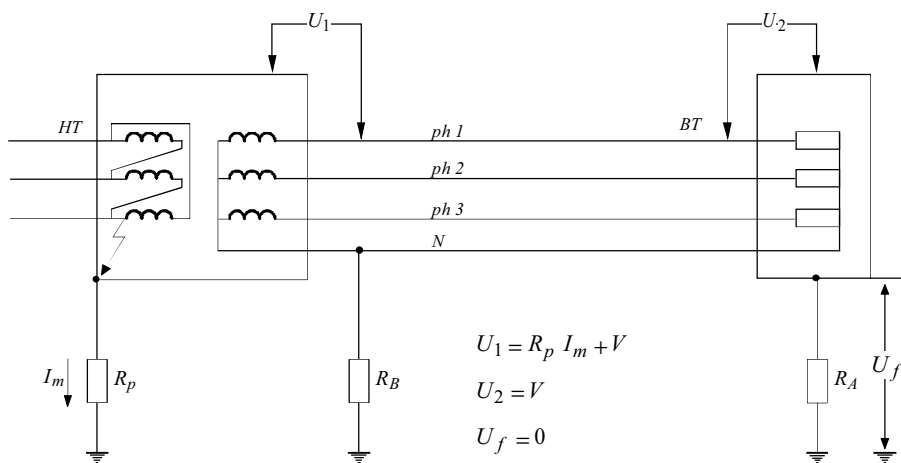
Le tableau 5-6 donne les valeurs maximales de R_p pour différentes valeurs de I_m et U_{tp} .

Valeurs à R_p à ne pas dépasser				
Courant de défaut I_m (A)	= 2 000 V Classe I		$U_{tp} = 4\,000$ V Classe II	= 10 000 V Classe spéciale
	$TN-b$; $TT-b$	$IT-c$	$TN-b$; $TT-b$; $IT-c$	$TN-b$; $TT-b$; $IT-c$
300 A	5,9 Ω	5,3 Ω	12 Ω	30 Ω
1 000 A	1,8 Ω	1,6 Ω	3,6 Ω	10 Ω
5 000 A	0,35 Ω	0,32 Ω	0,72 Ω	2 Ω

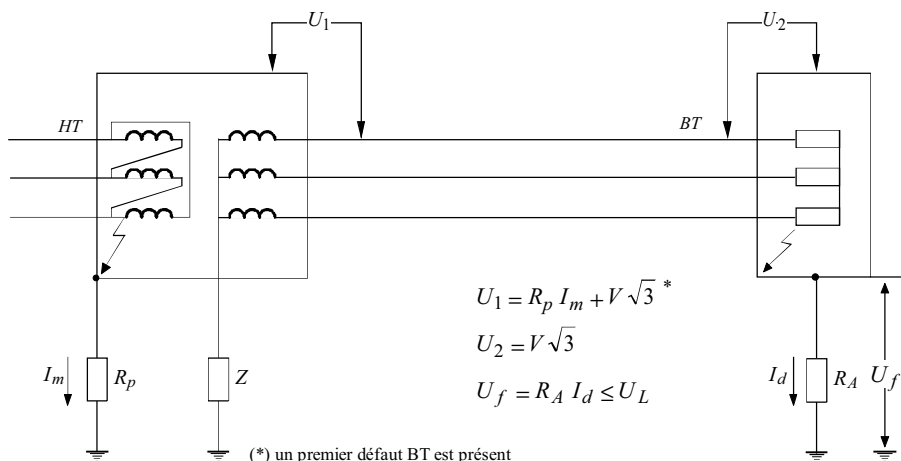
Tableau 5-6 : valeurs maximales de R_p en schémas $TN-b$, $TT-b$ et $IT-c$



TN - b



TT - b



IT - c

Figure 5-55 : élévation des potentiels en schémas *TN - b*, *TT - b* et *IT - c*

Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
 The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

■ schémas $TT-a$ et $IT-b$

Correspondance avec la norme C13 100 : $TT-a \rightarrow TTN$; $IT-b \rightarrow ITN$

Dans ces deux cas, la prise de terre des masses du poste et celle du neutre sont communes. La prise de terre des masses de l'installation BT est séparée.

Le courant de défaut à la terre s'écoule à travers la prise de terre commune (poste neutre).

Comme indiqué sur la figure 5-56, on constate qu'il y a risque de claquage pour le matériel BT dont la prise de terre des masses est séparée de celle du poste.

