



**Cahier Technique N°6  
Généralités sur les  
Réseaux Electriques**



*MicroEner*

<b>AVANT PROPOS</b> .....	<b>4</b>
<b>DESCRIPTION D'UN RESEAU ELECTRIQUE</b> .....	<b>4</b>
PRESENTATION .....	4
DESCRIPTION .....	6
TRANSPORT D'ENERGIE EN COURANT ALTERNATIF ET EN COURANT CONTINU.....	10
<b>COMPOSANTES SYMETRIQUES</b> .....	<b>12</b>
PRESENTATION .....	12
EQUATIONS MATHEMATIQUES .....	13
EXEMPLE DE DECOMPOSITION DE 3 TENSIONS EN COMPOSANTES SYMETRIQUES .....	14
<b>LES NOMBRES COMPLEXES</b> .....	<b>16</b>
OPERATIONS SUR LES NOMBRES COMPLEXES .....	17
LES NOMBRES COMPLEXES DANS LES CALCULS ELECTRIQUES .....	21
SIMPLIFICATION DE CALCUL .....	22
<b>ALTERNATEURS ET TRANSFORMATEURS</b> .....	<b>23</b>
ALTERNATEURS .....	23
TRANSFORMATEURS.....	25
<b>LIGNES AERIENNES ET CABLES HT</b> .....	<b>29</b>
VALEURS D'IMPEDANCES A MEMORISER.....	30
<b>CALCUL DES COURANTS DE DEFAULT</b> .....	<b>31</b>
METHODOLOGIE DE CALCUL DES COURANTS DE DEFAULT.....	32
DEFAULTS ISOLES DE LA TERRE ET AVEC POINT COMMUN A LA TERRE.....	33
COMPARAISON DES COURANTS DE DEFAULTS TRIPHASE – BIPHASE – MONOPHASE .....	35
CONCLUSION .....	36

### Avant propos

Les réseaux électriques font l'objet d'incidents de causes diverses qui risquent, s'ils ne sont pas éliminés rapidement, d'être préjudiciables aux personnes et au matériel.

Le rôle des protections sera de limiter les conséquences du défaut.

Il faut donc connaître l'ordre de grandeur des courants de défaut pour pouvoir définir l'environnement des protections :

La protection étant un maillon de la chaîne composée des capteurs (Tc, Tp), du relais de protection et du disjoncteur.

### DESCRIPTION D'UN RESEAU ELECTRIQUE

Le choix du niveau de tension d'un réseau électrique se fait en fonction de :

tensions normalisées du pays

puissance transitée (ordre de grandeur max = 2 MW/kV)

distance de transit (ordre de grandeur max = 1 kV/km)

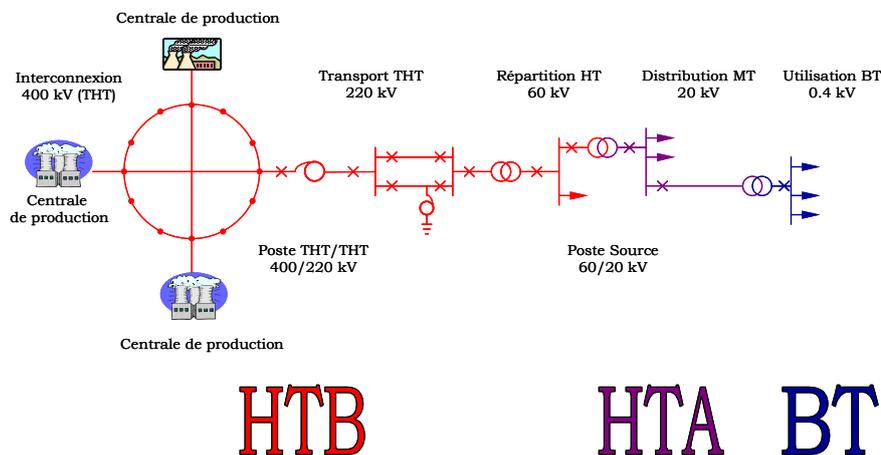
La modification du niveau de tension se fait

par autotransformateurs de fortes puissances (1 ou 3 en THT/HT)

par transformateurs (en HT/HTB puis HTB/HTA puis HTA/BT)

cas particuliers des « clients nationaux »

### Présentation



#### CENTRALES DE PRODUCTION :

Il s'agit des centrales Nucléaire, Thermique, Hydroélectrique avec groupes réversibles ou non, Turbine à gaz, Cycle combiné, Maré-motrice, Diesel, Eolienne, Solaire.

Les générateurs sont du type synchrone ( $S_n > 2$  MVA) ou asynchrone ( $S_n < 5$  MVA) ou courant continu puis ondulé ( $S_n < 1$  MVA)

Les tensions sont triphasées et vont de 5 à 25 kV.

 Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	<b>Les Cahiers Techniques de MICROENER</b> <b>GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES</b>	Cahier N°6
		Rev. <b>A</b> Page 5 sur 35

#### RESEAUX D'INTERCONNEXION A TRES HAUTE TENSION:

Les tensions triphasées sont comprises entre 220 et 800 kV, en France 400 kV (THT).

#### RESEAUX DE TRANSPORT A TRES HAUTE TENSION:

Les tensions triphasées sont comprises entre 132 et 400 kV, en France 150 & 225 kV (THT).

#### RESEAUX DE REPARTITION A HAUTE TENSION:

Les tensions triphasées de 45 à 220 kV, en France 63 & 90 kV dit « HT » (HTB).

#### RESEAUX DE DISTRIBUTION ET UTILISATION A « MOYENNE TENSION »:

Les tensions triphasées sont comprises entre 1 et 33 kV, en France 20 kV (HTA).

Nota : En France, les postes de transformation HTB/HTA s'appellent « postes source »

#### RESEAUX DE DISTRIBUTION ET UTILISATION A BASSE TENSION:

Les tensions sont comprises entre 120 V et 500 V, en France 230 V (monophasé) & 400 V (triphase).

Les réseaux BT sont à

distribution radiale (le plus fréquent)

boucle ouverte à 2 postes source (améliorant la continuité de service)

boucle fermée ou maillé à plusieurs postes source (dans les grandes agglomérations, peu de répercussions pour l'abonné en cas de défauts alimentation HTA ou poste source HTA/BT).

