



n°158

**calcul des
courants
de court-circuit**

**Ont participé à la rédaction de ce
document :**

**Roland Calvas,
Benoit De Metz Noblat,
André Ducluzaux,
Georges Thomasset.**

lexique

Abréviations

PdC	pouvoir de coupure.
TGBT	tableau général basse tension.

Symboles

α	angle d'enclenchement (apparition du défaut par rapport au zéro de tension).
c	facteur de tension.
$\cos \varphi$	facteur de puissance.
e	réactance en % des machines tournantes.
E	force électromotrice (valeur maximale).
φ	angle de déphasage (courant par rapport à la tension).
i	courant instantané.
i_a	composante alternative sinusoïdale du courant instantané.
i_c	composante continue du courant instantané.
i_p	valeur maximale du courant (première crête du courant de défaut).
I	intensité efficace maximale.
I _b	courant de court-circuit coupé (CEI 909).
I _{cc}	intensité de court-circuit permanent (I _{cc3} = triphasé, I _{cc2} = biphasé, ...).
I _k	intensité de court-circuit permanent (CEI 909).
I _k "	courant de court-circuit initial (CEI 909).
I _r	courant assigné de l'alternateur.
I _s	intensité de service.
λ	facteur dépendant de l'inductance de saturation d'un alternateur.
k et K	constantes données (tableaux ou abaques).
R _a	résistance équivalente du réseau amont.
R _L	résistance linéique des lignes.
S	section des conducteurs.
S _{cc}	puissance de court-circuit.
S _n	puissance apparente du transformateur.
t _{min}	temps mort minimal d'établissement du court-circuit, souvent égal au temps de retard d'un disjoncteur.
u	tension instantanée.
u _{cc}	tension de court-circuit d'un transformateur, exprimée en %.
U	tension composée du réseau hors charge.
U _n	tension nominale en charge du réseau.
X _a	réactance équivalente du réseau amont.
X _L	réactance linéique des lignes.
Z _a	impédance équivalente du réseau amont.
Z _{cc}	impédance amont du réseau sur défaut triphasé.
Z _d , Z _i , Z _o	impédances directe, inverse et homopolaire d'un réseau, ou d'un élément.
Z _L	impédance de liaison.

calcul des courants de court-circuit

sommaire

1. Introduction	Les principaux défauts de court-circuit	p. 5
	Etablissement de l'intensité de court-circuit	p. 6
	Normes et calculs des lcc	p. 9
	Les méthodes présentées dans ce Cahier Technique	p. 10
	Les hypothèses de base	p. 10
2. Calcul des lcc par la méthode des impédances	lcc selon les différents types de court-circuit	p. 11
	Détermination des diverses impédances de court-circuit	p. 12
	Relations entre les impédances des différents étages de tension d'une installation	p. 16
	Exemple de calcul	p. 16
3. Calcul des lcc dans les réseaux radiaux à l'aide des composantes symétriques	Intérêt de cette méthode	p. 19
	Rappel sur les composantes symétriques	p. 19
	Calcul selon la CEI 909	p. 20
	Equations des différents courants	p. 21
	Exemple de calcul	p. 22
4. Calculs par ordinateur et conclusion		p. 24
Annexe : bibliographie		p. 24

Le dimensionnement d'une installation électrique et des matériels à mettre en œuvre, la détermination des protections des personnes et des biens, nécessitent le calcul des courants de court-circuit en tout point du réseau.

Ce Cahier Technique fait le point sur les méthodes de calcul des courants de court-circuit prévues par les normes UTE 15-105 et CEI 909-781. Il traite du cas des circuits radiaux BT -Basse Tension- et HT -Haute Tension-

L'objectif poursuivi est de bien faire connaître les méthodes de calcul pour déterminer en toute connaissance de cause les courants de court-circuit, même en cas d'utilisation de moyens informatiques.

1. introduction

Toute installation électrique doit être protégée contre les courts-circuits et ceci, sauf exception, chaque fois qu'il y a une discontinuité électrique, ce qui correspond le plus généralement à un changement de section des conducteurs. L'intensité du courant de court-circuit est à calculer aux différents étages de l'installation ; ceci pour pouvoir déterminer les caractéristiques du matériel qui doit supporter ou couper ce courant de défaut.

L'organigramme de la figure 1 montre l'approche qui conduit aux différents

courants de court-circuit et les paramètres qui en résultent pour les différents dispositifs de protection.

Pour choisir et régler convenablement les protections, deux valeurs du courant de court-circuit doivent être connues :

- le courant maximal de court-circuit qui détermine :
 - le pouvoir de coupure -PdC- des disjoncteurs,
 - le pouvoir de fermeture des appareils,
 - la tenue électrodynamique des

canalisations et de l'appareillage.

Il correspond à un court-circuit à proximité immédiate des bornes aval de l'organe de protection. Il doit être calculé avec une bonne précision (marge de sécurité).

- le courant minimal de court-circuit indispensable au choix de la courbe de déclenchement des disjoncteurs et des fusibles, en particulier quand :
 - la longueur des câbles est importante et/ou que la source est relativement impédante (générateurs-onduleurs) ;
 - la protection des personnes repose

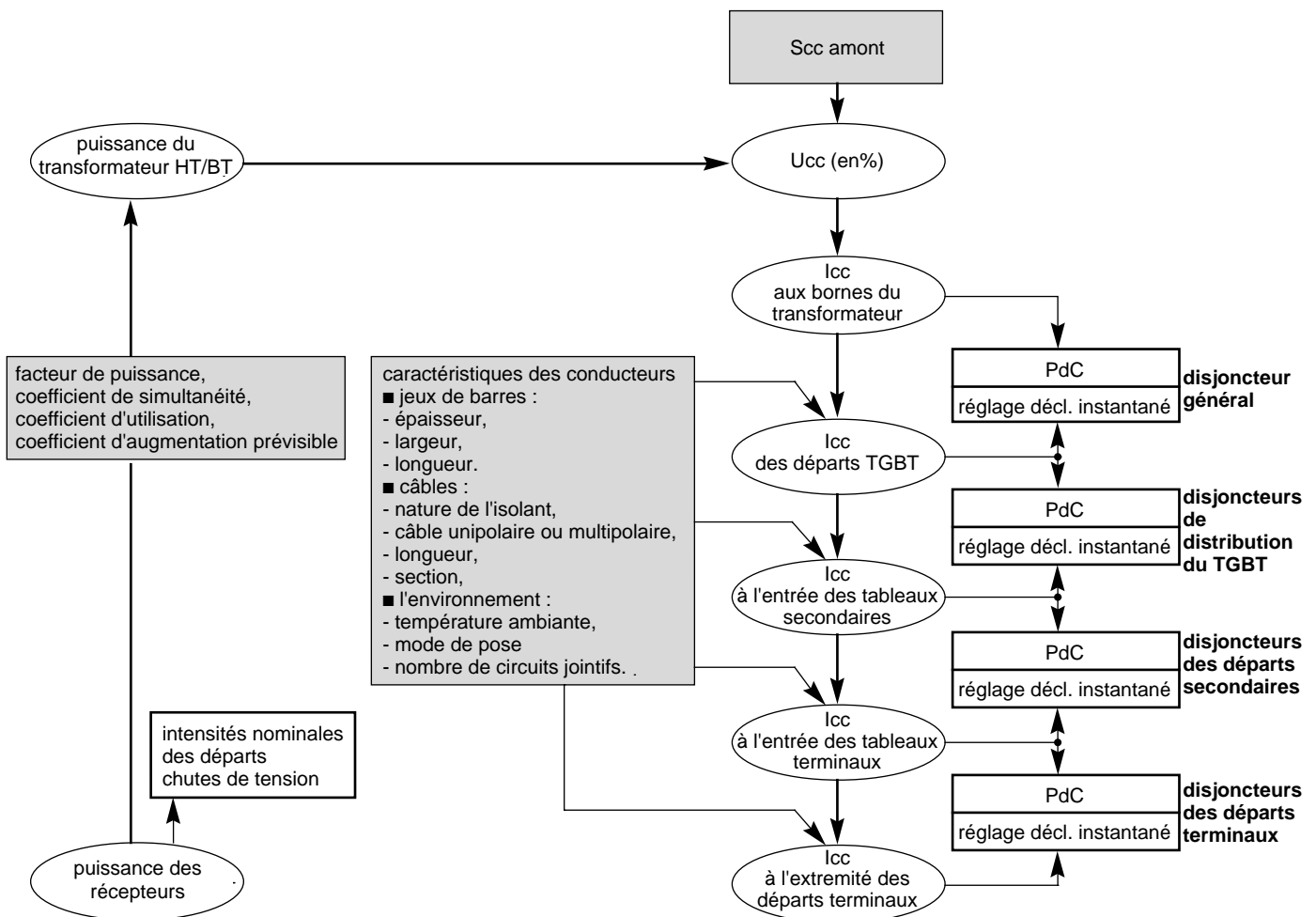


fig. 1 : procédure de calcul d'Icc pour la conception d'une installation électrique.

sur le fonctionnement des disjoncteurs ou des fusibles, c'est essentiellement le cas avec les schémas de liaison à la terre du neutre TN ou IT.

Pour mémoire, le courant de court-circuit minimal correspond à un défaut de court-circuit à l'extrémité de la liaison protégée lors d'un défaut biphasé et dans les conditions d'exploitation les moins sévères (défaut à l'extrémité d'un feeder et non pas juste derrière la protection, un seul transformateur en service alors que deux sont couplables...).

Rappelons que dans tous les cas, quelque soit le courant de court-circuit (du minimal au maximal), la protection doit éliminer le court-circuit dans un temps (t_c) compatible avec la contrainte thermique que peut supporter le câble protégé :

$$\int i^2 \cdot dt \leq k^2 \cdot S^2 \text{ (cf. fig. 2, 3, 4)}$$

où S est la section des conducteurs, et k une constante calculée à partir de différents facteurs de correction fonction du mode de pose, de circuits contigus, nature du sol...

Pour plus de détails pratiques il est conseillé de consulter le guide de la norme NF C 15-105 ou le Guide de l'installation électrique réalisé par Merlin Gerin (cf. bibliographie).

les principaux défauts de court-circuit

Dans les installations électriques différents courts-circuits peuvent se produire.

Caractéristiques des courts-circuits

Ils sont principalement caractérisés par :

- leurs durées : auto-extincteur, fugitif ou permanent ;
- leurs origines :
 - mécaniques (rupture de conducteurs, liaison électrique accidentelle entre deux conducteurs par un corps étranger conducteur tel que outils ou animaux),
 - surtensions électriques d'origine interne ou atmosphérique,
 - ou à la suite d'une dégradation de l'isolement, consécutive à la chaleur, l'humidité ou une ambiance corrosive ;
- leurs localisations : interne ou externe à une machine ou à un tableau électrique.

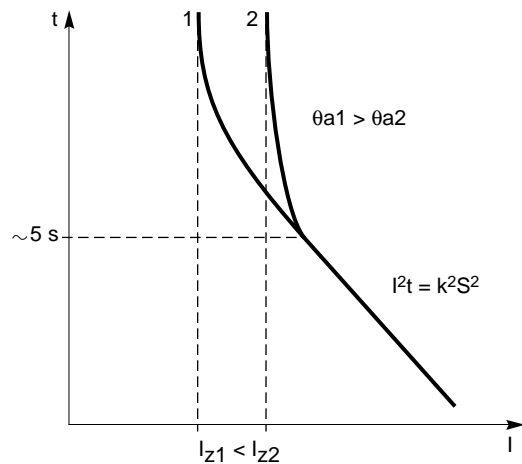


fig. 2 : caractéristiques I^2t d'un conducteur en fonction de la température ambiante.

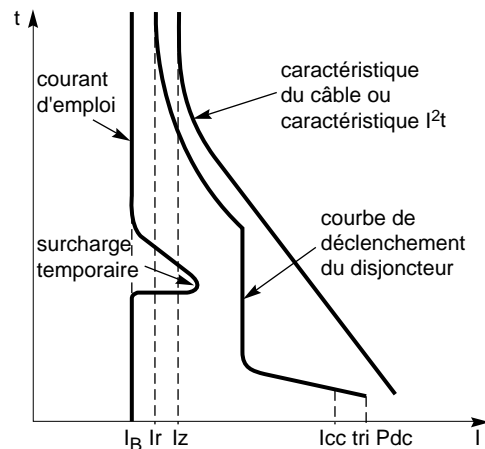


fig. 3 : protection d'un circuit par disjoncteur.

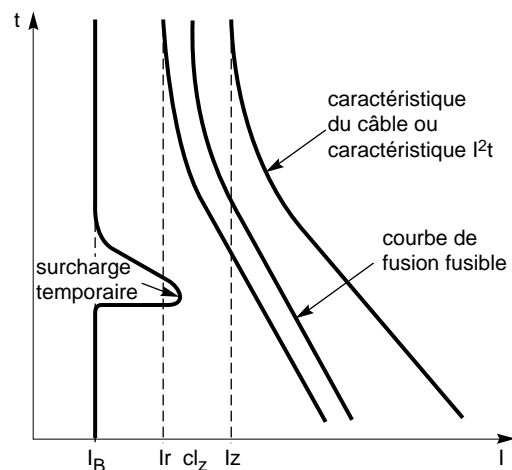


fig. 4 : protection d'un circuit par fusible aM.

Outre ces caractéristiques, les courts-circuits peuvent être :

- monophasés : 80 % des cas ;
- biphasés : 15 % des cas. Ces défauts dégèrent souvent en défauts triphasés ;
- triphasés : 5 % seulement dès l'origine.

Ces différents courants de court-circuit sont présentés sur la figure 5.

Conséquences des défauts de court-circuit

Elles sont variables selon la nature et la durée des défauts, le point concerné de l'installation et l'intensité du courant :

- au point de défaut, la présence d'arcs de défaut, avec :
 - détérioration des isolants,
 - fusion des conducteurs,
 - incendie et danger pour les personnes ;

■ pour le circuit défectueux :

- les efforts électrodynamiques, avec
 - déformation des JdB (jeux de barres),
 - arrachement des câbles ;
- surchauffement par augmentation des pertes joules, avec risque de détérioration des isolants ;

■ pour les autres circuits électriques du réseau concerné ou de réseaux situés à proximité :

- les creux de tension pendant la durée d'élimination du défaut, de quelques millisecondes à quelques centaines de millisecondes,
- la mise hors service d'une plus ou moins grande partie du réseau suivant son schéma et la sélectivité de ses protections,
- l'instabilité dynamique et/ou la perte de synchronisme des machines,
- les perturbations dans les circuits de contrôle commande, etc...