Les conditions suivantes doivent être respectées :

$$U_{tM} > R_p I_m + V \quad \text{pour le schéma } TT-a$$

et
$$U_{tM} > R_p I_m + V \sqrt{3} \quad \text{pour le schéma } IT-b$$

d'où
$$\begin{cases} R_p < \frac{U_{tM} - V}{I_m} & \text{pour le schéma } TT-a \\ R_p < \frac{U_{tM} - V \sqrt{3}}{I_m} & \text{pour le schéma } IT-b \end{cases}$$

avec :

U_{tM} : tension de tenue à 50 Hz du matériel BT de l'installation égale à $2V + 1000$ pour $V = 220$ à 250 V, soit 1500 V

Le tableau 5-7 donne les valeurs de R_p pour différentes valeurs de I_m .

	$TT-a$	$IT-b$
$I_m = 300$ A	4 Ω	3,5 Ω
$I_m = 1000$ A	1,2 Ω	1 Ω
$I_m = 5000$ A	0,24 Ω	0,2 Ω

Tableau 5-7 : valeurs maximales de R en schémas $TT-a$ et $IT-b$

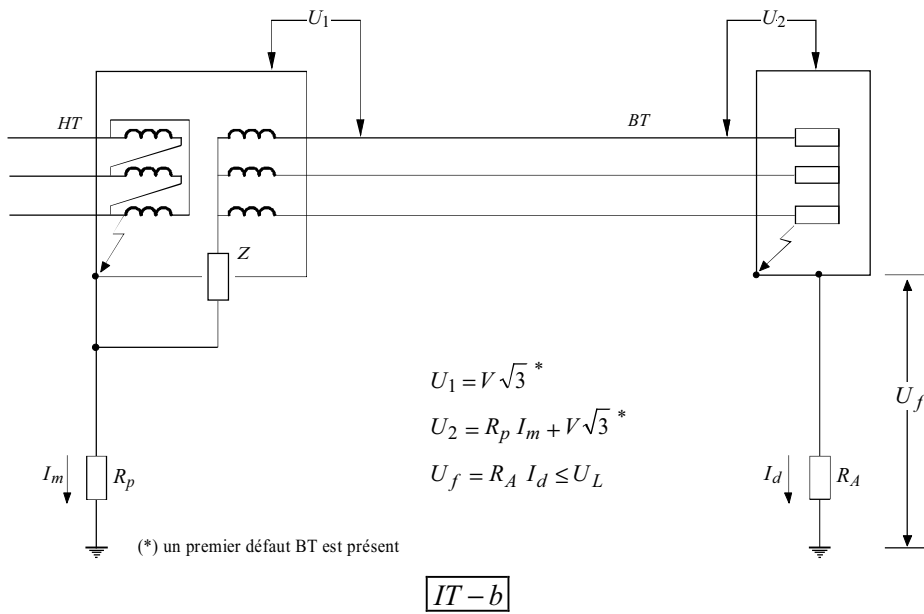
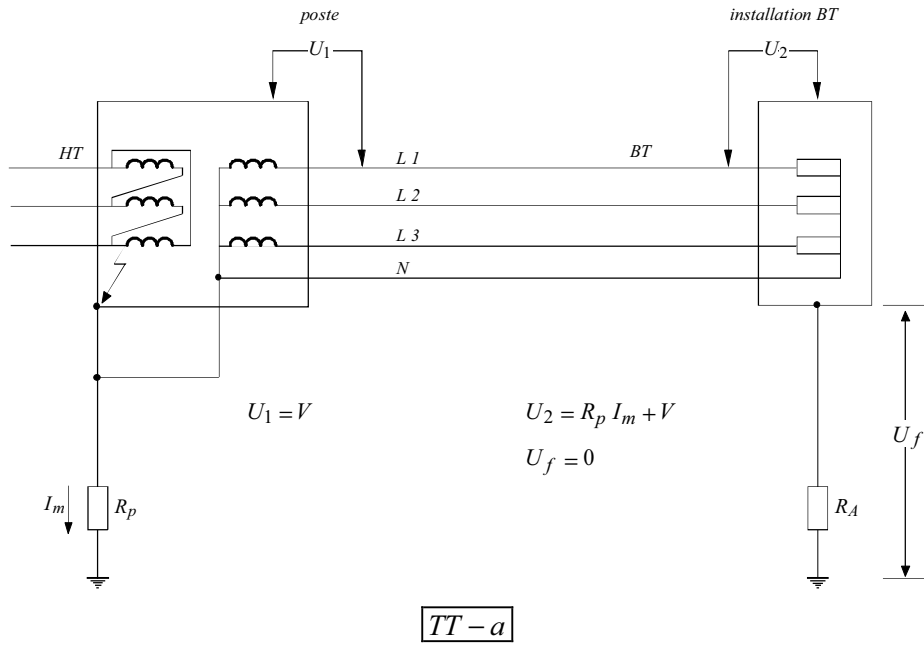