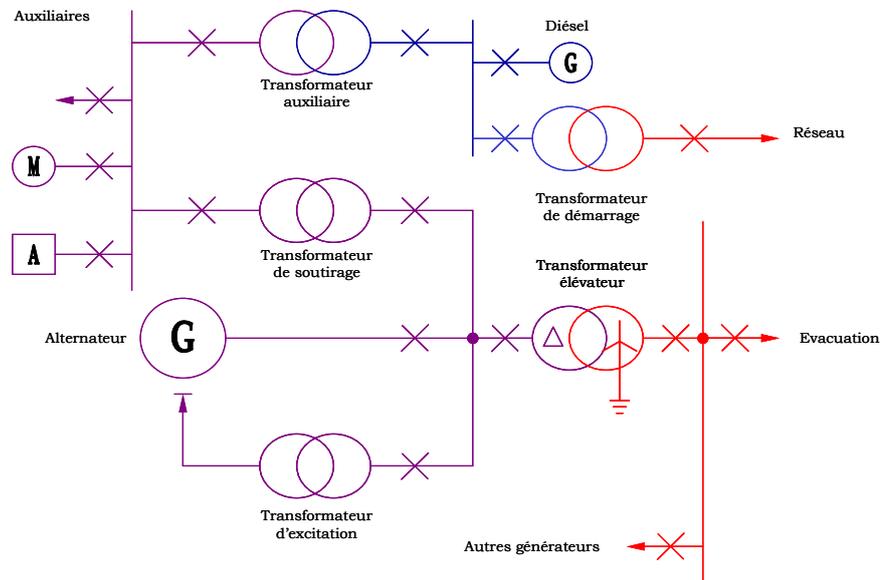
#### RESEAUX DIT « INDUSTRIELS »:

Les tensions d'alimentation dépendant de l'importance du site de 220 kV à 20 kV (en France).

Pour les plus importants, ces sites sont raccordés au réseau par un ou plusieurs transformateurs de forte puissance, comportent des liaisons internes importantes (câbles et lignes aériennes) à configuration variable, comportent des transformateurs HTA/BT, disposent de groupes de secours et alimentent généralement de nombreux moteurs soit en MT, soit en BT.

Pour une bonne exploitation, ils peuvent disposer de bancs de condensateurs pour relever le  $\cos \varphi$

Ces réseaux sont donc très stratégiques pour les industriels et compte tenu des nombreuses possibilités de problèmes qui peuvent y survenir ces réseaux doivent être tout particulièrement protégés.

**➤ Centrales de production**

Une centrale de production est composée de 1 ou plusieurs générateurs, 1 ou plusieurs transformateurs de puissance éleveurs et d'un certain nombre de fonctions auxiliaires (soutirage, excitation si génératrice synchrone, démarrage etc...).

Les centrales Nucléaire, Thermique, Turbine à gaz, Cycle combiné, utilisent des groupes synchrones à pôles lisses (vitesse de rotation rapide).

Les centrales Hydroélectrique & Maré-motrice, avec groupes réversibles ou non, de fortes puissances, utilisent généralement des groupes synchrones à pôles saillants (vitesse de rotation lente).

*Nota* : Un groupe réversible est un groupe utilisé aux heures de forte demande de puissance en générateur, et utilisé aux heures de faible demande de puissance (et puissance disponible sur le réseau importante) en moteur – pompe de manière à reconstituer la réserve d'eau.

Les centrales Hydroélectriques de faibles puissances, utilisent généralement des groupes asynchrones.

Les centrales Eoliennes (de faibles puissances,  $S_n < 1$  MVA), utilisent soit des groupes asynchrones, soit des groupes courant continu débitant sur un onduleur.

Les centrales Solaires, sont de type à courant continu. Elles débitent sur un onduleur qui transforme le signal continu en signal alternatif.

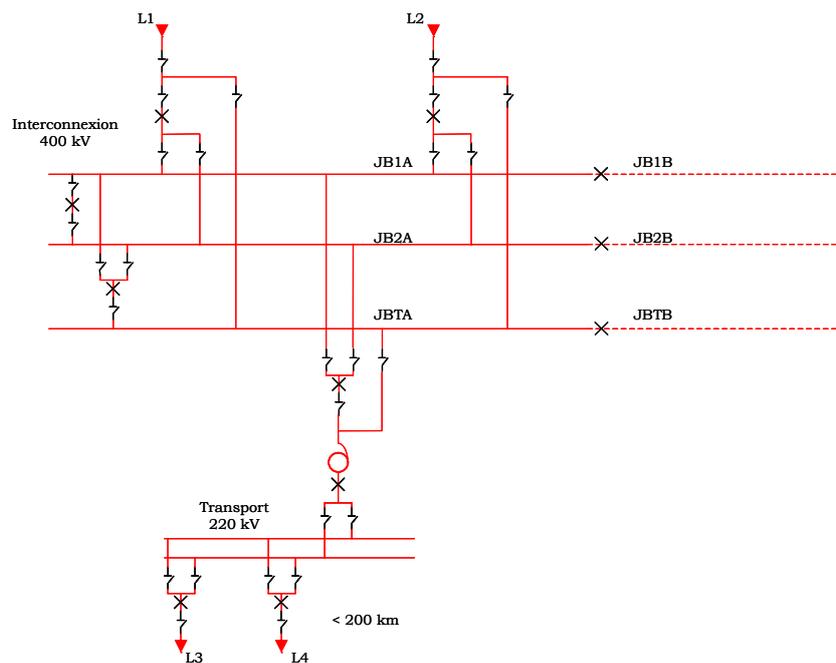
Les centrales Diesel sont d'une utilisation locale, non couplée au réseau pour des problèmes de coût d'exploitation, et servent en dépannage du réseau, utilisent soit des groupes synchrones à pôles saillants (Diesel lent de forte puissance :  $2 \text{ MVA} < S_n < 20 \text{ MVA}$ ), soit des groupes asynchrones.

En ce qui concerne les caractéristiques des alternateurs, pour le courant de court-circuit fourni, il est nécessaire de tenir compte des régimes transitoires :

Le courant de court-circuit est la somme d'un courant apériodique et d'un courant sinusoïdal amorti qui font intervenir les réactances subtransitoire ( $X''_d$ ), transitoire ( $X'_d$ ), synchrones ( $X_d$ ), les constantes de temps subtransitoire ( $T''_d$ ), transitoire ( $T'_d$ ), apériodique ( $T_a$ ) des générateurs.

Les transformateurs élévateurs de puissance, équipant les centrales de production sont à couplage triangle – étoile : triangle côté générateur, étoile avec mise à la terre du neutre côté réseau de manière à obtenir une « barrière homopolaire » entre les 2 côtés (défaut à la terre d'un côté n'affectant pas l'autre côté).

➤ **Réseaux d'interconnexion à très haute tension**



Ce réseau est destiné à interconnecter, en vue d'assurer la stabilité du réseau.