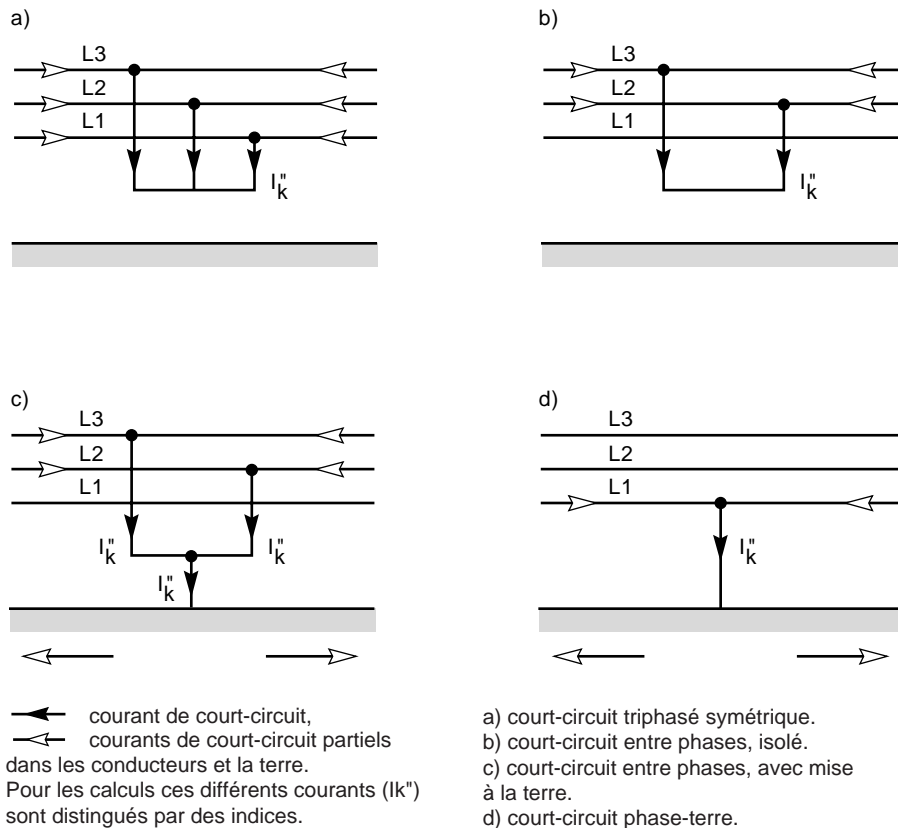


fig. 5 : les différents courts-circuits et leurs courants. Le sens des flèches figurant les courants est arbitraire. (cf. CEI 909)

établissement de l'intensité de court-circuit

Un réseau simplifié se réduit à une source de tension alternative constante, un interrupteur et une impédance Z_{cc} représentant toutes les impédances situées en amont de l'interrupteur, et une impédance de charge Z_s (cf. fig. 6).

Dans la réalité, l'impédance de la source est composée de tout ce qui est en amont du court-circuit avec des réseaux de tensions différentes (HT, BT) et des canalisations en série qui ont des sections et des longueurs différentes.

Sur le schéma de la figure 6, l'interrupteur étant fermé, l'intensité I_s du courant de service circule dans le réseau.

Un défaut d'impédance négligeable apparaissant entre les points A et B donne naissance à une intensité de court-circuit très élevée I_{cc} , limitée uniquement par l'impédance Z_{cc} .

L'intensité I_{cc} s'établit suivant un régime transitoire en fonction des réactances X et des résistances R composant l'impédance Z_{cc} :

$$Z_{cc} = \sqrt{R^2 + X^2}$$

En distribution de puissance, la réactance $X = L \omega$ est généralement bien plus élevée que la résistance R , et le rapport R / X se situe entre 0,10 et 0,3. Il est pratiquement égal pour ces faibles valeurs au $\cos \varphi_{cc}$ (en court-circuit) soit :

$$\cos \varphi_{cc} = \frac{R}{\sqrt{R^2 + X^2}}$$

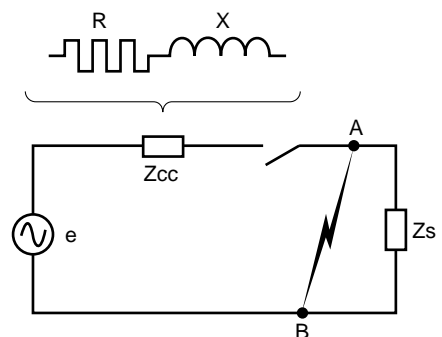


fig. 6 : schéma simplifié d'un réseau.

Cependant, le régime transitoire d'établissement du courant de court-circuit diffère suivant l'éloignement du point de défaut par rapport aux alternateurs. Cet éloignement n'implique pas nécessairement une distance géographique, mais sous-entend que les impédances des alternateurs sont inférieures aux impédances de liaison entre ces derniers et le point de défaut.

Défaut éloigné des alternateurs

C'est le cas le plus fréquent. Le régime transitoire est alors celui résultant de l'application à un circuit self-résistance d'une tension :

$$e = E \cdot \sin(\omega \cdot t + \alpha)$$

L'intensité i est alors la somme des deux composantes : $i = i_a + i_c$.

■ l'une (i_a) est alternative et sinusoïdale

$$i_a = I \cdot \sin(\omega \cdot t + \alpha)$$

$$I = \text{intensité maximale} = \frac{E}{Z_{cc}}$$

α = angle électrique qui caractérise le décalage entre l'instant initial du défaut et l'origine de l'onde de tension.

■ l'autre (i_c) est une composante continue

$i_c = -I \cdot \sin \alpha \cdot e^{-\frac{R}{L}t}$. Sa valeur initiale dépend de α , et son amortissement est d'autant plus rapide que R/L est élevé.

A l'instant initial du court-circuit, i est nulle par définition (l'intensité de service I_s étant négligée), d'où :

$$i = i_a + i_c = 0$$

La figure 7 montre la construction graphique de i par l'addition algébrique des ordonnées de ses 2 composantes i_a et i_c .

La figure 8 illustre les deux cas extrêmes possibles d'établissement d'un lcc, qui pour une facilité de compréhension sont présentés avec une tension alternative monophasée.

Le facteur $e^{-\frac{R}{L}t}$ est d'autant plus élevée que l'amortissement de la composante continue est faible, comme le rapport R/L ou R/X .

Il est donc nécessaire de calculer i_p pour déterminer le pouvoir de fermeture des disjoncteurs à installer, mais aussi pour définir les contraintes électrodynamiques que devra supporter l'ensemble de l'installation.

Sa valeur se déduit de la valeur efficace du courant de court-circuit

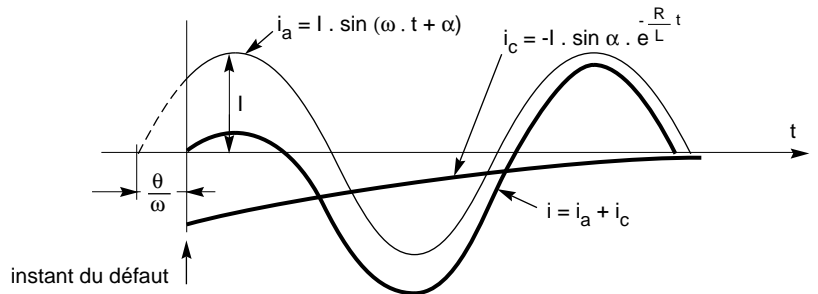
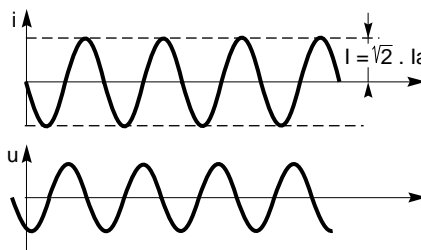


fig. 7 : présentation graphique et décomposition du courant d'un court-circuit s'établissant en un point éloigné d'un alternateur.

a) symétrique



L'instant de l'apparition du défaut ou de fermeture par rapport à la valeur de la tension réseau étant caractérisé par son angle d'enclenchement α (apparition du défaut), la tension peut s'écrire :

$$u = E \cdot \sin(\omega \cdot t + \alpha).$$

L'évolution du courant est alors de la forme :

$$i = \frac{E}{Z} \left[\sin(\omega \cdot t + \alpha - \varphi) - \sin(\alpha - \varphi) e^{-\frac{R}{L}t} \right]$$

ses deux composantes, l'une alternative et déphasée de φ par rapport à la tension, et l'autre continue tendant vers 0 pour t tendant vers l'infini. D'où les deux cas extrêmes définis par :

□ $\alpha = \varphi \approx \pi/2$, dit « régime symétrique » (cf. fig. a)

Le courant de défaut est de la forme :

$i = \frac{E}{Z} \sin \omega \cdot t$ qui, dès son début, a la même allure qu'en régime établi avec une valeur crête E/Z .

□ $\alpha = 0$, dit « régime asymétrique » (cf. fig. b)

Le courant de défaut est de la forme :

$$i = \frac{E}{Z} \left[\sin(\omega \cdot t - \varphi) - \sin \varphi \cdot e^{-\frac{R}{L}t} \right]$$

Ainsi sa première valeur crête i_p est fonction de φ et donc du rapport $R/X = \cos \varphi$ du circuit.

b) asymétrique

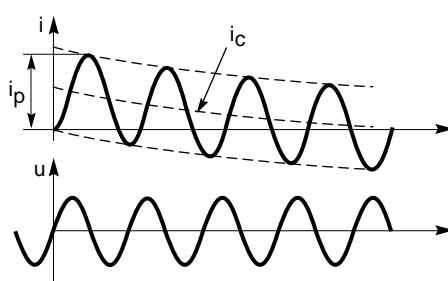


fig. 8 : rappel et présentation graphique des deux cas extrêmes d'un courant de court-circuit, symétrique et asymétrique.

symétrique la par la relation :

$i_p = K \cdot \sqrt{2} \cdot I_a$, le coefficient K étant donné par la courbe de la figure 9 en fonction du rapport R/X , ou R/L .

Défaut à proximité des alternateurs

Lorsque le défaut se produit à proximité immédiate de l'alternateur alimentant le circuit concerné, la variation de l'impédance alors prépondérante de l'alternateur provoque un amortissement du courant de court-circuit.

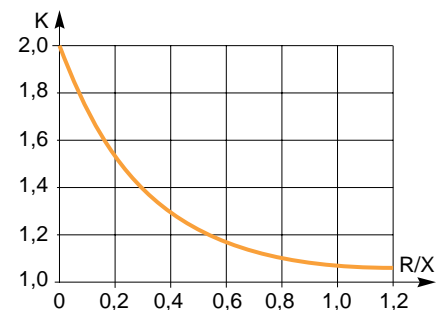


fig. 9 : variation du facteur K en fonction de R/X , ou R/L . (cf. CEI 909)

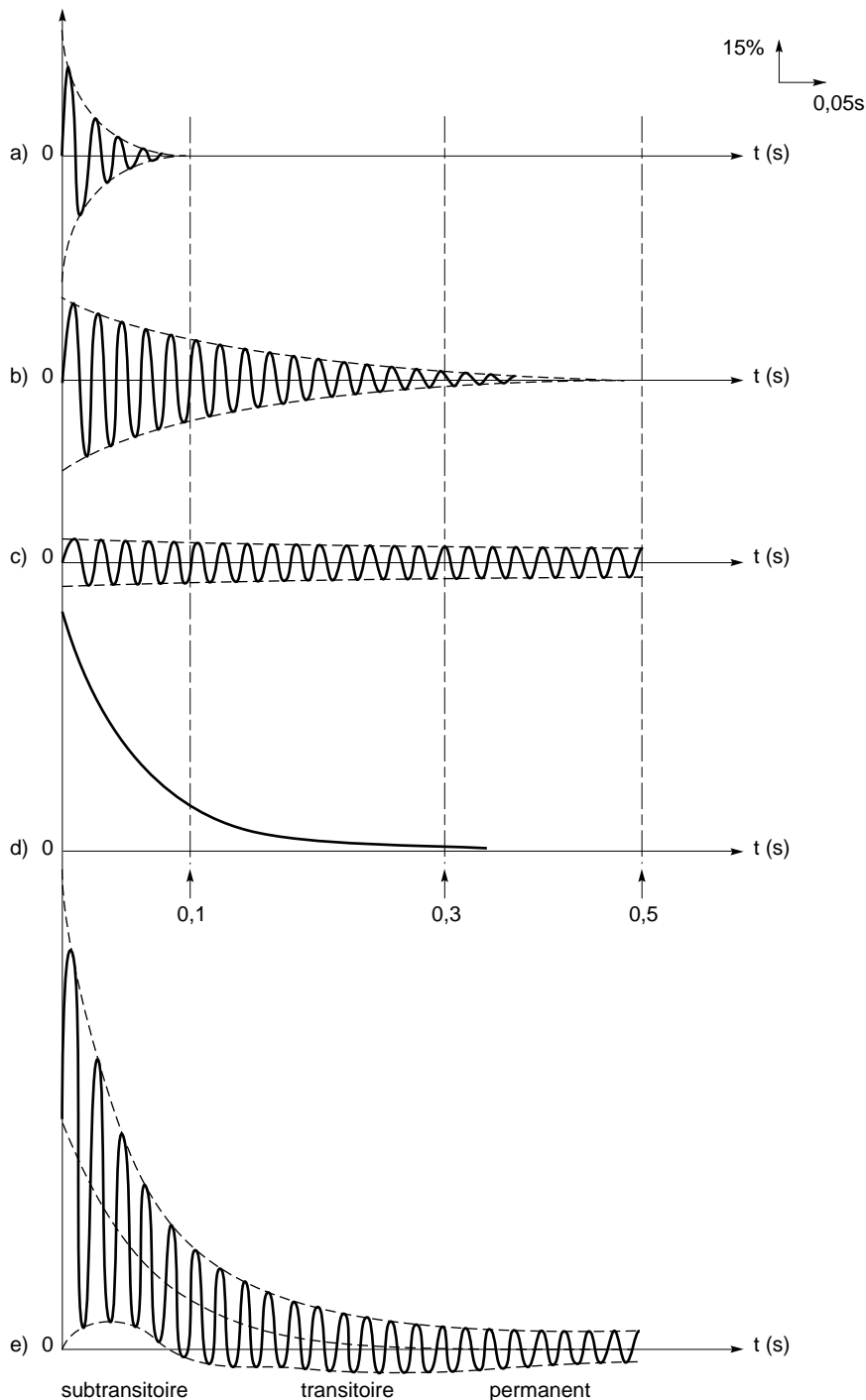


fig. 10 : contribution au courant total de court-circuit I_{cc} (e) de :

- a) la réactance subtransitoire,
- b) la réactance transitoire,
- c) la réactance permanente,
- d) la composante continue.