Figure 5-56 : Elévation des potentiels en schémas $TT - a$ et $IT - b$

■ **tableau récapitulatif des tensions de contact et des surtensions qui apparaissent pour chaque schéma de liaison à la terre**

	<i>TN - a</i>	<i>IT - a</i>	<i>TT - a</i>	<i>IT - b</i>	<i>TN - b</i>	<i>TT - b</i>	<i>IT - c</i>
Tension de contact	<i>O</i>	<i>O</i>	<i>N</i>	<i>N</i>	<i>N</i>	<i>N</i>	<i>N</i>
Surtension masses installation BT	<i>N</i>	<i>N</i>	<i>O</i>	<i>O</i>	<i>N</i>	<i>N</i>	<i>N</i>
Surtension masses poste	<i>N</i>	<i>N</i>	<i>N</i>	<i>N</i>	<i>O</i>	<i>O</i>	<i>O</i>

O : oui
N : non

Tableau 5-8 : tensions de contact et surtensions qui apparaissent pour chaque schéma de liaison à la terre

5.3.2.2. Elévation du potentiel des masses BT suite à un choc de foudre

Lorsqu'une surtension de foudre provenant du réseau de distribution s'écoule à la terre dans un poste MT/BT à travers un dispositif de protection (parafoudre ou éclateur MT), il s'ensuit une élévation du potentiel des masses BT du poste et/ou des masses de l'installation qui dépend du schéma de liaison à la terre.

Le niveau des surtensions transmises en BT dépend de la valeur écriêtée U_{rsd} et des valeurs des prises de terre.

Pour assurer la protection de l'appareillage BT contre ces surtensions, il faut installer des parafoudres BT et limiter la résistance de la prise de terre du poste de façon à ne pas dépasser la tension de tenue au choc de foudre du matériel.

■ **limitation des impédances des prises de terre**

Comme pour le cas du défaut à la terre MT, les valeurs limites des impédances des prises de terre sont calculées pour chaque schéma de liaison à la terre.

La surtension en un point de changement d'impédance sur un réseau est donnée par la relation :

$$v_2 = \frac{Z_2}{Z_1 + Z_2} 2 v_1 \quad (\text{voir } \S 5.1.4)$$

- $v_1 = U_{rsd}$: correspond dans ce cas à la surtension écrêtée
 v_2 : surtension au niveau des masses du poste
 $Z_1 = Z_c$: impédance caractéristique de la ligne haute tension
 $Z_2 = Z_p$: impédance de la prise de terre du poste

On a donc :

$$v_2 = \frac{Z_p}{Z_c + Z_p} \cdot 2 U_{rsd}$$

La tension de tenue du matériel à l'onde de choc U_{tc} doit être supérieure à la surtension v_2 , d'où :

$$U_{tc} \geq \frac{Z_p}{Z_c + Z_p} \cdot 2 U_{rsd}$$

$$Z_p \leq \frac{Z_c}{\left(\frac{2 U_{rsd}}{U_{tc}} - 1\right)}$$

Pour $U_{rsd} = 120 \text{ kV}$ et $Z_c = 330 \Omega$, l'impédance de choc Z_p est égale à 1,5 fois la résistance R_p mesurée en basse fréquence : $R_p = \frac{Z_p}{1,5}$.

La condition sur la valeur de l'impédance de la prise de terre du poste est donc :

$$R_p \leq \frac{Z_c}{1,5 \times \left(\frac{U_{rsd}}{U_{tc}} - 1\right)}$$

Les valeurs maximales de R_p pour les différents schémas de liaison à la terre sont données dans le tableau 5-9.

Régime de neutre	$TN - b$, $TT - b$, $IT - c$			$TT - a$, $IT - b$
U_{tc} (kV)	4	8	20	3
R_p	3,8	7,7	20,2	2,7

Tableau 5-9 : valeurs maximales des résistances de prise de terre du poste MT/BT recommandées pour la limitation des surtensions atmosphériques MT transmises en BT