L'interconnexion se fait au travers de « Postes » qui comportent:

éventuellement les sorties de Centrales de Production (si proximité)

les lignes dites « Départs »

les transformateurs ou autotransformateurs pour l'alimentation du réseau de transport à THT (en France 400/230 kV)

différents auxiliaires du poste

 Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	<b>Les Cahiers Techniques de MICROENER</b> <b>GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES</b>	Cahier N°6 <hr/> Rev. <b>A</b> Page 8 sur 35
---	--	--

Compte tenu de l'importance stratégique des postes d'interconnexion pour la stabilité du réseau donc de la continuité du service, ce type de poste est en général très complexe. On trouve les architectures de postes suivantes :

- Trois jeux de barres avec disjoncteur de couplage et disjoncteur de transfert (France, Europe)
- Six jeux de barres avec disjoncteurs de couplage, disjoncteurs de tronçonnement et disjoncteur de transfert (France)
- Double jeux de barres à 2 disjoncteurs par départ (Amérique)
- Schéma « 1 ½ Disjoncteur » (Anglos-saxons)
- Schéma « 2 ½ Disjoncteur » (rares Anglos-saxons)
- Schéma « Ring » (Canada)

Aux pays cités ci-dessus il faut évidemment ajouter les pays sous influence soit technologique soit économique.

#### ➤ Réseaux de transport à très haute tension

Ce réseau est destiné à transporter au niveau d'une région l'énergie. Il peut être ou non interconnecté en vue d'assurer la stabilité du réseau (et même international : stabilité et échanges):

Le transport se fait au travers de « Postes » qui comportent:

- éventuellement les sorties de Centrales de Production (si proximité)
- les lignes dites « Départs »
- les transformateurs ou autotransformateurs pour l'alimentation du réseau de répartition à HT(en France 230/90 ou 60 kV)
- différents auxiliaires du poste

Compte tenu de l'importance stratégique des postes de transport pour la stabilité du réseau donc de la continuité du service, ce type de poste est en général complexe. On trouve les architectures de postes suivantes:

- Trois jeux de barres avec disjoncteur de couplage et disjoncteur de transfert (France, Europe)
- Double jeux de barres à 2 disjoncteurs par départ (Amérique)
- Schéma « 1 ½ Disjoncteur » (Anglos-saxons)
- Schéma « Ring » (Canada)

#### ➤ Réseaux de répartition à très haute tension

Ce réseau est destiné à transporter au niveau d'une région l'énergie il peut être ou non interconnecté en vue d'assurer la stabilité du réseau:

La répartition se fait au travers de « Postes » qui comportent:

Les lignes dites « Départs »

Les transformateurs pour l'alimentation du réseau de répartition à HT (en France 90/25 ou 60/20 kV dits « Poste source HTB/HTA »)

Différents auxiliaires du poste

Ces postes sont généralement plus simples:

Simple jeu de barres

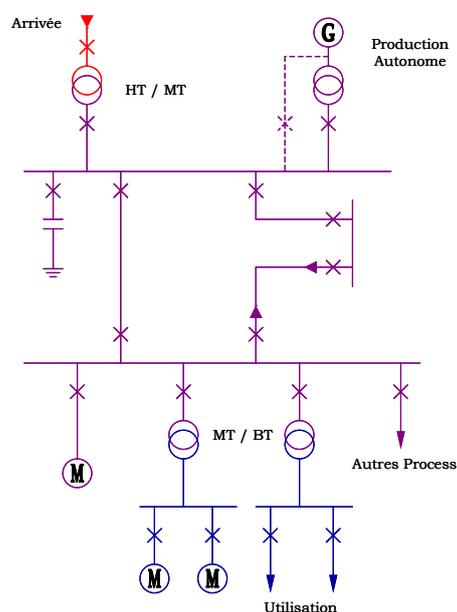
Double jeux de barres avec couplage ou transfert

### ➤ Réseaux de distribution MT et d'utilisation BT

Chaque pays a ces règles propres, qui sont très bien définies :

En France en HTA, mise à la terre du réseau par BPN avec limitation à 300 A en cas de réseau aérien ou 1000 A en cas de réseau souterrain. Désormais le réseau MT (HTA) est exploité en Neutre Compensé.

### ➤ Réseaux « Industriels »



Il s'agit de réseaux complexes répondant à des impératifs précis (ex: continuité de service pour production).

Ces réseaux étant privés, il est évident que seules les « règles de l'art » ont permis de définir le schéma du réseau compte tenu des différentes contraintes propres à une partie du site.

 Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	<b>Les Cahiers Techniques de MICROENER</b> <b>GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES</b>	Cahier N°6
		Rev. <b>A</b> Page 10 sur 35

## Transport d'énergie en courant alternatif et en courant continu

### ➤ Liaison à courant Alternatif

Actuellement l'énergie est transitée en courant alternatif (HT et THT) par des :

Lignes aériennes (HT et THT)

Câbles à isolement sec (HT et rares cas en THT)

#### Les lignes aérienne

L'augmentation de la section ne permet pas d'augmenter proportionnellement le courant transité (effet de « périphérie »), d'où nécessité de mettre plusieurs conducteurs par phases (en THT).

En pratique, il n'y a pas de limitation à la longueur des lignes aériennes, la fréquence d'oscillation propre de la ligne diminuant avec l'augmentation de la longueur, la fréquence d'oscillation de 50 Hz (qui poserait des problèmes de filtrage) n'est atteinte que pour  $l > 1000$  km.

De plus des Dispositifs complémentaires (Réactance shunt, Compensateur d'Energie Réactive, Compensation Série) permettent de mieux adapter le transit (en tension, puissance et stabilité).

A titre indicatif :

Un conducteur Almélec 366<sup>2</sup> transite de 680 A (été) à 860 A (hiver)

Un conducteur Almélec 570<sup>2</sup> transite de 890 A (été) à 1130 A (hiver)

#### Les câbles secs

Comme pour les lignes aériennes, l'augmentation de la section ne permet pas d'augmenter proportionnellement le courant transité (effet de « périphérie »), d'où nécessité de mettre plusieurs conducteurs par phases.

Les câbles ne sont actuellement utilisés, à quelques exceptions près, que pour le niveau de tension HT.