Il y a lieu de noter la décroissance de la réactance de l'alternateur plus rapide que celle de la composante continue. Ce cas rare peut poser des problèmes de coupure et de saturation des circuits magnétiques car le courant ne passe pas au zéro avant plusieurs périodes.

En effet, dans ce cas, le régime transitoire d'établissement du courant se trouve compliqué par la variation de la f.e.m. (force électromotrice) résultant du court-circuit. Pour simplifier, on considère la f.e.m. constante, mais la réactance interne de la machine comme variable ; cette réactance évolue suivant les 3 stades :

- **subtransitoire** intervenant pendant les 10 à 20 premières millisecondes du défaut ;

- **transitoire** pouvant se prolonger jusqu'à 500 millisecondes ;

- puis... **permanente** ou réactance synchrone.

Notons que dans l'ordre indiqué, cette réactance prend à chaque stade une valeur plus élevée : la réactance subtransitoire est inférieure à la réactance transitoire elle-même inférieure à la réactance permanente.

Cette intervention successive des trois réactances entraîne une diminution progressive de l'intensité de court-circuit, intensité qui est donc la somme de quatre composantes (cf. fig. 10) :

- les trois composantes alternatives (subtransitoire, transitoire et permanente) ;

- la composante continue qui résulte de l'établissement du courant dans le circuit (selfique).

En pratique, la connaissance de l'évolution du courant de court-circuit en fonction du temps n'est pas toujours indispensable :

- en BT, par suite de la rapidité des appareils de coupure, la connaissance du courant de court-circuit subtransitoire, noté I''_k , et de l'amplitude maximale de crête asymétrique i_p suffit pour la détermination du PdC des appareils de protection et des efforts électrodynamiques.

- en revanche, en distribution BT de puissance et en HT, le courant de court-circuit transitoire est souvent utilisé si la coupure se produit avant d'arriver au courant de court-circuit permanent. Il est alors intéressant d'introduire le courant de court-circuit coupé, noté I_b , qui détermine le PdC des disjoncteurs retardés. I_b est la valeur du courant de court-circuit à l'instant de la coupure effective, et donc après un temps t suivant l'établissement du court-circuit, avec $t = t_{\min}$. Le temps

t_{\min} [temps mort minimal] est la somme du retard (temporisation) minimal de fonctionnement d'un relais de protection et du temps d'ouverture le plus court du disjoncteur qui lui est associé. Il s'agit du temps le plus court s'écoulant entre l'apparition du courant de court-circuit et la première séparation des contacts d'un pôle de l'appareil de manœuvre.

La figure 11 présente les différents courants de court-circuit ainsi définis.

normes et calculs des Icc

Plusieurs méthodes sont proposées par les normes.

■ le guide pratique C 15-105, qui complète la NF C 15-100 (installations BT alimentées en courant alternatif), présente les quatre méthodes suivantes :

□ celle des «impédances», qui permet de calculer les courants de défaut en tout point d'une installation avec une bonne précision.

Elle consiste à totaliser séparément les différentes résistances et réactances de la boucle de défaut, depuis et y compris la source, jusqu'au point considéré ; puis à calculer l'impédance correspondante. L'Icc est enfin obtenu par l'application de la loi d'Ohm : $I_{cc} = U_n / \sum(Z)$.

Toutes les caractéristiques des différents éléments de la boucle de défaut doivent être connues (sources et canalisations).

□ celle «de composition» utilisable quand les caractéristiques de l'alimentation ne sont pas connues. L'impédance amont du circuit considéré est calculée à partir de l'estimation du courant de court-circuit à son origine. Le facteur de puissance $\cos \varphi_{cc} = R / X$ est considéré comme identique à l'origine du circuit comme au point du défaut. En d'autres termes cela consiste à admettre que les impédances élémentaires de deux tronçons successifs de l'installation possèdent des arguments suffisamment voisins pour justifier le remplacement des additions vectorielles par des additions algébriques des impédances. Cette approximation permet d'obtenir la valeur du module des courants de court-circuit, avec une précision suffisante pour ajouter un circuit.

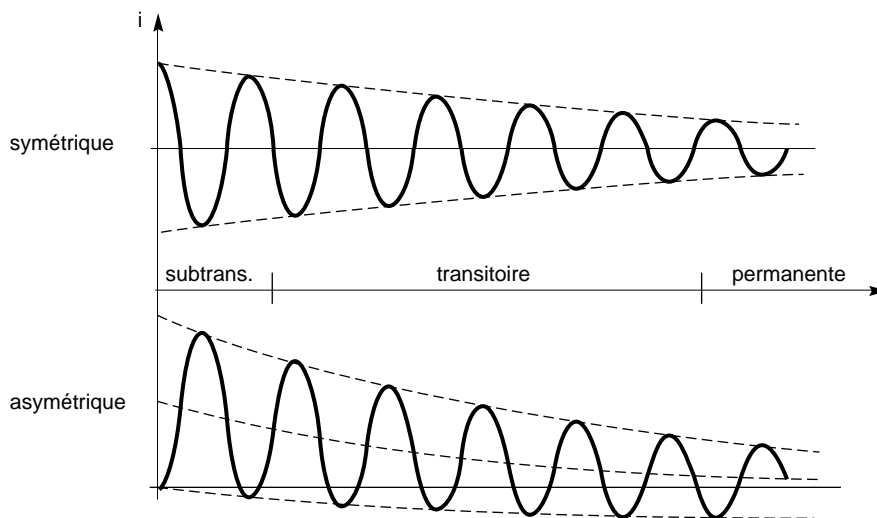


fig. 11 : les courants d'un court-circuit proche d'un alternateur (tracé schématique).

Cette méthode approchée ne s'applique qu'aux installations de puissance inférieure à 800 kVA.

□ celle dite «conventionnelle» qui permet sans connaître les impédances ou les Icc de la partie d'installation en amont du circuit considéré, de calculer les courants de court-circuit minimaux et les courants de défaut à l'extrémité d'une canalisation.

Elle est basée sur l'hypothèse que la tension à l'origine du circuit est égale à 80 % de la tension nominale de l'installation pendant la durée du court-circuit ou du défaut.

Elle ne prend en compte que la résistance des conducteurs à laquelle, pour les fortes sections, elle applique un coefficient majorateur pour tenir compte de leur inductance (1,15 pour 150 mm², 1,20 pour 185 mm²,...). Cette méthode est essentiellement utilisée pour les circuits terminaux dont l'origine est suffisamment éloignée de la source d'alimentation (réseau ou groupe).

□ celle dite «simplifiée» (détaillée dans ce même guide), qui par l'exploitation de tableaux établis avec de nombreuses hypothèses simplificatrices, donne directement pour chaque section de conducteur :

- le courant assigné du dispositif assurant sa protection contre les surcharges,
- les longueurs maximales de

canalisations protégées contre les contacts indirects,

- les longueurs admissibles du point de vue des chutes de tension.

Ces tableaux présentent en fait des résultats de calculs essentiellement effectués par les deux méthodes, de composition et conventionnelle.

Elle permet de déterminer les caractéristiques d'un circuit ajouté à une installation existante dont les caractéristiques ne sont pas suffisamment connues.

Elle s'applique directement aux installations BT, et avec des coefficients correcteurs si la tension est différente de 230/400 V.

■ la norme CEI 909 (VDE 0102) s'applique à tous les réseaux, radiaux et maillés, jusqu'à 230 kV.

Basée sur le théorème de Thevenin, elle consiste à calculer une source de tension équivalente au point de court-circuit pour ensuite déterminer le courant en ce même point. Toutes les alimentations du réseau et les machines synchrones et asynchrones sont remplacées par leurs impédances (directe, inverse et homopolaire). Avec cette méthode, toutes les capacités de ligne et les admittances en parallèle des charges non tournantes, sauf celles du système homopolaire, sont négligées.

■ d'autres méthodes existent, elles exploitent le principe de superposition

et nécessitent un calcul préalable du courant de charge. A noter aussi celle de la norme CEI 865 (VDE 0103) qui conduit au calcul du courant de court-circuit thermiquement équivalent.

les méthodes présentées dans ce Cahier Technique

Dans ce Cahier Technique deux méthodes sont particulièrement étudiées pour le calcul des courants de court-circuit dans les réseaux radiaux :

- l'une dont l'usage est surtout réservé aux réseaux BT, il s'agit de la méthode des impédances. Elle a été retenue pour la précision qu'elle permet d'obtenir, et pour son aspect didactique puisqu'elle nécessite la prise en compte de la quasi-totalité des caractéristiques du circuit concerné.
- l'autre, surtout utilisée en HT, est celle de la CEI 909, retenue pour sa précision et pour son aspect analytique. Plus technique elle exploite le principe des composantes symétriques.

les hypothèses de base

Pour ces calculs de courants de court-circuit, des hypothèses précisant le domaine de validité des formules données sont nécessaires. Souvent simplificatrices et accompagnées d'approximations justifiées, ces hypothèses rendent plus aisée la compréhension des phénomènes physiques et ainsi le calcul des courants de court-circuit, tout en gardant une précision acceptable et par excès.

Les hypothèses retenues dans ce document sont :

- le réseau considéré est radial et sa tension nominale va de la BT à la HT (ne dépassant pas 230 kV, limite donnée par la norme CEI 909) ;
- le courant de court-circuit, lors d'un court-circuit triphasé est supposé s'établir simultanément sur les trois phases ;
- pendant la durée du court-circuit, le nombre de phases concernées n'est

pas modifié : un défaut triphasé reste triphasé, de même un défaut phase-terre reste phase-terre ;

- pendant toute la durée du court-circuit, les tensions qui ont provoqué la circulation du courant et l'impédance de court-circuit ne changent pas de façon significative ;
- les régleurs ou changeurs de prises des transformateurs sont supposés être en position moyenne (dans le cas d'un court-circuit éloigné des alternateurs, on peut ignorer les positions réelles des changeurs de prises des transformateurs);
- les résistances d'arc ne sont pas prises en compte ;
- toutes les capacités de ligne sont négligées ;
- les courants de charge sont négligés ;
- toutes les impédances homopolaires sont prises en compte.

2. calcul des Icc par la méthode des impédances

Icc selon les différents types de court-circuit

Court-circuit triphasé

C'est le défaut qui correspond à la réunion des trois phases. L'intensité de court-circuit I_{cc3} est :

$$I_{cc3} = \frac{U / \sqrt{3}}{Z_{cc}}$$

avec U (tension composée entre phases) correspondant à la tension à vide du transformateur, laquelle est supérieure de 3 à 5 % à la tension aux bornes en charge. Par exemple, dans les réseaux 390 V, la tension composée adoptée est $U = 410$ V, avec comme tension simple $U/\sqrt{3} = 237$ V.

Le calcul de l'intensité de court-circuit se résume alors au calcul de l'impédance Z_{cc} , impédance équivalente à toutes les impédances parcourues par l'Icc du générateur jusqu'au point de défaut - de la source et des lignes - (cf. fig. 12). C'est en fait l'impédance «directe» par phase :

$$Z_{cc} = \sqrt{(\sum R)^2 + (\sum X)^2} \text{ avec}$$

$\sum R$ = somme des résistances en série,

$\sum X$ = somme des réactances en série.

Le défaut triphasé est généralement considéré comme celui provoquant les courants de défaut les plus élevés.

En effet, le courant de défaut dans le schéma équivalent d'un système polyphasé, n'est limité que par l'impédance d'une phase sous la tension simple du réseau. Le calcul d' I_{cc3} est donc indispensable pour choisir les matériels (intensités et contraintes électrodynamiques maximales à supporter).

Court-circuit biphasé isolé

Il correspond à un défaut entre deux phases, alimenté sous une tension composée U .

L'intensité I_{cc2} débitée est alors inférieure à celle du défaut triphasé :

$$I_{cc2} = \frac{U}{2 \cdot Z_{cc}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{cc3} \approx 0,86 I_{cc3}$$

Court-circuit monophasé isolé

Il correspond à un défaut entre une phase et le neutre, alimenté sous une tension simple $V = U/\sqrt{3}$.

L'intensité I_{cc1} débitée est alors :

$$I_{cc1} = \frac{U / \sqrt{3}}{Z_{cc} + Z_{Ln}}$$

Dans certains cas particuliers de défaut monophasé l'impédance homopolaire de la source est plus faible que Z_{cc} (par exemple aux bornes d'un transformateur à couplage étoile-zig zag ou d'un alternateur en régime subtransitoire). L'intensité monophasée peut être alors plus élevée que celle du défaut triphasé.

Court-circuit à la terre (monophasé ou biphasé)

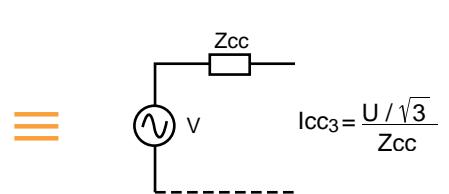
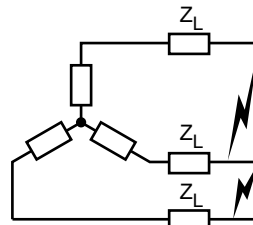
Ce type de défaut fait intervenir l'impédance homopolaire Z_0 .

Sauf en présence de machines tournantes où l'impédance homopolaire se trouve réduite, l'intensité I_{ccH} débitée est alors inférieure à celle du défaut triphasé.

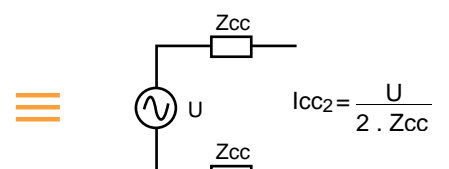
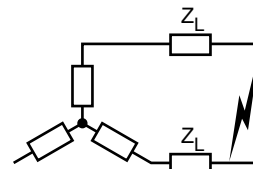
Son calcul peut être nécessaire, selon le régime du neutre (schéma de liaison à la terre), pour le choix des seuils de réglage des dispositifs de protection homopolaire (HT) ou différentielle (BT).

Tableau récapitulatif des différents courants de court-circuit (cf. fig. 12)

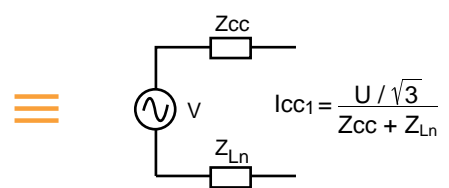
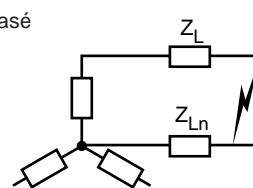
défaut triphasé



défaut biphasé



défaut monophasé



défaut terre

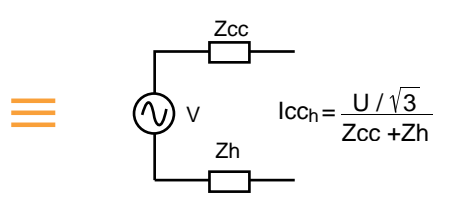
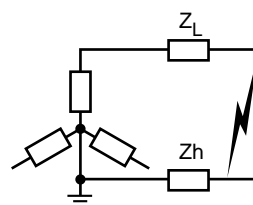


fig. 12 : les différents courants de court-circuit.

détermination des diverses impédances de court-circuit

Le principe de cette méthode consiste à déterminer les courants de court-circuit à partir de l'impédance que représente le «circuit» parcouru par le courant de court-circuit. Cette impédance se calcule après avoir totalisé séparément les différentes résistances et réactances de la boucle de défaut, depuis et y compris la source d'alimentation du circuit, jusqu'au point considéré.

(Les numéros (x) permettent, à partir de l'exemple placé en fin de chapitre, de retrouver les explications données dans le texte.)

Impédances du réseau

■ impédance du réseau amont

Dans la plupart des calculs, on ne remonte pas au-delà du point de livraison de l'énergie. La connaissance du réseau amont se limite alors généralement aux indications fournies par le distributeur, à savoir uniquement la puissance de court-circuit S_{cc} (en MVA).

L'impédance équivalente du réseau amont est :

$$(1) \quad M \quad Z_a = \frac{U^2}{S_{cc}}$$

U est la tension composée du réseau non chargé.

La résistance et la réactance amont se déduisent à partir de R_a / Z_a en HT par :

$$R_a / Z_a \approx 0,3 \text{ en } 6 \text{ kV,}$$

$$R_a / Z_a \approx 0,2 \text{ en } 20 \text{ kV,}$$

$$R_a / Z_a \approx 0,1 \text{ en } 150 \text{ kV.}$$

$$(2) \quad M \quad X_a = 0,980 Z_a \text{ en } 20 \text{ kV,}$$

d'où l'approximation $X_a \approx Z_a$.

■ impédance interne du transformateur

L'impédance se calcule à partir de la tension de court-circuit u_{cc} exprimée en % :

$$(3) \quad M \quad Z_T = u_{cc} \cdot \frac{U^2}{S_n} \text{ avec}$$

U = tension composée à vide du transformateur,

S_n = puissance apparente du transformateur.

$U \cdot u_{cc}$ = tension qu'il faut appliquer au primaire du transformateur pour que le secondaire soit parcouru par l'intensité nominale I_n , les bornes secondaires BT étant court-circuitées.

Pour les transformateurs HTA/BT de distribution publique des valeurs de u_{cc} sont fixés (cf. fig. 13) par EDF (HN52 S20) et en cours de normalisation au niveau européen (projet PR-HD 428.1S1). A ce sujet il faut noter que la précision de ces valeurs influe immédiatement sur le calcul de l' I_{cc} puisque une erreur de x % sur u_{cc} induit une erreur du même ordre (x %) sur Z_T .

(4) M En général $R_T \ll X_T$, de l'ordre de $0,2 X_T$, et l'impédance interne des transformateurs peut être assimilée à la réactance X_T . Cependant pour les petites puissances le calcul de Z_T est nécessaire car le rapport R_T / X_T est plus élevé. Cette résistance se calcule alors à partir des pertes joules (W) dans les enroulements :

$$W = 3 \cdot R_T \cdot I_n^2 \Rightarrow R_T = \frac{W}{3 \cdot I_n^2}$$

Notes :

(5) M □ lorsque n transformateurs sont en parallèle et de puissances identiques, leurs valeurs d'impédance interne ainsi que de résistance ou de réactance sont à diviser par n .
□ il convient de porter une attention particulière aux transformateurs spéciaux : par exemple les transformateurs de groupes redresseurs ont des valeurs de u_{cc} qui atteignent 10 à 12 % pour limiter le courant de court-circuit.

Avec la prise en compte de l'impédance amont au transformateur et de l'impédance interne du transformateur, le courant de court-circuit s'exprime par :

$$I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3} (Z_a + Z_T)}$$

En première approximation, Z_a et Z_T sont assimilées à leurs réactances respectives. L'impédance de court-circuit Z_{cc} est alors égale à leur somme algébrique.

L'impédance du réseau amont peut être négligée, dans ce cas, la nouvelle valeur du courant est :

$$I'_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_T}$$

L'erreur relative est :

$$\frac{\Delta I_{cc}}{I_{cc}} = \frac{I'_{cc} - I_{cc}}{I_{cc}} = \frac{Z_a}{Z_T} = \frac{U^2 / S_{cc}}{u_{cc} \cdot U^2 / S_n}$$

soit :

$$\frac{\Delta I_{cc}}{I_{cc}} = \frac{100}{u_{cc}} \times \frac{S_n}{S_{cc}}$$

La figure 14 indique le niveau d'erreur par excès dans le calcul de l' I_{cc} , qu'apporte le fait de négliger l'impédance amont. Cette figure montre bien qu'il est possible de négliger cette impédance du réseau amont pour les réseaux dont la puissance de court-circuit S_{cc} est importante par rapport à la puissance S_n du transformateur : ainsi, avec $S_{cc} / S_n = 300$, l'erreur est d'environ 5 %.

■ impédance des liaisons

L'impédance des liaisons Z_L dépend de leur résistance et réactance linéiques, et de leur longueur.

□ la résistance linéique R_L des lignes aériennes, des câbles et des jeux de barres se calcule avec l'équation :

$$R_L = \frac{\rho}{S}$$

avec

S = section du conducteur ;

ρ = sa résistivité, mais dont la valeur à adopter n'est pas la même selon le courant de court-circuit calculé, maximum ou minimum.

(6) M Le tableau de la figure 15 donne ces valeurs pour chacun des cas.

Dans la réalité, en BT et pour les conducteurs de section inférieure à 150 mm^2 , seule la résistance est prise en compte ($R_L < 0,15 \text{ m}\Omega / \text{m}$ avec $S > 150 \text{ mm}^2$).

□ la réactance linéique des lignes aériennes, des câbles et des jeux de

Puissance du transformateur HTA/BT (en kVA)	≤ 630	800	1000	1250	1600	2000
Tension de court-circuit u_{cc} (en %)	4	4,5	5	5,5	6	7

fig. 13 : tension de court-circuit u_{cc} normalisée pour les transformateurs HTA/BT de distribution publique.

barres se calcule par :

$$X_L = L \cdot \omega = [15,7 + 144,44 \text{ Log}(\frac{d}{r})]$$

exprimée en mΩ / km pour un système de câbles monophasé ou triphasé en triangle, avec en mm :

r = rayon des âmes conductrices ;

d = distance moyenne entre les conducteurs.

NB : ici, Log = logarithme décimal.

Pour les lignes aériennes, la réactance croît légèrement avec l'espacement des conducteurs (comme $\text{Log}(\frac{d}{r})$),

donc avec la tension d'utilisation ;

⑦ M les valeurs moyennes suivantes sont à retenir :

X = 0,3 Ω / km (lignes BT ou MT),

X = 0,4 Ω / km (lignes MT ou HT).

Pour les câbles, selon leur mode de pose, le tableau de la figure 16 récapitule différentes valeurs de réactance en BT.

Les valeurs moyennes à retenir sont :
- 0,08 mΩ / m pour un câble triphasé (●●●), cette moyenne un peu plus élevée en HT est comprise entre 0,1 et 0,15 mΩ / m ;

⑧ M - 0,09 mΩ / m pour les câbles unipolaires serrés (en nappe ●●● ou en triangle ●●●) ;

⑨ M - et 0,15 mΩ / m par défaut pour les jeux de barres (■ ■ ■) et les câbles unipolaires espacés (● ● ●) ; pour les JdB à phases « sandwichées » (genre Canalis - Telemecanique) cette réactance est notablement plus faible.

Notes :

□ l'impédance des liaisons courtes entre le point de distribution et le

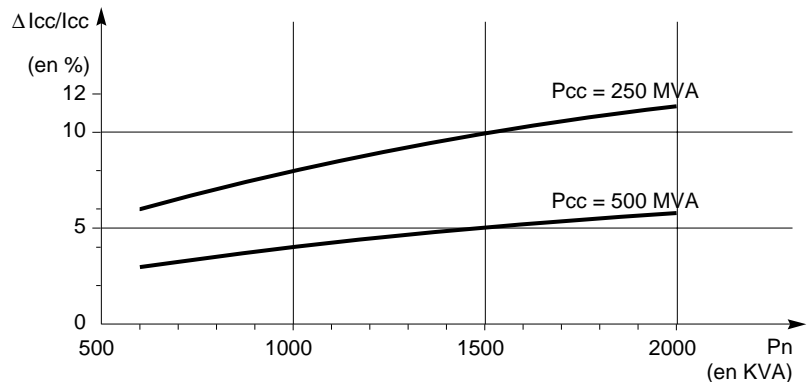


fig. 14 : erreur induite dans le calcul du courant de court-circuit lorsque l'impédance Z_a du réseau amont est négligée.

Règle	Résistivité (*)	Valeur de la résistivité (Ω mm ² /m)		Conducteurs concernés
		Cuivre	Aluminium	
Courant de court-circuit maximal	$\rho_1 = 1,25 \rho_{20}$	0,0225	0,036	PH-N
Courant de court-circuit minimal	$\rho_1 = 1,5 \rho_{20}$	0,027	0,043	PH-N
Courant de défaut dans les schémas TN et IT	$\rho_1 = 1,25 \rho_{20}$	0,0225	0,036	PH-N (**) PE-PEN
Chute de tension	$\rho_1 = 1,25 \rho_{20}$	0,0225	0,036	PH-N (*)
Courant de surintensité pour la vérification des contraintes thermiques des conducteurs	$\rho_1 = 1,5 \rho_{20}$	0,027	0,043	Phase-Neutre PEN-PE si incorporé dans un même câble multi-conducteurs
	$\rho_1 = 1,25 \rho_{20}$	0,0225	0,036	PE séparé

(*) ρ_{20} résistivité des conducteurs à 20° C. 0,018 Ωmm²/m pour le cuivre et 0,029 Ωmm²/m pour l'aluminium.

(**) N la section du conducteur neutre est inférieure à celle des conducteurs de phase

fig. 15 : valeurs de la résistivité ρ des conducteurs à prendre en considération selon le courant de court-circuit calculé, maximum ou minimum (cf. UTE C 15-105).

mode de pose	jeux de barres	câble triphasé	câbles unipolaires espacés	câbles unipolaires serrés en triangle	3 câbles en nappe serrée	3 câbles en nappe espacée de "d"	3 câbles en nappe espacée de "d"
schéma							
réactance linéïque valeurs moyenne (en mΩ/m)	0,15	0,08	0,15	0,085	0,095	0,145	0,19
réactance linéïque valeurs extrêmes (en mΩ/m)	0,12-0,18	0,06-0,1	0,1-0,2	0,08-0,09	0,09-0,1	0,14-0,15	0,18-0,20

fig. 16 : valeurs de la réactance des câbles selon le mode de pose.

transformateur HT/BT peut être négligée en admettant une erreur par excès sur le courant de court-circuit ; erreur d'autant plus forte que la puissance du transformateur est élevée.

□ la capacité des câbles par rapport à la terre (mode commun), 10 à 20 fois plus élevée que celle des lignes, doit être prise en considération pour les défauts à la terre. A titre indicatif, la capacité d'un câble triphasé HT de 120 mm² de section est de l'ordre de 1 µF / km ; mais le courant capacitif reste faible de l'ordre de 5 A / km sous 20 kV.

■ la résistance ou la réactance des liaisons peuvent être négligées. Si l'une des grandeurs R_L ou X_L est faible devant l'autre elle peut être négligée, l'erreur sur l'impédance Z_L étant alors très faible ; exemple, avec un rapport 3 entre R_L et X_L, l'erreur sur Z_L est de 5,1 %.

L'exploitation des courbes de R_L et de X_L telles celles de la figure 17 permet de déduire les sections des câbles pour lesquelles l'impédance peut être assimilée à la résistance ou à la réactance.

Exemples :

□ 1er cas : câble triphasé, à 20°C, dont les conducteurs sont en **cuivre**. Leur réactance est égale à 0,08 mΩ/m. Les courbes de R_L et de X_L (cf. fig. 17) montrent que l'impédance Z_L admet deux asymptotes : la droite R_L pour les faibles sections, et la droite X_L = 0,08 mΩ/m pour les grandes sections. Pour de telles sections il est donc possible de considérer que la courbe de l'impédance Z_L se confond avec ses asymptotes.

L'impédance du câble en question est alors assimilée, avec une erreur inférieure à 5,1 %, à :

- une résistance pour les sections inférieures à 74 mm².

- une réactance pour les sections supérieures à 660 mm².

□ 2ème cas : câble triphasé, à 20°C, mais dont les conducteurs sont en **aluminium**.

Comme précédemment, la courbe de l'impédance Z_L se confond avec ses asymptotes mais pour des sections respectivement inférieures à 120 mm² et supérieures à 1000 mm² (courbes non représentées).

Impédance des machines tournantes.

■ alternateurs synchrones.

Les impédances des machines sont généralement exprimées sous la forme d'un pourcentage telle que :

$I_{cc} / I_n = 100/e$ (e est l'équivalent de u_{cc} des transformateurs).