A titre indicatif :

Un conducteur Aluminium 800<sup>2</sup> transite de 640 A (été) à 800 A (hiver)

Un conducteur Aluminium 1000<sup>2</sup> transite de 700 A (été) à 850 A (hiver)

Un conducteur Aluminium 1600<sup>2</sup> transite de 880 A (été) à 1050 A (hiver)

La longueur critique d'un câble est provoquée par la forte capacité de service de celui-ci qui engendre un courant capacitif « parasite » qui circule et chauffe, inutilement, le conducteur dont la température de fonctionnement est de 70 à 75°

A titre indicatif en 60 kV, avec un câble alu de 800<sup>2</sup> transitant au maximum 640 A, la longueur critique sera

Courant capacitif fourni en service pour 1 km de câble

$$I_c = 66 / \sqrt{3} \times 0.3 \times 10^3 \times 314 = 3.6 \text{ A / km}$$

Longueur critique :  $640 / 3.6 = 180$  km

 Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	<b>Les Cahiers Techniques de MICROENER</b> <b>GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES</b>	Cahier N°6
		Rev. <b>A</b> Page 11 sur 35

Longueur que n'atteindra jamais une liaison 60 kV. Par contre en effectuant le même calcul en 400 kV

Courant capacitif fourni en service pour 1 km de câble  $I_c = 400 / \sqrt{3} \times 0.3 \times 10^3 \times 314 = 21.8 A / km$   
 Longueur critique :  $640 / 21.8 = 30 \text{ km}$

Longueur que pourra atteindre une liaison 400 kV.

Il sera alors nécessaire d'installer une station de compensation (réactance absorbant la puissance réactive) tous les 15 km.

Les câbles secs sont donc, avec la technologie actuelle limitée à la « HT », avec quelques exceptions en « THT » (entrées dans les villes ex : Paris, liaisons sous-marines ex : Espagne – Maroc), pour des raisons techniques et de coût.

Nota : Des développements sont en cours, pour remplacer l'isolant synthétique par un isolant gaz (Câble à Isolement Gaz, isolement par SF6 ou N).

Cette nouvelle technologie devrait permettre de résoudre certains problèmes techniques (puissance transitée, capacité) mais de nombreux aspects (montage, surveillance d'étanchéité, vieillissement) font que les C.I.G. ne sont utilisés actuellement que pour les faibles longueurs (ex : liaisons inter-cavernes dans les centrales hydroélectriques).

### ➤ **Liaison à courant continu**

Les problèmes liés au courant alternatif disparaissent. Les avantages des liaisons à courant continu sont :

- Capacité de transit supérieur
- Maîtrise des échanges d'énergie entre réseaux
- Indépendance des réseaux qu'elles interconnectent (différentes fréquences)
- Possibilité d'utiliser des câbles de grande longueur
- Coût de réalisation de la liaison plus réduite

De plus la technique de réalisation de telles liaisons est bien maîtrisée.

Par contre le coût de réalisation des stations de conversion en limite l'utilisation à des cas spécifiques, Exemples :

Dos à dos pour réseau non synchrone (ex : Itaipu, Brésil en 60 Hz, Paraguay en 50 Hz).

Liaison par câbles impérialives de forte puissance (ex : IFA 2000 France- Angleterre).

Interconnexion de 2 Réseaux alimentés par des liaisons très longues en alternatif (ex : Chandrapur en Inde)

### ➤ **Conclusion:**

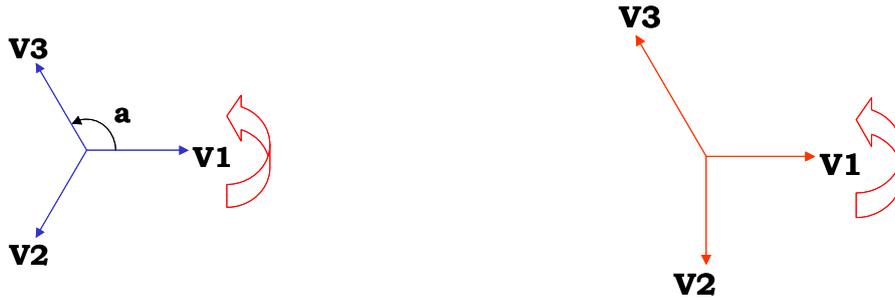
Avec les contraintes actuelles, on peut supposer que durant la prochaine décennie, la transmission de l'énergie se fera par liaison courant alternatif, les lignes aériennes seront largement utilisées, les câbles secs seront limités à une tension maximale correspondant à la « HT » (sauf cas particuliers), on peut penser que pour des raisons écologiques l'utilisation des câbles se généralisera pour  $U < 100 \text{ kV}$ .

**COMPOSANTES SYMETRIQUES**

**Présentation**

Un réseau triphasé sain dispose de 3 tensions égales (même amplitude) et déphasées entre elles de 120° (V3 en retard de 120° sur V2, V2 en retard de 120° sur V1, V1 en retard de 120° sur V3).

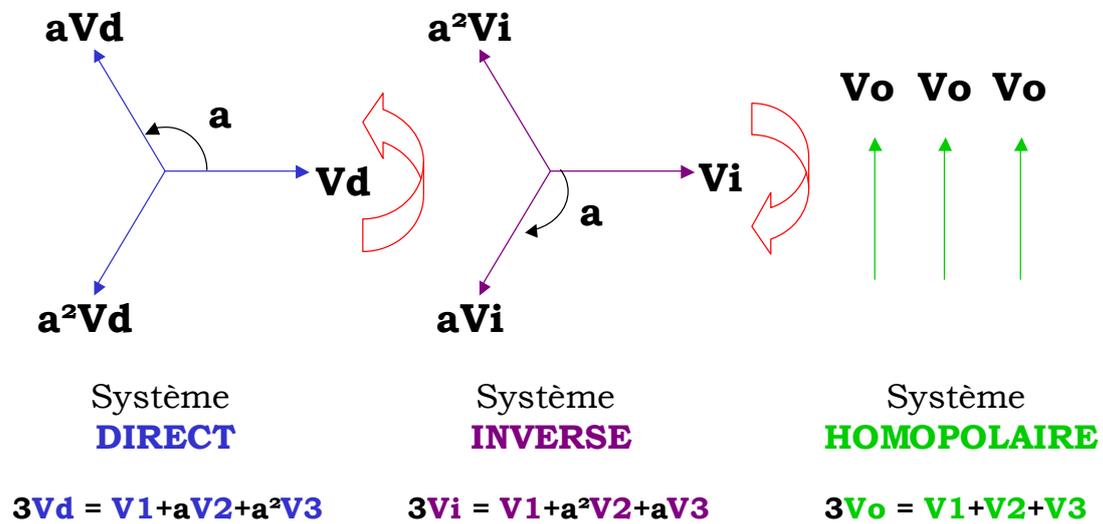
Les courants sont égaux ou non suivant la charge et déphasés entre eux de 120°.