Soit :

$$\textcircled{10} \quad M \quad Z = \frac{e}{100} \cdot \frac{U^2}{S_n} \quad \text{avec}$$

U = tension composée à vide de l'alternateur,

S_n = puissance apparente (VA) de l'alternateur.

⑪ M De plus, le R / X étant faible, de l'ordre de 0,05 à 0,1 en HTA et 0,1 à 0,2 en BT, l'impédance Z est confondue avec la réactance X. Des valeurs de e sont données dans le tableau de la figure 18 pour les turbo-alternateurs à rotor lisse et pour les alternateurs «hydrauliques» à pôles saillants (faibles vitesses).

A la lecture de ce tableau, on peut être surpris que les réactances permanentes de court-circuit dépassent 100 % (à ce moment là I_{cc} < I_n) . Mais l'intensité de court-circuit est essentiellement selfique, et fait appel à toute l'énergie réactive que peut fournir l'inducteur même surexcité, alors que l'intensité nominale véhicule surtout la puissance active fournie par la turbine (cos φ de 0,8 à 1) .

■ moteurs et compensateurs synchrones.

Le comportement de ces machines en court-circuit est semblable à celui des alternateurs ;

⑫ M ils débitent dans le réseau une intensité fonction de leur réactance en % (cf. figure 19).

■ moteurs asynchrones.

Un moteur asynchrone séparé brusquement du réseau maintient à ses bornes une tension qui s'amortit en quelques centièmes de seconde.

Lorsqu'un court-circuit se produit à ces bornes, le moteur délivre alors une intensité qui s'annule encore plus rapidement avec une constante de temps d'environ :

□ 2 / 100 s pour les moteurs à simple cage jusqu'à 100 kW,

□ 3 /100 s pour les moteurs à double cage, et ceux de plus de 100 kW,

□ 3 à 10 /100 s pour les très gros moteurs HT (1000 kW) à rotor bobiné.

Le moteur asynchrone est donc, en cas de court-circuit, un générateur auquel on attribue une impédance (seulement subtransitoire) de 20 à 25 %.

Aussi, le grand nombre de moteurs BT de faible puissance unitaire présents dans les installations industrielles est un sujet de réflexion, car il est difficile de prévoir le nombre moyen de moteurs en service qui vont débiter dans le défaut au moment d'un court-circuit. Il est donc fastidieux et inutile de calculer individuellement le courant de retour de chaque moteur tenant compte de son impédance de liaison. C'est pourquoi il est d'usage (notamment aux USA) de considérer globalement la contribution au courant de défaut de l'ensemble des moteurs asynchrones BT d'une installation.

⑬ M Ils sont alors comparés à une source unique, débitant sur le jeu de barres une intensité égale à 3 fois la somme des intensités nominales de tous les moteurs installés.

Autres impédances.

■ condensateurs

Une batterie de condensateurs shunt située à proximité du point de défaut se décharge en augmentant ainsi l'intensité de court-circuit. Cette décharge oscillante amortie est caractérisée par une première crête de valeur élevée se superposant à la première crête de l'intensité de court-circuit, et cela bien que sa fréquence soit très supérieure à celle du réseau.

Mais selon la coïncidence de l'instant initial du défaut avec l'onde de tension deux cas extrêmes peuvent être envisagés :

□ si cet instant coïncide avec un zéro de tension, le courant de décharge de la capacité est nul, alors que précisément l'intensité de court-circuit est asymétrique, avec une première crête d'amplitude maximale.

□ inversement, si cet instant coïncide avec un maximum de tension, la batterie débite une intensité se superposant à une première crête du courant de défaut de faible valeur, puisque symétrique.

Il est donc peu probable que, sauf pour des batteries très puissantes, cette superposition provoque une première

crête plus importante que le courant de crête d'un défaut asymétrique.

Ainsi pour le calcul du courant maximum de court-circuit, il n'est pas nécessaire de prendre en compte les batteries de condensateurs.

Mais il faut cependant s'en préoccuper, lors du choix de la technologie des disjoncteurs. En effet, lors de l'ouverture elles réduisent considérablement la fréquence propre du circuit et ont ainsi une incidence sur la coupure.

■ appareillage

⑭ M Certains appareils

(disjoncteurs, contacteurs à bobine de soufflage, relais thermiques directs...) ont une impédance qui peut être prise en compte. Cette impédance n'est à retenir, lors du calcul de l'I_{cc}, que pour les appareils situés en amont de celui qui doit ouvrir sur le court-circuit envisagé et qui restent fermés (disjoncteurs sélectifs).

⑮ M Par exemple, pour les disjoncteurs BT, une valeur de 0,15 mΩ pour la réactance est correcte, la résistance étant négligée.

Pour les appareils de coupure, une distinction doit être faite selon la rapidité de leur ouverture :

- certains appareils ouvrent très vite et ainsi réduisent fortement les courants de court-circuit, c'est le cas des disjoncteurs appelés «rapides-limiteurs», avec pour corollaire des efforts électrodynamiques et des contraintes thermiques pour la partie concernée de l'installation, très inférieurs aux maxima théoriques,
- d'autres, tels les disjoncteurs à déclenchement retardé, n'offrent pas cet avantage.

■ arc de défaut

Le courant de court-circuit traverse souvent un arc, au niveau du défaut, dont la résistance est appréciable et très fluctuante : la chute de tension d'un arc de défaut varie entre 100 et 300 volts.

En HT, cette valeur est négligeable par rapport à la tension du réseau, et l'arc n'a pas d'influence réductrice sur l'intensité de court-circuit.

En BT, par contre, le courant réel d'un défaut avec arc est d'autant plus limité par rapport au courant calculé (défaut

franc, boulonné) que la tension est plus basse.

⑯ M Par exemple, l'arc créé lors d'un court-circuit entre conducteurs ou dans un jeu de barres peut réduire l'intensité du courant de court-circuit présumé de 20 à 50 % et parfois de plus de 50 % pour les tensions nominales inférieures à 440 V.

Ce phénomène très favorable en BT, pour 90 % des défauts, ne peut cependant pas être pris en compte pour la détermination du PdC car 10 % des défauts se produisent à la fermeture d'un appareil sur défaut

franc, sans arc. Par contre, il doit être pris en compte dans le calcul du courant de court-circuit minimum.

■ impédances diverses

D'autres éléments peuvent ajouter des impédances non négligeables. C'est le cas des filtres antiharmoniques et des selfs destinées à limiter le courant de court-circuit, dont il faut bien entendu tenir compte dans le calcul, mais aussi des transformateurs de courant à primaire bobiné dont l'impédance varie selon le calibre et la construction.

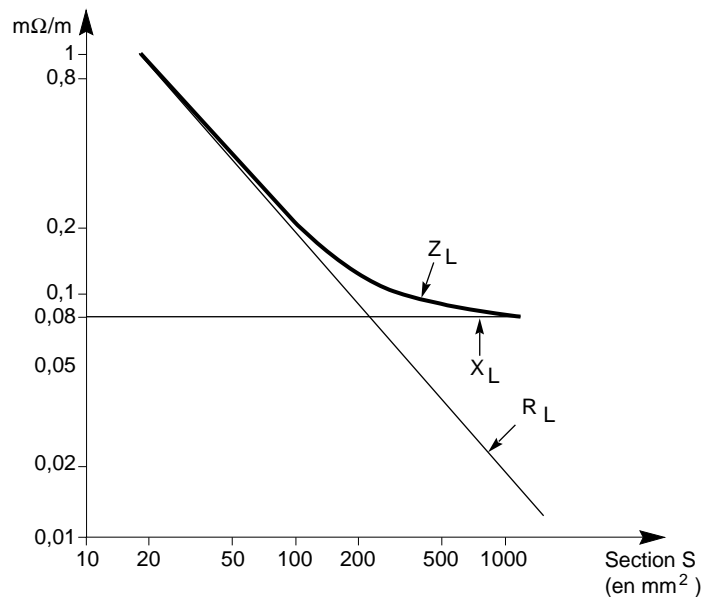


fig. 17 : impédance Z_L d'un câble triphasé, à 20°C, dont les conducteurs sont en cuivre.

	réactance subtransitoire	réactance transitoire	réactance permanente
turbo-alternateur	10-20	15-25	150-230
alternateurs à pôles saillants	15-25	25-35	70-120

fig. 18 : valeurs de réactances d'alternateurs, en e % .

	réactance subtransitoire	réactance transitoire	réactance permanente
moteurs grandes vitesses	15	25	80
moteurs petites vitesses	35	50	100
compensateurs	25	40	160

fig. 19 : réactances en e % des moteurs et compensateurs synchrones.

relations entre les impédances des différents étages de tension d'une installation

Impédances fonction de la tension

La puissance de court-circuit S_{cc} en un point déterminé du réseau est définie par :

$$S_{cc} = U \cdot I\sqrt{3} = \frac{U^2}{Z_{cc}}$$

Cette expression de la puissance de court-circuit implique par définition que S_{cc} est invariable en un point donné du réseau, quelle que soit la tension. Et l'expression

$$I_{cc3} = \frac{U}{\sqrt{3} Z_{cc}}$$
 implique que toutes les

impédances doivent être calculées en les rapportant à la tension du point de défaut, d'où une certaine complication, source d'erreurs dans les calculs concernant des réseaux à deux ou plusieurs niveaux de tension. Ainsi, l'impédance d'une ligne HT doit être multipliée par le carré de l'inverse du rapport de transformation, pour le calcul d'un défaut côté BT du transformateur :

$$(17) M Z_{BT} = Z_{HT} \left(\frac{U_{BT}}{U_{HT}} \right)^2$$

Une méthode simple permet d'éviter ces difficultés: celle dite des impédances relatives proposée par H. Rich.

Calcul des impédances relatives

Il s'agit d'une méthode de calcul permettant d'établir une relation entre les impédances des différents étages de tension d'une installation électrique.

Cette méthode repose sur la convention suivante : les impédances (en ohms) sont divisées par le carré de la tension composée (en volts) à laquelle est porté le réseau au point où elles sont en service ; elles deviennent des impédances relatives.

■ pour les lignes et les câbles, les résistances et les réactances relatives sont :

$$R_R = \frac{R}{U^2} \text{ et } X_R = \frac{X}{U^2}$$

avec R en ohm et U en volt.

■ pour les transformateurs, l'impédance s'exprime à partir de leurs tensions de court-circuit u_{cc} et de leurs puissances nominales S_n :

$$Z = \frac{U^2}{S_n} \cdot \frac{u}{100}$$

■ pour les machines tournantes, la formule est identique e représentant l'impédance exprimée en %.

■ pour l'ensemble, après avoir composé toutes les impédances relatives, la puissance de court-circuit s'établit d'après :

$$S_{cc} = \frac{1}{\sum Z_R}$$

d'où l'on déduit l'intensité de défaut I_{cc} au point de tension U :

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \sum Z_R}$$

exemple de calcul

(avec les impédances des sources, réseau amont et transformateur d'alimentation, et celles des liaisons électriques)

Problème

Soit un réseau 20 kV qui alimente par une ligne aérienne de 2 km un poste HT/BT, et un alternateur de 1 MVA qui alimente en parallèle le jeu de barres de

ce poste. Deux transformateurs de 1000 kVA en parallèle débitent sur un jeu de barres BT sur lequel sont connectés 20 départs, tel celui du moteur M. Ces 20 moteurs de 50 kW sont tous raccordés par des câbles identiques, et sont tous en service au moment du défaut.

L' I_{cc} doit être calculé aux différents points de défaut précisés sur le schéma du réseau (cf. fig. 20) soient :

■ en A sur le JdB HT, d'impédance négligeable,

■ en B sur le JdB BT à 10 m des transformateurs,

■ en C sur le JdB d'un tableau secondaire BT,

■ en D sur les bornes d'un moteur M.

Puis le courant de retour des moteurs est calculé en C et B, puis en D et A.

Dans cet exemple, les réactances X et les résistances R sont calculées sous leur tension d'installation ; la méthode des impédances relatives n'est pas utilisée.

réseau amont

$U_1 = 20$ kV

$P_{cc} = 500$ MVA

liaison aérienne

3 câbles 50 mm² cuivre

longueur = 2 km

alternateur

1 MVA

$Z_{subt.} = 15$ %

2 transformateurs

1000 kVA

secondaire 237/410 V

$e = 5$ %

TGBT

jeu de barres

3 barres 400 mm²/ph cuivre

longueur = 10 m

liaison 1

3 câbles 400 mm² aluminium unipolaires

espacés en nappe,

longueur = 80 m

tableau BT

divisionnaire

liaison 2

3 câbles 35 mm² cuivre, triphasé,

longueur = 30 m

moteur

50 kW

$e = 25$ %

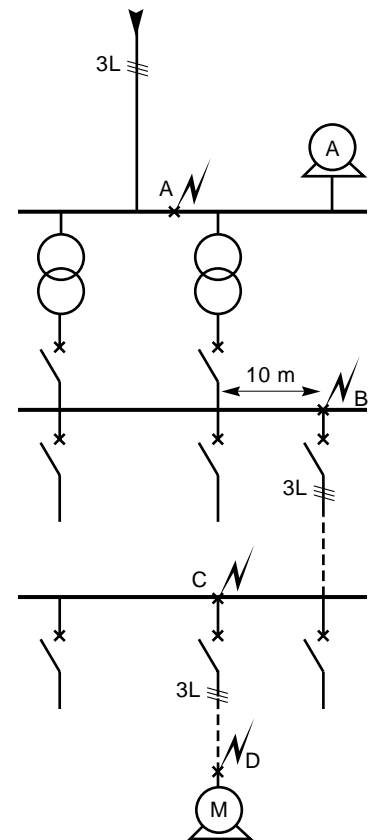


fig. 20 : Le problème : calculer l' I_{cc} aux points A, B, C et D.

Résolution

tronçon	calculs	résultats	
(les numéros ⊗ renvoient à l'explication dans le texte qui précède)			
20 kV[X (Ω)	R (Ω)
1. réseau amont	$Z_a = (20 \times 10^3)^2 / 500 \times 10^6$ (1)		
	$X_a = 0,98 Z_a$ (2)	0,78	
	$R_a = 0,2 X_a$		0,15
2. ligne aérienne (50 mm ²)	$X_{Ca} = 0,4 \times 2$ (7)	0,8	
	$R_{Ca} = 0,018 \times \frac{2000}{50}$ (6)		0,72
3. alternateur	$X_A = \frac{15}{100} \times \frac{(20 \times 10^3)^2}{10^6}$ (10)	60	
	$R_A = 0,1 X_A$ (11)		6
20 kV+		X (mΩ)	R (mΩ)
Défaut A			
4. transformateurs	$Z_T = \frac{1}{2} \times \frac{5}{100} \times \frac{410^2}{10^6}$ (3) (5)		
	$X_T \approx Z_T$	4,2	
	$R_T = 0,2 X_T$ (4)		0,84
410 V[
5. disjoncteur	$X_d = 0,15$ (15)	0,15	
6. jeu de barres (3 x 400 mm ²)	$X_B = 0,15 \times 10^{-3} \times 10$ (9)	1,5	
	$R_B = 0,0225 \times \frac{10}{3 \times 400}$ (6)		≈ 0
Défaut B			
7. disjoncteur	$X_d = 0,15$	0,15	
8. liaison 1 par câbles (3 x 400 mm ²)	$X_{C1} = 0,15 \times 10^{-3} \times 80$	12	
	$R_{C1} = 0,036 \times \frac{80}{3 \times 400}$ (6)		2,4
Défaut C			
9. disjoncteur	$X_d = 0,15$	0,15	
10. liaison 2 par câbles (35 mm ²)	$X_{C1} = 0,09 \times 10^{-3} \times 30$ (8)	2,7	
	$R_{C2} = 0,0225 \times \frac{30}{35}$		19,2
Défaut D			
11. moteur 50 kW	$X_m = \frac{25}{100} \times \frac{410^2}{50 \times 10^3}$ (12)	840	
	$R_m = 0,2 X_m$		168

I- Défaut en A (JdB HT)

(éléments concernés : 1, 2, 3)

L'impédance «réseau + ligne» est en parallèle avec celle de l'alternateur ; mais cette dernière, beaucoup plus grande, peut être négligée :

$$X_A = 0,78 + 0,8 \approx 1,58 \Omega$$

$$R_A = 0,15 + 0,72 \approx 0,87 \Omega$$

$$Z_A = \sqrt{R_A^2 + X_A^2} \approx 1,80 \Omega \text{ d'où}$$

$$I_A = \frac{20 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 1,80} \approx 6415 \text{ A}$$

I_A est l'«Icc permanent», et pour calculer l'Icc (maximum asymétrique) :

$$\frac{R_A}{X_A} = 0,55 \text{ qui donne } k = 1,2 \text{ sur } X_A$$

la courbe de la figure 9, et donc Icc :

$$1,2 \times \sqrt{2} \times 6415 = \mathbf{10887 \text{ A.}}$$

II - Défaut en B (JdB TGBT)

[éléments concernés :

(1, 2, 3) + (4, 5, 6)]

Les réactances X et les résistances R calculées en HT doivent être «ramenées» sur le réseau BT par multiplication avec le carré du rapport des tensions (17) soit :

$$(410 / 20000)^2 = 0,42 \text{ d'où}$$

$$X_B = [(X_A \cdot 0,42) + 4,2 + 0,15 + 1,5] \cdot 10^{-3}$$

$$X_B = 6,51 \text{ m}\Omega \text{ et}$$

$$R_B = [(R_A \cdot 0,42) + 0,84] \cdot 10^{-3}$$

$$R_B = 1,2 \text{ m}\Omega$$

Ce calcul permet d'observer, d'une part l'importance réduite de la réactance amont HT, par rapport à celle des deux transformateurs en parallèle, et d'autre part que l'impédance des dix mètres de JdB en BT n'est pas négligeable.

$$Z_B = \sqrt{R_B^2 + X_B^2} \approx 6,62 \text{ m}\Omega$$

$$I_B = \frac{410}{\sqrt{3} \times 6,62 \times 10^{-3}} \approx 35758 \text{ A}$$

$\frac{R_B}{X_B} = 0,18$ qui donne $k = 1,58$ sur la

courbe de la figure 9, et donc Icc :

$$1,58 \times \sqrt{2} \times 35758 \approx \mathbf{79900 \text{ A.}}$$

De plus, si l'arc de défaut est pris en

compte (cf. § ■ arc de défaut (16)), I_B

se trouve ramené au plus à 28606 A et 17880 A au minimum.

III - Défaut en C (JdB tableau secondaire BT)

[éléments concernés :

$$(1, 2, 3) + (4, 5, 6) + (7, 8)]$$

Les réactances et les résistances du disjoncteur et des câbles sont à ajouter à X_B et R_B .

$$X_C = (X_B + 0,15 + 12) 10^{-3} = 18,67 \text{ m}\Omega$$

et

$$R_C = (R_B + 2,4) 10^{-3} = 3,6 \text{ m}\Omega$$

Ces valeurs permettent de comprendre l'importance de la limitation des I_{cc} due aux câbles.

$$Z_C = \sqrt{R_C^2 + X_C^2} \approx 19 \text{ m}\Omega$$

$$I_C = \frac{410}{\sqrt{3} \times 19 \times 10^{-3}} \approx 12\,459 \text{ A}$$

$\frac{R_C}{X_C} = 0,19$ qui donne $k = 1,55$ sur la courbe de la figure 9, et donc I_{cc} :

$$1,55 \times \sqrt{2} \times 12\,459 \approx \mathbf{27\,310 \text{ A.}}$$

IV - Défaut en D (moteur BT)

[éléments concernés :

$$(1, 2, 3) + (4, 5, 6) + (7, 8) + (9, 10)]$$

Les réactances et les résistances du disjoncteur et des câbles sont à ajouter à X_C et R_C .

$$X_D = (X_C + 0,15 + 2,7) 10^{-3} = 21,52 \text{ m}\Omega$$

et

$$R_D = (R_C + 19,2) 10^{-3} = 22,9 \text{ m}\Omega$$

$$Z_D = \sqrt{R_D^2 + X_D^2} \approx 31,42 \text{ m}\Omega$$

$$I_D = \frac{410}{\sqrt{3} \times 31,42 \times 10^{-3}} \approx 7\,534 \text{ A}$$

$\frac{R_D}{X_D} = 1,06$ qui donne $k \approx 1,05$ sur la courbe de la figure 9, et donc I_{cc} :

$$1,05 \times \sqrt{2} \times 7\,534 \approx \mathbf{11\,187 \text{ A.}}$$

A chaque niveau de calcul, il apparaît que l'incidence des disjoncteurs est négligeable par rapport aux autres éléments du réseau.

V - Les courants de retour des moteurs

Il est souvent plus rapide de considérer les moteurs comme des générateurs indépendants, débitant dans le défaut un « courant de retour » se superposant au courant de défaut du réseau.

■ défaut en C

L'intensité débitée par un moteur se calcule d'après l'impédance « moteur + câble » :

$$X_M = (840 + 2,7) 10^{-3} \approx 843 \text{ m}\Omega$$

$$R_M = (168 + 19,2) 10^{-3} \approx 188 \text{ m}\Omega$$

$$Z_M = 863 \text{ m}\Omega \text{ d'où}$$

$$I_M = \frac{410}{\sqrt{3} \times 863 \times 10^{-3}} \approx 274 \text{ A}$$

Pour les 20 moteurs

$$I_{MC} = 5\,480 \text{ A.}$$

Au lieu de procéder à ce calcul, il était

possible d'estimer (cf. (13)) l'intensité débitée par tous les moteurs à 3 fois leur intensité nominale (95 A), soit : $(3 \times 95) \times 20 = 5\,700 \text{ A}$. Chiffre qui s'avère très proche de celui trouvé pour I_{MC} : 5 480 A.

Du rapport $R/X = 0,22 \Rightarrow k = 1,5$ et

$$I_{cc} = 1,5 \times \sqrt{2} \times 5\,480 \approx \mathbf{11\,630 \text{ A.}}$$

Ainsi l'intensité de court-circuit (subtransitoire) sur le JdB BT passe de 12 459 A à 17 939 A et I_{cc} de 27 310 A à 38 940 A.

■ défaut en D

L'impédance à considérer est 1/19 de Z_M augmentée de celle du câble.

$$X_{MD} = \left(\frac{843}{19} + 2,7\right) 10^{-3} \approx 47 \text{ m}\Omega$$

$$R_{MD} = \left(\frac{187}{19} + 19,2\right) 10^{-3} \approx 29 \text{ m}\Omega$$

$$Z_{MD} = 55 \text{ m}\Omega \text{ d'où}$$

$$I_{MD} = \frac{410}{\sqrt{3} \times 55 \times 10^{-3}} \approx 4\,300 \text{ A}$$

soit un total en D de :

$$7\,534 + 4\,300 = 11\,834 \text{ A eff., et un}$$

$$I_{cc} \approx \mathbf{17\,876 \text{ A.}}$$

■ défaut en B

Comme pour « défaut en C », l'intensité débitée par un moteur se calcule d'après l'impédance « moteur + câble » :

$$X_M = (840 + 2,7 + 12) 10^{-3} \approx 855 \text{ m}\Omega$$

$$R_M = (168 + 19,2 + 2,4) 10^{-3} \approx 189,6 \text{ m}\Omega$$

$$Z_M = 876 \text{ m}\Omega \text{ d'où}$$

$$I_M = \frac{410}{\sqrt{3} \times 876 \times 10^{-3}} \approx 270 \text{ A}$$

D'où pour les 20 moteurs $I_{MB} = 5\,400 \text{ A}$.

Là aussi il est possible d'utiliser de l'approximation citée précédemment

(3 fois l'intensité nominale d'un moteur -95 A-), soit 5 700 A. Chiffre qui est proche de celui trouvé pour I_{MB} .

Du rapport $R/X = 0,22 \Rightarrow k = 1,5$ et

$$I_{cc} = 1,5 \times \sqrt{2} \times 5\,400 \approx 11\,455 \text{ A.}$$

Ainsi l'intensité de court-circuit (subtransitoire) sur le TGBT passe de 35 758 A à 41 158 A et I_{cc} de 79 900 A à **91 355 A**.

Mais là encore si l'arc de défaut est pris en compte, l' I_{cc} est réduit entre 45,6 et 73 kA.

■ défaut en A (coté HT)

Plutôt que de calculer les impédances équivalentes, il est plus simple d'estimer (par excès) le courant de retour des moteurs en A, en multipliant la valeur trouvée en B par le rapport de transformation BT/HT (17) soit :

$$5\,400 \times \frac{410}{20 \times 10^{-3}} \approx 110 \text{ A}$$

Ce chiffre comparé aux 6 415 A calculés précédemment est négligeable.

Calcul approché du défaut en D

Ce calcul exploite toutes les approximations envisagées dans les textes précédents telles celles des repères 15 et 16.

$$\Sigma X = 4,2 + 1,5 + 12 + 0,15$$

$$\Sigma X = 17,85 \text{ m}\Omega = X'_D$$

$$\Sigma R = 2,4 + 19,2 = 21,6 \text{ m}\Omega = R'_D$$

$$Z'_D = \sqrt{R_D'^2 + X_D'^2} \approx 28,02 \text{ m}\Omega$$

$$I'_D = \frac{410}{\sqrt{3} \times 28,02 \times 10^{-3}} \approx 8\,448 \text{ A}$$

d'où l' I_{cc} :

$$\sqrt{2} \times 8\,448 \approx \mathbf{11\,945 \text{ A.}}$$

A cette valeur, pour trouver l' I_{cc} (max. asym.) il faut ajouter la contribution des moteurs sous tension au moment du défaut, soit 3 fois leur intensité

nominale (95 A) (13) :

$$(3 \times 95) \times 20 = 5\,700 \text{ A, d'où}$$

$$I_{cc} = 11\,945 + [(3 \times 95 \times \sqrt{2}) \times 20] = 20\,005 \text{ A.}$$

Les deux résultats s'avèrent proches de ceux obtenus par le calcul complet (11 945 au lieu de 11 843, et 20 005 au lieu de 17 876), et surtout avec des écarts favorables à la sécurité.

3. calcul des Icc dans les réseaux radiaux à l'aide des composantes symétriques

intérêt de cette méthode

Le calcul à l'aide des composantes symétriques est particulièrement utile lorsqu'un réseau triphasé est déséquilibré car les impédances classiques R et X dites «cycliques» ne sont alors plus normalement utilisables du fait, par exemple, de phénomènes magnétiques. Aussi, ce calcul est nécessaire quand :

- un système de tensions et courants est non symétrique (vecteurs de Fresnel de modules différents et de déphasages différents de 120°) ; c'est le cas lors d'un court-circuit monophasé (phase-terre), biphasé, ou biphasé-terre ;
- le réseau comporte des machines tournantes et/ou des transformateurs spéciaux (couplage Yyn par exemple). Cette méthode est applicable à tous types de réseaux à distribution radiale et ce quelque soit leur tension.

rappel sur les composantes symétriques

De même que le théorème de Leblanc dit qu'un champ alternatif rectiligne à amplitude sinusoïdale est équivalent à deux champs tournants en sens inverse, la définition des composantes symétriques repose sur l'équivalence entre un système triphasé déséquilibré, et la somme de trois systèmes triphasés équilibrés : direct, indirect et homopolaire (cf. fig. 21).

Le principe de superposition est alors exploitable pour le calcul des courants de défaut.

Pour l'explication suivante, le système est défini en prenant le courant \vec{I}_1 comme référence de rotation, avec

- \vec{I}_{1d} comme sa composante directe,
- \vec{I}_{1i} sa composante inverse,
- \vec{I}_{1o} sa composante homopolaire, et en utilisant l'opérateur

$$a = e^{j\frac{2\pi}{3}} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \text{ entre } \vec{I}_1, \vec{I}_2 \text{ et } \vec{I}_3$$

Ce principe appliqué à un système de courants se vérifie par construction graphique (cf. fig. 21) . A titre d'exemple l'addition graphique des vecteurs donne bien, pour \vec{I}_2 , le résultat suivant :

$$\vec{I}_2 = a^2 \cdot \vec{I}_{1d} + a \cdot \vec{I}_{1i} + \vec{I}_{1o}$$

Les courants \vec{I}_1 et \vec{I}_3 s'expriment de la même manière d'où le système :

$$\begin{aligned} \vec{I}_1 &= \vec{I}_{1d} + \vec{I}_{1i} + \vec{I}_{1o} \\ \vec{I}_2 &= a^2 \cdot \vec{I}_{1d} + a \cdot \vec{I}_{1i} + \vec{I}_{1o} \\ \vec{I}_3 &= a \cdot \vec{I}_{1d} + a^2 \cdot \vec{I}_{1i} + \vec{I}_{1o} \end{aligned}$$

Ces composantes symétriques de courant sont liées aux composantes symétriques de tension par les impédances correspondantes :

$$Z_d = \frac{V_d}{I_d}, \quad Z_i = \frac{V_i}{I_i} \text{ et } Z_o = \frac{V_o}{I_o}$$

Ces impédances se définissent à partir des caractéristiques des différents éléments (indiquées par leurs constructeurs) du réseau électrique étudié. Parmi ces caractéristiques il faut noter que $Z_i \approx Z_d$ sauf pour les

machines tournantes, alors que Z_o varie selon les éléments (cf. fig. 22). Pour approfondir ce sujet, une présentation plus détaillée de cette méthode de calcul des courants de défaut franc et impédant est donnée dans le Cahier Technique n° 18 (cf. bibliographie).