Quand il se produit une dissymétrie dans le réseau (défaut biphasé ou monophasé) le réseau triphasé cesse d'être équilibré, les tensions et courants ne sont plus égaux et le déphasage entre eux n'est plus de 120°.

Pour étudier les différents régimes (et notamment le régime déséquilibré) on a recours à la méthode des composantes symétriques :

Tout système triphasé quelconque (courants ou tensions) peut être décomposé en 3 SYSTEMES EQUILIBRES (même amplitude des vecteurs et déphasage de 120°) :



SYSTEME DIRECT (à succession de phases directe : Vd, a<sup>2</sup>Vd, aVd)

SYSTEME INVERSE (à succession de phases inverse : Vi, aVi, a<sup>2</sup>Vi)

SYSTEME HOMOPOLAIRE (3 colinéaires Vo)

"a" est un opérateur de rotation 2π/3 dans le sens trigonométrique : 1 + a + a<sup>2</sup> = 0

Inversement à partir du système direct, inverse et homopolaire on peut reconstituer le système triphasé quelconque (courants ou tensions)

Un système triphasé équilibré ne comporte que le système direct (Réseau Sain ou Défaut Triphasé)

En pratique est considéré comme système triphasé équilibré un système comportant moins de 1 % de composante inverse et homopolaire (EDF)

UN SYSTEME TRIPHASE DESEQUILIBRE COMPORTE LE SYSTEME DIRECT ET INVERSE (Réseau Sain à charges déséquilibrées ou en Défaut Biphase isolé de la terre)

UN SYSTEME TRIPHASE EN DEFAUT A LA TERRE COMPORTE LE SYSTEME DIRECT, INVERSE ET HOMOPOLAIRE

LE COURANT DANS LE SYSTEME HOMOPOLAIRE N'APPARAIT QU'EN CAS DE DEFAUT A LA TERRE ET QUE SI CELUI-CI PEUT SE REFERMER (neutre du transformateur de puissance ou capacités du réseau)

### Equations mathématiques

Décomposition en composantes symétriques d'un système de tensions et courants : a, b, c

Tensions :

$$\underline{V}_a = \underline{V}_d + \underline{V}_i + \underline{V}_o$$

$$\underline{V}_b = a^2 \underline{V}_d + a \underline{V}_i + \underline{V}_o$$

$$\underline{V}_c = a \underline{V}_d + a^2 \underline{V}_i + \underline{V}_o$$

$$\underline{V}_1 \text{ ou } (\underline{V}_d) = (\underline{V}_a + a \underline{V}_b + a^2 \underline{V}_c) / 3$$

$$\underline{V}_2 \text{ ou } (\underline{V}_i) = (\underline{V}_a + a^2 \underline{V}_b + a \underline{V}_c) / 3$$

$$\underline{V}_o \text{ ou } (\underline{V}_o) = (\underline{V}_a + \underline{V}_b + \underline{V}_c) / 3$$

Courants :

$$\underline{I}_a = \underline{I}_d + \underline{I}_i + \underline{I}_o$$

$$\underline{I}_b = a^2 \underline{I}_d + a \underline{I}_i + \underline{I}_o$$

$$\underline{I}_c = a \underline{I}_d + a^2 \underline{I}_i + \underline{I}_o$$

$$\underline{I}_1 \text{ ou } (\underline{I}_d) = (\underline{I}_a + a \underline{I}_b + a^2 \underline{I}_c) / 3$$

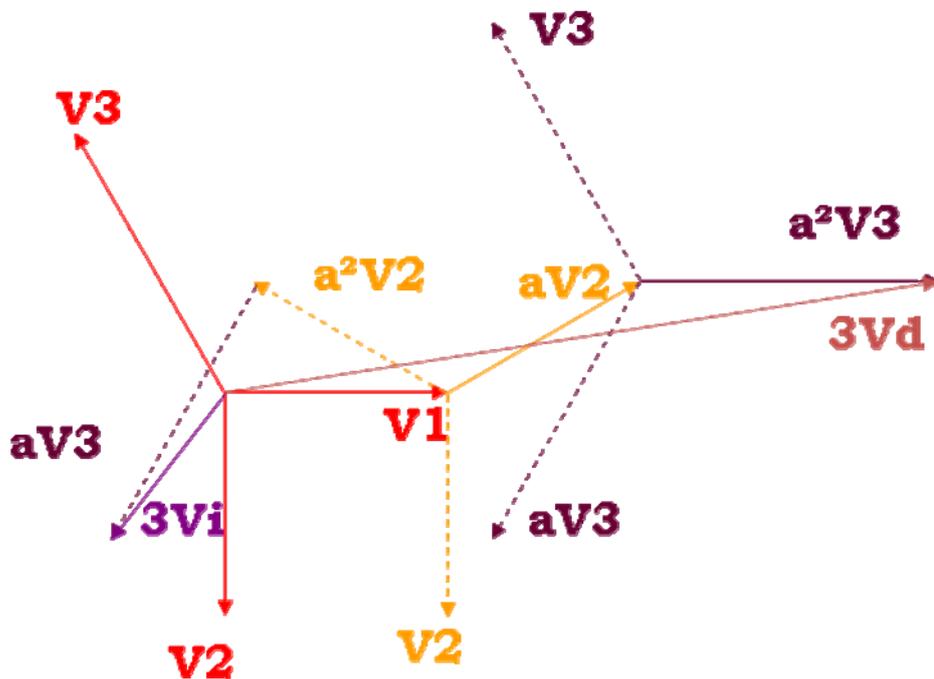
$$\underline{I}_2 \text{ ou } (\underline{I}_i) = (\underline{I}_a + a^2 \underline{I}_b + a \underline{I}_c) / 3$$

$$\underline{I}_o \text{ ou } (\underline{I}_o) = (\underline{I}_a + \underline{I}_b + \underline{I}_c) / 3$$

**Exemple de décomposition de 3 Tensions en Composantes Symétriques****➤ Méthode géométrique :**

Système direct et inverse : construction de 2 triangles équilatéraux symétriques à partir de la droite Vc-Vb, sommets i (côté Va) & d (opposé côté Va) et extrémité Va correspondent au triple des composantes directe et inverse.