Eléments	Z_o
transformateur (vu du secondaire)	
sans neutre	∞
Yyn ou Zyn	flux libre ∞ flux forcé 10 à 15 Z_d
Dyn ou YNyn	Z_d
primaire D ou Y + zn	0,1 à 0,2 Z_d
machine	
synchrone	$\approx 0,5 Z_d$
asynchrone	≈ 0
ligne	$\approx 3 Z_d$

fig. 22: caractéristique homopolaire des différents éléments d'un réseau électrique.

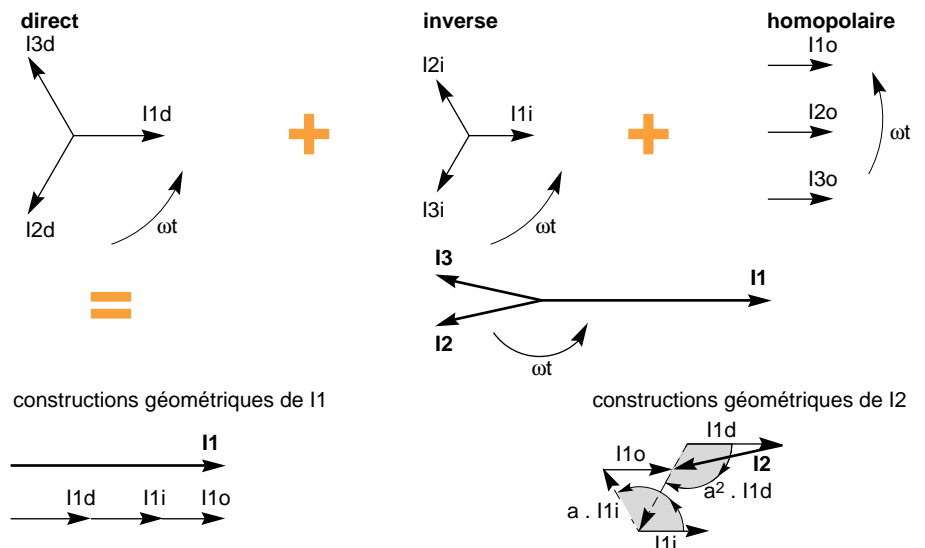


fig. 21: construction graphique de la somme de trois systèmes triphasés équilibrés : direct, indirect et homopolaire.

calcul selon la CEI 909

La norme CEI 909 définit et présente une procédure, utilisable par des ingénieurs non spécialisés, exploitant les composantes symétriques.

Elle s'applique aux réseaux électriques d'une tension inférieure à 230 kV.

Elle explique le calcul des courants de court-circuit maximaux et minimaux. Les premiers permettent de déterminer les caractéristiques assignées des matériels électriques. Les seconds sont nécessaires au calibrage des protections de surintensité.

Cette norme est complétée, pour son application aux réseaux BT, par le guide CEI 781.

La procédure

1- calcul de la tension équivalente au point de défaut égale à : $c \cdot U_n / \sqrt{3}$. Avec c un facteur de tension dont l'introduction dans les calculs est nécessaire pour tenir compte :

- des variations de tension dans l'espace et dans le temps,
- des changements éventuels de prise des transformateurs,
- du comportement subtransitoire des alternateurs et des moteurs.

Selon les calculs à effectuer et les niveaux de tension considérés, les valeurs normatives de ce facteur de tension sont indiquées dans la figure 23.

2- détermination et sommation des impédances équivalentes directe, inverse, et homopolaire amont au point de défaut.

3- calcul du courant de court-circuit initial, à l'aide des composantes symétriques. En pratique, selon le type de défaut, les formules à retenir pour le calcul des Icc sont indiquées dans le tableau de la figure 24.

4- à partir de la valeur d'Icc (Ik''), calcul des autres grandeurs telles que Icc crête, Icc permanent, ou encore Icc permanent maximal.

Incidence de la distance séparant le défaut de l'alternateur

Avec cette méthode de calcul il y a toujours lieu de distinguer deux cas :

- celui des courts-circuits éloignés des alternateurs, qui correspond aux réseaux dans lesquels les courants de court-circuit n'ont pas de composante alternative amortie. C'est généralement le cas en BT, sauf lorsque des récepteurs à forte consommation sont alimentés par des postes particuliers HTA/HTB.

■ et celui des courts-circuits proches des alternateurs (cf. fig. 11), qui correspond aux réseaux dans lesquels les courants de court-circuit ont des composantes alternatives amorties. Ce cas se présente généralement en HT. Mais il peut se présenter aussi en BT lorsque, par exemple, un groupe de secours alimente des départs prioritaires.

Ces deux cas ont comme principales différences :

- pour les courts-circuits éloignés des alternateurs, il y a égalité :
 - entre les courants de court-circuit initial (Ik''), permanent (Ik) et coupé (Ib) d'une part (Ik'' = Ik = Ib) ;
 - et entre les impédances directe (Zd) et inverse (Zi) d'autre part (Zd = Zi) ;

tension nominale Un	facteur de tension c pour le calcul de l'Icc max l'Icc mini	
BT		
230 - 400 V	1	0,95
autres	1,05	1
HT		
1 à 230 kV	1,1	1

fig. 23 : valeurs du facteur de tension c. (cf. CEI 909)

type de court-circuit	Ik'' Cas général	Défaut éloigné des générateurs
triphase (Zt quelconque)	$= \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} Z_d }$	$= \frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} Z_d }$
<p>Dans les deux cas, le courant de court-circuit ne dépend que de Z_d. Ainsi Z_d est remplacée généralement par Z_k : impédance de court-circuit au point de défaut avec : $Z_k = \sqrt{R_k^2 + X_k^2}$ où R_k est la somme des résistances d'une phase placées en série ; X_k est la somme des réactances d'une phase placées en série.</p>		
biphasé isolé (Zt = ∞)	$= \frac{c \cdot U_n}{ Z_d + Z_i }$	$= \frac{c \cdot U_n}{2 Z_d }$
monophasé	$= \frac{c \cdot U_n \sqrt{3}}{ Z_d + Z_i + Z_o }$	$= \frac{c \cdot U_n \sqrt{3}}{ 2 \cdot Z_d + Z_o }$
biphasé terre (Zcc entre phases = 0)	$= \frac{c \cdot U_n \sqrt{3} Z_i }{ Z_d \cdot Z_i + Z_i \cdot Z_o + Z_d \cdot Z_o }$	$= \frac{c \cdot U_n \sqrt{3}}{ Z_d + 2 \cdot Z_o }$

Notations retenues dans ce tableau :

- tension efficace composée du réseau triphasé = U
- courant de court-circuit en module = k''
- impédances symétriques = Z_d, Z_i, Z_o
- impédance de court-circuit = Z_{cc}
- impédance de terre = Z_t.

fig. 24 : valeurs des courants de court-circuit en fonction des impédances directe, inverse et homopolaire du réseau concerné. (cf. CEI 909)

■ alors que pour les courts-circuits proches des alternateurs, l'inégalité suivante est vérifiée : $I_k < I_b < I_k''$; avec en plus Z_d qui n'est pas nécessairement égale à Z_i .

A noter cependant que des moteurs asynchrones peuvent aussi alimenter un court-circuit, leur apport pouvant atteindre 30 % de I_{cc} du réseau pendant les trente premières millisecondes : l'équation $I_k'' = I_k = I_b$ n'est alors plus vraie.

Conditions à respecter pour le calcul des courants de court-circuit maximaux et minimaux

■ le calcul des courants de court-circuit maximaux tient compte des points suivants :

- le facteur de tension c à appliquer correspondant au calcul du courant de court-circuit maximal ;
- de toutes les hypothèses et approximations citées dans ce document, seules doivent être considérées celles qui amènent à un calcul par excès ;
- les résistances R_L des lignes (lignes aériennes, câbles, conducteurs de phase et neutre) sont à prendre à la température de 20°C.

■ pour le calcul des courants de court-circuit minimaux, il faut :

- appliquer la valeur du facteur de tension c correspondant à la tension minimale autorisée sur le réseau.
- choisir la configuration du réseau, et dans certains cas, l'alimentation minimale par les sources et lignes d'alimentation du réseau, qui conduisent à la valeur minimale du courant de court-circuit au point de défaut.
- tenir compte de l'impédance des jeux de barres, des transformateurs de courant, etc...
- ignorer les moteurs.
- prendre les résistances R_L à la température envisageable la plus élevée :

$$R_L = \left[1 + \frac{0,004}{^\circ\text{C}} (\theta_e - 20^\circ\text{C}) \right] \times R_{L20}$$

où R_{L20} est la résistance à la température 20°C et θ_e la température (en °C) admissible par le conducteur à la fin du court-circuit.

Le facteur $0,004 / ^\circ\text{C}$ s'applique au cuivre, à l'aluminium et aux alliages d'aluminium.

équations des différents courants

Courant de court-circuit initial I_k''

Le calcul des différents courants de court-circuit initiaux I_k'' est effectué en appliquant les formules du tableau de la figure 24.

Valeur de crête i_p du courant de court-circuit

La valeur de crête i_p du courant de court-circuit, dans les réseaux non maillés, peut être calculée, quelque soit la nature du défaut, à partir de la formule suivante :

$$i_p = K \cdot \sqrt{2} \cdot I_k'' \text{ où}$$

I_k'' = courant de court-circuit initial,

K = facteur fonction des rapports R / X , défini sur les abaques de la figure 9, ou calculé par la formule approchée suivante :

$$K = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-\frac{3R}{X}}$$

Courant de court-circuit coupé I_b

Le calcul du courant de court-circuit coupé I_b n'est nécessaire que dans le cas de défaut proche des alternateurs et lorsque la protection est assurée par des disjoncteurs retardés. Rappelons que ce courant sert à déterminer le PdC de ces disjoncteurs.

Ce courant peut être calculé avec une bonne approximation, à l'aide de la

formule suivante :

$I_b = \mu \cdot I_k''$ dans laquelle :

μ = facteur fonction du temps mort minimal t_{min} et du rapport I_k'' / I_r (cf. fig. 25) qui traduit l'influence des réactances subtransitoire et transitoire avec I_r = courant assigné de l'alternateur.

Courant de court-circuit permanent I_k

L'amplitude du courant de court-circuit permanent I_k , étant dépendant de l'état de saturation du fer des alternateurs, son calcul est moins précis que celui du courant symétrique initial I_k'' .

Les méthodes de calcul proposées peuvent être considérées comme procurant une estimation suffisamment précise des valeurs supérieure et inférieure pour le cas où le court-circuit est alimenté par un alternateur ou une machine synchrone. Ainsi :

■ le courant de court-circuit permanent maximal, sous la plus forte excitation du générateur synchrone, est donné par : $I_{k_{max}} = \lambda_{max} \cdot I_r$

■ le courant de court-circuit permanent minimal est obtenu pour une excitation constante (minimale) à vide de la machine synchrone. Il est donné par : $I_{k_{min}} = \lambda_{min} \cdot I_r$ avec I_r = valeur assignée du courant aux bornes de l'alternateur.

λ = facteur dépendant de l'inductance de saturation $X_d \text{ sat}$.

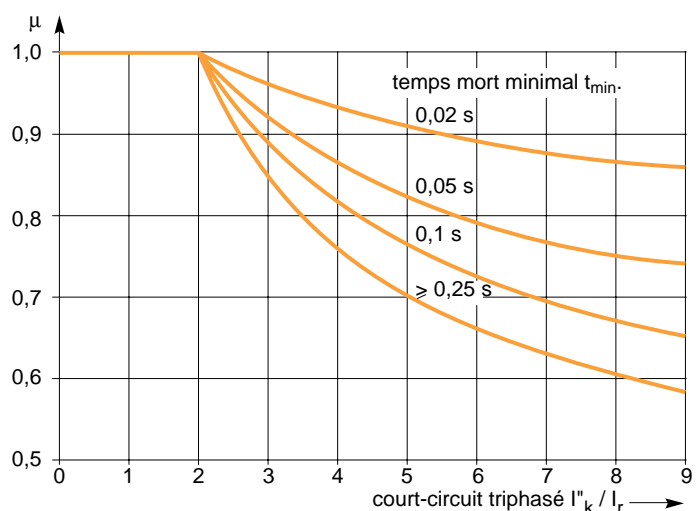


fig. 25 : facteur μ pour le calcul du courant de court-circuit coupé I_b . (cf. CEI 909)

Les valeurs de λ_{max} et λ_{min} sont données par la figure 26 pour les turbo-alternateurs et la figure 27 pour les machines à pôles saillants.