Système homopolaire : somme vectorielle de Va + Vb + Vc, vecteur résultant par rapport à O correspond au triple de la composante homopolaire.



$$3V_d = V_1 + aV_2 + a^2V_3 \quad 3V_i = V_1 + a^2V_2 + aV_3$$

➤ **Méthode de base :**

Application des formules :

$$\overline{I_1} \text{ ou } (\overline{I_d}) = (\overline{I_a} + \overline{aI_b} + \overline{a^2I_c}) / 3$$

$$\overline{I_2} \text{ ou } (\overline{I_i}) = (\overline{I_a} + \overline{a^2I_b} + \overline{aI_c}) / 3$$

$$\overline{I_0} \text{ ou } (\overline{I_o}) = (\overline{I_a} + \overline{I_b} + \overline{I_c}) / 3$$

Par analogie avec la loi d'Ohm :

A un système de composante directe (tension  $V_d$  & courant  $I_d$ ) correspond une impédance directe  $Z_d$  :

$$Z_d = V_d / I_d$$

A un système de composante inverse (tension  $V_i$  & courant  $I_i$ ) correspond une impédance inverse  $Z_i$  :

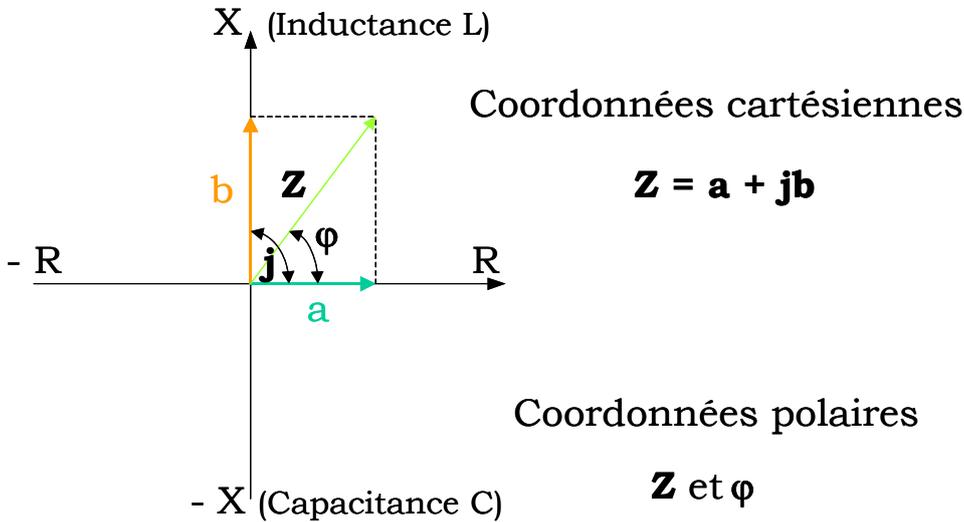
$$Z_i = V_i / I_i$$

A un système de composante homopolaire (tension  $V_o$  & courant  $I_o$ ) correspond une impédance homopolaire  $Z_o$  :

$$Z_o = V_o / I_o$$

**ATTENTION A L'INFLUENCE DES HARMONIQUES SUR LES COMPOSANTES SYMETRIQUES. TOUT SIGNAL DOIT ETRE DECOMPOSE, ET CHAQUE FREQUENCE HARMONIQUE ETUDIEE.**

Pour éviter l'addition géométrique des vecteurs par la solution graphique, on a recours pour l'étude des problèmes d'électricité et de calcul de courant de court-circuit notamment, à la notation imaginaire « j », base du calcul par les nombres complexes.

**Les nombres complexes**

TOUT VECTEUR PEUT ETRE PROJETE SUR DEUX AXES DE COORDONNEES RECTANGULAIRES OX & OY :  
LA PROJECTION SUR L'AXE OX EST UN NOMBRE ALGEBRIQUE  
LA PROJECTION SUR L'AXE OY EST UN NOMBRE ALGEBRIQUE PRECEDE DE L'OPERATEUR « j »

« j » est un opérateur vectoriel qui provoque une rotation de  $+\pi/2$  au vecteur auquel l'opération a été appliqué

$$j^2 = -1$$

$$j^3 = -j$$

$$j^4 = 1$$

Cet opérateur imaginaire « j » sera éliminé des calculs dès qu'il sera élevé à une puissance paire.

Par analogie aux mathématiques :

L'AXE OX EST L'AXE DES NOMBRES REELS et L'AXE OY EST L'AXE DES NOMBRES IMAGINAIRES

Un nombre complexe s'exprime sous la forme :  $\mathbf{Z} = \mathbf{a} + \mathbf{j}\mathbf{b}$

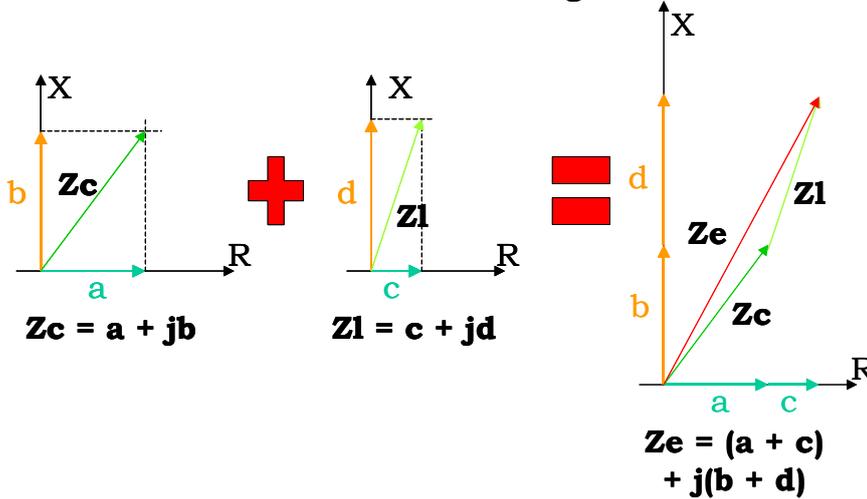
Le module de Z est égal à :  $Z = \sqrt{a^2 + b^2}$

Si  $\varphi$  est l'angle du vecteur Z avec l'axe OX. L'argument de Z ( $\varphi$ ) est égal à :  $\varphi = \text{Arctg} \frac{b}{a}$

UN NOMBRE COMPLEXE EST PARFAITEMENT DEFINI LORSQUE L'ON CONNAIT SON MODULE ET SON ARGUMENT.

➤ **Addition de deux vecteurs :  $Z_1 + Z_2$**

Liaison = Câble + Ligne



La somme des vecteurs  $Z_1 = a + j b$  et  $Z_2 = c + j d$  s'écrit

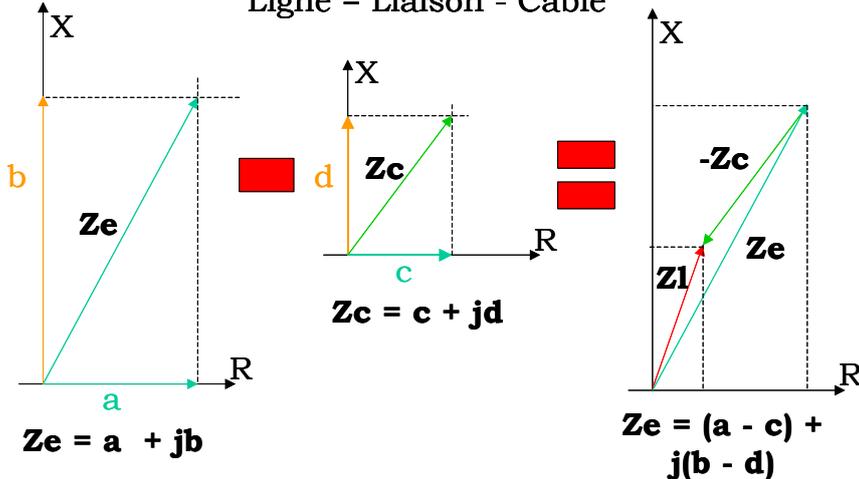
$$Z_1 + Z_2 = a + j b + c + j d = (a + c) + j (b + d)$$

$(a + c)$  est la partie réelle (projection sur l'axe OX) et  $(b + d)$  est la partie imaginaire (projection sur l'axe OY)

➤ **Soustraction de deux vecteurs :  $Z_1 - Z_2$**

Liaison = Câble + Ligne

Ligne = Liaison - Câble



La différence des vecteurs  $Z_1 = a + j b$  et  $Z_2 = c + j d$  s'écrit

$$Z_1 - Z_2 = a + j b - (c + j d) = (a - c) + j (b - d)$$

$(a - c)$  est la partie réelle (projection sur l'axe OX) et  $(b - d)$  est la partie imaginaire (projection sur l'axe OY)

**➤ Multiplication de deux vecteurs : Z1 x Z2**

Le produit des vecteurs  $Z1 = a + j b$  et  $Z2 = c + j d$  s'écrit

$$Z1 \times Z2 = (a + j b) \times (c + j d) = ac + j da + j bc + j^2 bd$$

comme  $j^2 = -1$

$$Z1 \times Z2 = (ac - bd) + j (da + bc)$$

**➤ Division de deux vecteurs : Z1 / Z2**

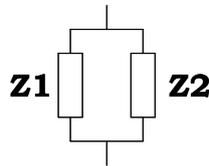
Le quotient des vecteurs  $Z1 = a + j b$  et  $Z2 = c + j d$  s'écrit

$$\frac{Z1}{Z2} = \frac{a + jb}{c + jd} = \frac{(a + jb) \times (c - jd)}{(c + jd) \times (c - jd)} = \frac{(ac - jda + jbc + bd)}{c^2 + d^2} = \frac{ac + bd}{c^2 + d^2} + j \frac{bc - da}{c^2 + d^2}$$

$c - j d$  étant la quantité conjuguée de  $c + j d$

**➤ Equivalence à deux vecteurs en parallèle : Z1 // Z2**

Sans équivalence physique mais nécessaire pour le calcul: par exemple 2 liaisons en parallèle



$$Z_e = \frac{Z1 * Z2}{Z1 + Z2}$$

ou transposition étoile triangle

Soit 2 vecteurs  $Z1 = a + j b$  et  $Z2 = c + j d$  en parallèle le nombre complexe résultant s'écrit :

$$Z = \frac{Z1 \times Z2}{Z1 + Z2}$$

$$Z = \frac{(a + jb) \times (c + jd)}{(a + jb) + (c + jd)} = \frac{ac + jda + jbc + j^2bd}{(a + c) + j(b + d)} = \frac{ac + jda + jbc - bd}{(a + c) + j(b + d)} = \frac{(ac - bd) + j(bc + da)}{(a + c) + j(b + d)}$$

$$Z = \frac{[(ac - bd) + j(bc + da)] \times [(a + c) - j(b + d)]}{[(a + c) + j(b + d)] \times [(a + c) - j(b + d)]}$$

$(a + c) - j(b + d)$  étant la quantité conjuguée de  $(a + c) + j(b + d)$

en posant :

$$ac - bd = a'$$

$$bc + da = b'$$

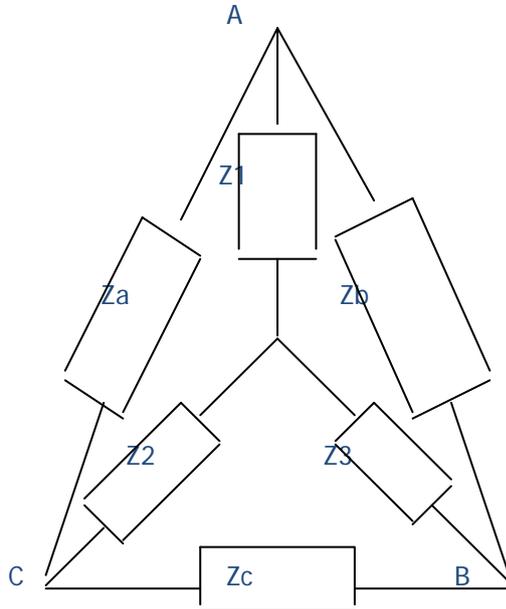
$$a + c = c'$$

$$b + d = d'$$

$$Z = \frac{(a'+jb') \times (c'-jd')}{(c'+jd') \times (c'-jd')} = \frac{a'c' - jd'a' + jb'c' + b'd'}{c'^2 - jd'c + jd'c' + d'^2} = \frac{a'c' - jd'a' + jb'c' + b'd'}{c'^2 + d'^2} = \frac{a'c' + b'd'}{c'^2 + d'^2} + j \frac{b'c' - d'a'}{c'^2 + d'^2}$$

d'où

$$Z = \frac{[(ac - bd) \times (a + c)] + [(bc + da) \times (b + d)]}{(a + c)^2 + (b + d)^2} + j \frac{[(bc + da) \times (a + c)] - [(b + d) \times (ac - bd)]}{(a + c)^2 + (b + d)^2}$$