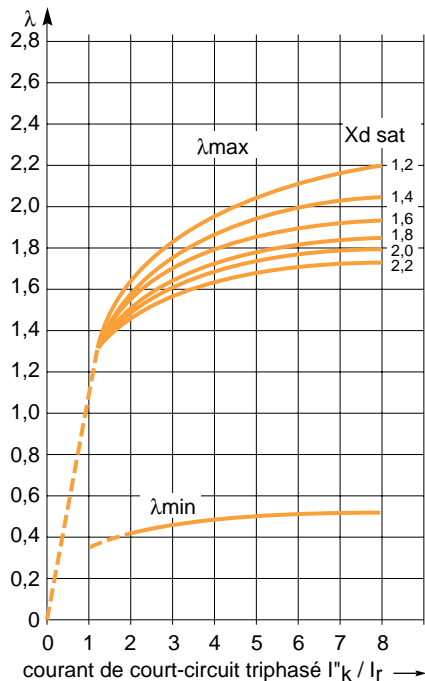


fig. 26 : facteurs λ_{max} et λ_{min} pour turbo-alternateurs. (cf. CEI 909)

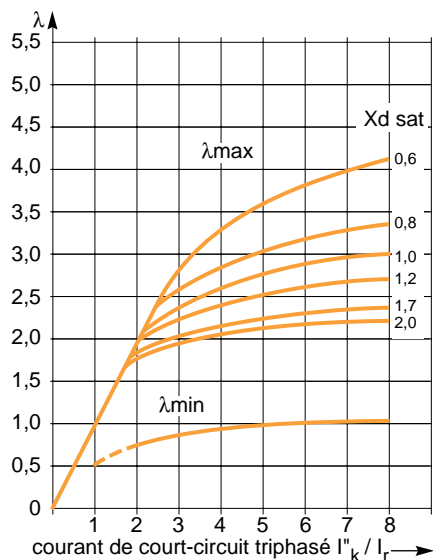


fig. 27 : facteurs λ_{max} et λ_{min} pour alternateurs à pôles saillants. (cf. CEI 909)

exemple de calcul

Problème :

Quatre réseaux, trois de 5 kV et un de 15 kV, sont alimentés par un réseau 30 kV à partir des transformateurs du poste E (cf. fig. 28). Lors de la construction de la ligne GH il est demandé de déterminer le pouvoir de coupure du disjoncteur M.

Il est précisé que :

- les seules mises à terre sont celles des secondaires des transformateurs du poste E ;
- pour une ligne de 30 kV, la réactance est de $0,35 \Omega/\text{km}$ en régimes direct et inverse, et de $3 \times 0,35 \Omega/\text{km}$ en régime homopolaire ;
- la réactance de court-circuit des transformateurs est de 6 % pour le poste E et de 8 % pour les autres ;
- le coefficient c multipliant de U est pris égal à 1 ;

- toutes les charges raccordées aux points F et G sont essentiellement passives ;
- toutes les résistances sont négligeables vis-à-vis des réactances.

Résolution :

- à partir du schéma direct et inverse (cf. fig. 29) il est possible d'écrire :

$$a = \frac{U^2}{S_{cc}} = \frac{30^2}{290} \Rightarrow j 3,1 \Omega$$

$$b = u_{cc} \cdot \frac{U^2}{S_n} = \frac{6}{100} \times \frac{30^2}{10} \Rightarrow j 5,4 \Omega$$

$$c1 = 0,35 \times 40 \Rightarrow j 14 \Omega$$

$$c2 = 0,35 \times 30 \Rightarrow j 10,5 \Omega$$

$$c3 = 0,35 \times 20 \Rightarrow j 7 \Omega$$

$$c4 = 0,35 \times 15 \Rightarrow j 5,25 \Omega$$

$$d = u_{cc} \cdot \frac{U^2}{S_n} = \frac{8}{100} \times \frac{30^2}{8} \Rightarrow j 9 \Omega$$

$$e = \frac{U^2}{S} \times 0,6 = \frac{30^2}{6} \times 0,6 \Rightarrow j 90 \Omega$$

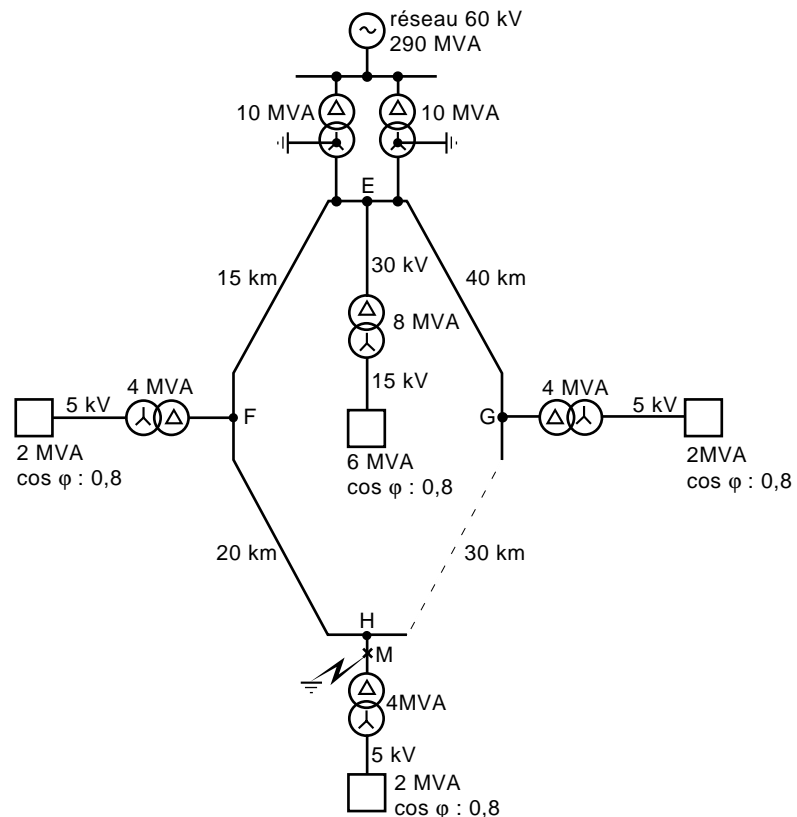


fig. 28.

$$f = u_{cc} \cdot \frac{U^2}{S_n} = \frac{8}{100} \times \frac{30^2}{4} \Rightarrow j 18 \Omega$$

$$g = \frac{U^2}{S} \times 0,6 = \frac{30^2}{2} \times 0,6 \Rightarrow j 270 \Omega$$

■ sur le schéma homopolaire

(cf. fig. 30) il faut remarquer :

□ les enroulements en triangle des transformateurs du poste E arrêtent les courants homopolaires, et le réseau ne les « voit » donc pas.

□ de même, les transformateurs des postes F, H et G ne voient pas les courants homopolaires à cause de leurs enroulements en triangle, ils ont donc une impédance infinie pour le défaut.

$$b' = b1 = j 5,4 \Omega$$

$$c'1 = 3 \times c1 = j 42 \Omega$$

$$c'2 = 3 \times c2 = j 31,5 \Omega$$

$$c'3 = 3 \times c3 = j 21 \Omega$$

$$c'4 = 3 \times c4 = j 15,75 \Omega$$

$$d' = \infty$$

$$f' = \infty$$

■ deux schémas réduits sont alors à étudier :

□ ligne GH ouverte (cf. fig. 31)

$$Z_d = Z_i = j 17,25 \Omega$$

$$Z_o = j 39,45 \Omega$$

$$I_{cc3} = \frac{c \cdot U_n}{|Z_d| \sqrt{3}} \approx 1,104 \text{ kA}$$

$$I_{cc1} = \frac{c \cdot U_n \sqrt{3}}{|Z_d + Z_i + Z_o|} \approx 0,773 \text{ kA}$$

Note : réseau HT d'où le coefficient $c = 1,1$.

□ ligne GH fermée (cf. fig. 32)

$$Z_d = Z_i = j 13,05 \Omega$$

$$Z_o = j 27,2 \Omega$$

$$I_{cc3} = 1,460 \text{ kA}$$

$$I_{cc1} = 1,072 \text{ kA}$$

En fonction du courant de court-circuit le plus important ($I_{cc3} = 1,460 \text{ kA}$), le disjoncteur de ligne au point M doit donc être dimensionné à :

$$P = U \cdot I \cdot \sqrt{3} = 30 \times 1,460 \times \sqrt{3}$$

$$P \approx 76 \text{ MVA.}$$

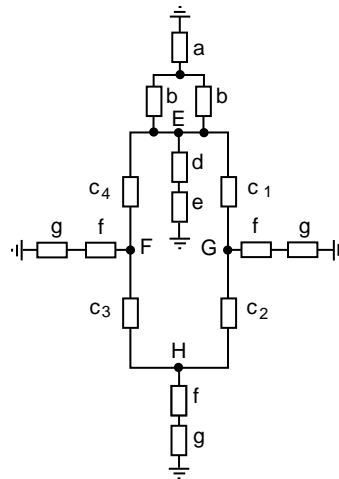


fig. 29.

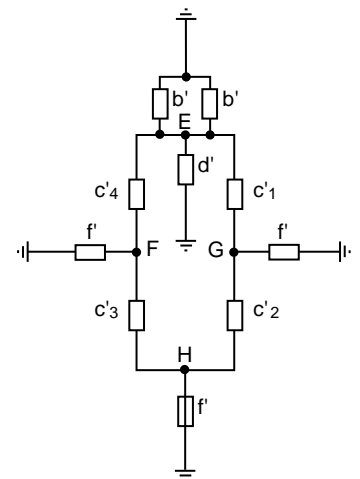


fig. 30.

schéma direct et inverse

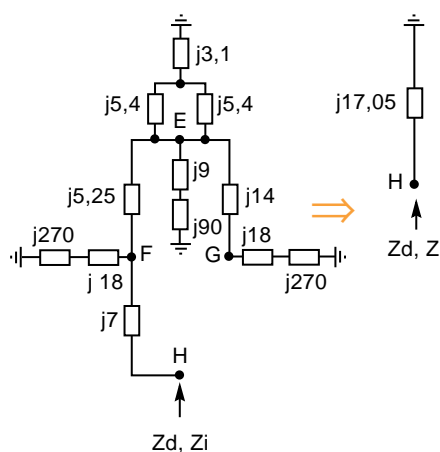


fig. 31.

schéma homopolaire

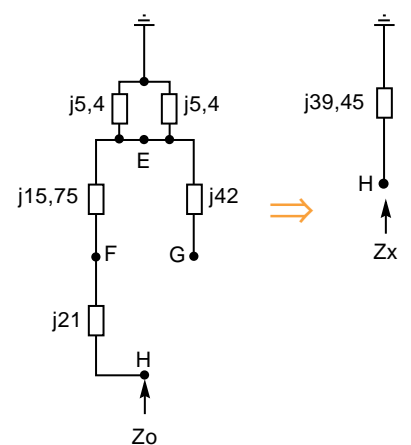


schéma direct

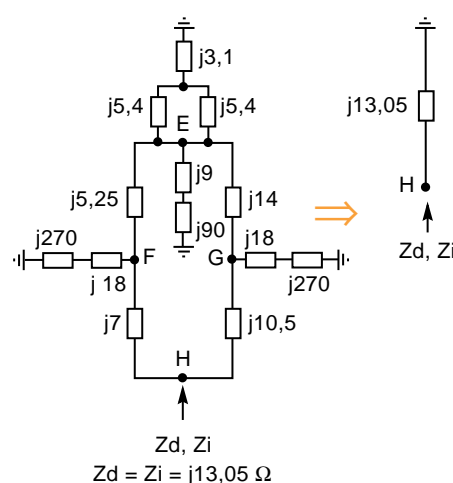
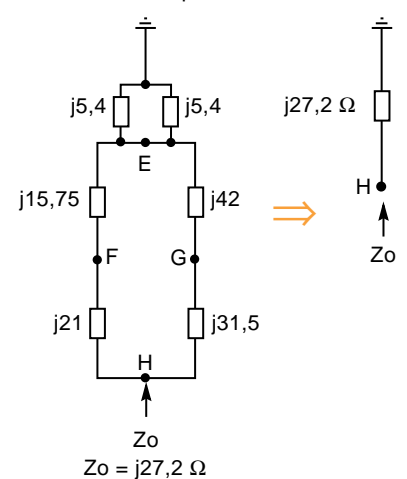


fig. 32.

schéma homopolaire



4. calculs par ordinateur et conclusion

Pour le calcul du courant de court-circuit, différentes méthodes ont été développées et ont trouvé place dans les normes...et ainsi dans ce Cahier Technique.

Plusieurs de ces méthodes normalisées ont été conçues de telle sorte que le courant de court-circuit puisse être calculé à la main ou avec une calculatrice de poche. Mais dès que la possibilité de calcul scientifique sur ordinateur est apparue, dans les années 1970, les concepteurs d'installations électriques ont développé des logiciels pour leurs propres besoins, d'abord sur de gros systèmes informatiques puis sur des «mini». Leur exploitation était réservée aux initiés car délicate.

Ces développements ont été ensuite portés sur des ordinateurs personnels (ou Personal Computer -PC-) d'un emploi plus aisé. Ainsi, de nos jours, pour le calcul des Icc en BT de nombreux logiciels conformes aux normes existent, tel Ecodial créé et commercialisé par Merlin Gerin.

Tous ces logiciels de calcul des courants de court-circuit servent essentiellement à déterminer des pouvoirs de coupure et de fermeture des appareils ainsi que la tenue électromécanique des équipements.

Enfin d'autres logiciels de calcul sont utilisés par les spécialistes concepteurs de réseaux, par exemple pour les études de comportement dynamique des réseaux électriques.

De tels logiciels permettent des simulations précises des phénomènes dans le temps, leur utilisation s'étend au comportement électromécanique complet des réseaux et des installations.

Il n'en demeure pas moins vrai que tous les logiciels, bien que très performants, ne sont que des outils. Leur exploitation, pour être efficace, nécessite donc une compétence professionnelle préalablement acquise par des études, un savoir-faire et une expérience.

annexe : bibliographie

Normes

- CEI 909 : Calcul des courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif.
- CEI 781 : Guide d'application pour le calcul des courants de court-circuit dans les réseaux à basse tension radiaux.
- NF C 15-100 : Installations électriques à basse tension.
- C 15-105 : Guide pratique, Détermination des sections de conducteurs et choix des dispositifs de protection.

Cahiers Techniques Merlin Gerin

- Sélectivités des protections Cahier Technique n° 13 - F. SAUTRIAU.
- Analyse des réseaux triphasés en régime perturbé à l'aide des composantes symétriques, Cahier Technique n° 18 - B. DE METZ-NOBLAT.
- Mise à la terre du neutre dans des réseaux industriels haute tension Cahier Technique n° 62 - F. SAUTRIAU.
- Techniques de coupure des disjoncteurs Basse Tension, Cahier Technique n° 148 - R. MOREL.

Publications diverses

- Guide de l'installation électrique (édition juillet 1991), Réalisation Merlin Gerin, France Impressions Conseils éditeur. BP 283 38 434 ECHIROLLES CEDEX.
- Les réseaux d'énergie électrique (2ème partie), R. PELISSIER. Dunod éditeur.