➤ **Transposition étoile triangle**

A partir d'un triangle ABC formé des impédances :

$$Z_a = a + j b$$

$$Z_b = c + j d$$

$$Z_c = e + j g$$

On peut définir l'étoile équivalente ABC qui sera formée des 3 impédances équivalentes  $Z_1$ ,  $Z_2$ ,  $Z_3$  avec :

$$Z_1 = (Z_a \times Z_b) / (Z_a + Z_b + Z_c)$$

$$Z_2 = (Z_b \times Z_c) / (Z_a + Z_b + Z_c)$$

$$Z_3 = (Z_a \times Z_c) / (Z_a + Z_b + Z_c)$$

Des formules précédentes d'addition de vecteurs, de multiplication de vecteurs et de division de vecteurs, l'étoile équivalente et ceci quelque soit le module et l'argument des vecteurs est :

$$Z_1 = u + j v \text{ avec}$$

$$u = [(ac - bd)(a + c + e) + (b + d + g)(da + bc)] / [(a + c + e)^2 + (b + d + g)^2]$$

$$v = [(da + bc)(a + c + e) - (b + d + g)(ac - bd)] / [(a + c + e)^2 + (b + d + g)^2]$$

$$Z_2 = w + j x \text{ avec}$$

$$w = [(ce - dg)(a + c + e) + (b + d + g)(gc + de)] / [(a + c + e)^2 + (b + d + g)^2]$$

$$x = [(gc + de)(a + c + e) - (b + d + g)(ce - dg)] / [(a + c + e)^2 + (b + d + g)^2]$$

$$Z_3 = y + j z \text{ avec}$$

$$y = [(ae - gb)(a + c + e) + (b + d + g)(ga + be)] / [(a + c + e)^2 + (b + d + g)^2]$$

$$z = [(ga + be)(a + c + e) - (b + d + g)(ae - gb)] / [(a + c + e)^2 + (b + d + g)^2]$$

**Nota** : Cette transposition triangle-étoile sera, éventuellement, par la suite nécessaire pour effectuer les calculs d'impédance d'un réseau présentant cette configuration triangle (réseau type interconnecté).

Les nombres complexes dans les calculs électriques

Les 3 notions fondamentales qui interviennent dans les calculs électriques sont

Résistance  $R$

Réactance  $L\omega$

Capacitance  $1/C\omega$

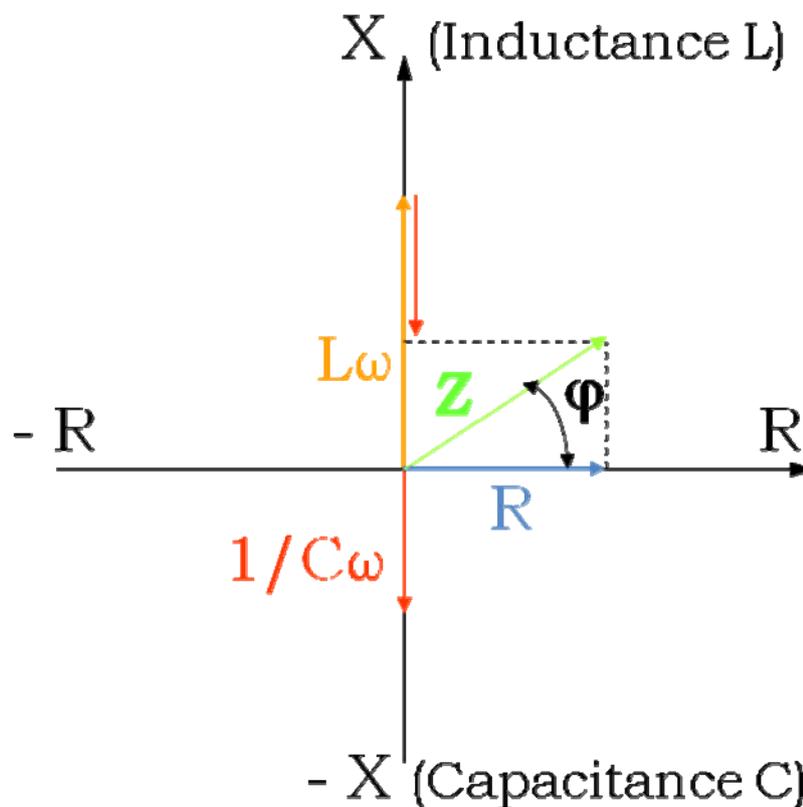
L'expression de la Résistance  $R$  reste inchangée et est égale à  $R$  en notation complexe (partie réelle sur l'axe OX)

L'expression de la Réactance  $L\omega$ , est modifiée pour tenir compte du déphasage du courant de  $\pi/2$  arrière sur la tension, est égale à  $jL\omega$  en notation complexe (partie imaginaire sur l'axe positif OY)

L'expression de la Capacitance  $1/C\omega$ , est modifiée pour tenir compte du déphasage du courant de  $\pi/2$  avant sur la tension, est égale à  $-j/C\omega$  en notation complexe (partie imaginaire sur l'axe négatif OY)

Une impédance composée des 3 éléments ci-dessus en série s'écrira donc en notation complexe :

$$Z = R + jL\omega - \frac{j}{C\omega} = R + j\left(L\omega - \frac{1}{C\omega}\right)$$



**Simplification de calcul**

Une simplification peut être retenue lorsque l'opération à réaliser est faite sur des vecteur ayant un argument (angle  $\varphi$ ) de même ordre de grandeur (Exemple de calcul de l'impédance équivalente à deux lignes en parallèle de même caractéristiques. Dans ce cas on peut utiliser le seul module et les opérations deviennent :

➤ **Addition de deux vecteurs: Z1 + Z2**

La somme des vecteurs Z1 = a + j b et Z2 = c + j d s'écrit

$$Z1 = \sqrt{a^2 + b^2} + \sqrt{c^2 + d^2}$$

➤ **Soustraction de deux vecteurs: Z1 - Z2**

La différence des vecteurs Z1 = a + j b et Z2 = c + j d s'écrit

$$Z1 = \sqrt{a^2 + b^2} - \sqrt{c^2 + d^2}$$

➤ **Multiplication de deux vecteurs: Z1 x Z2**

Le produit des vecteurs Z1 = a + j b et Z2 = c + j d s'écrit

$$Z1 = \sqrt{a^2 + b^2} \times \sqrt{c^2 + d^2}$$

➤ **Equivalence à deux vecteurs en parallèle : Z1 // Z2**

Soit 2 vecteurs Z1 = a + j b et Z2 = c + j d en parallèle l'impédance résultante s'écrit :

$$Z = \frac{Z1 \times Z2}{Z1 + Z2} = \frac{\sqrt{a^2 + b^2} \times \sqrt{c^2 + d^2}}{\sqrt{a^2 + b^2} + \sqrt{c^2 + d^2}}$$

➤ **Transposition triangle étoile de trois vecteurs : Za, Zb, Zc**

Soit 3 vecteurs Za = a + j b & Zb = c + j d et Zc = e + j g en triangle, l'impédance équivalente en étoile s'écrit :

$$Z1 = \frac{(\sqrt{a^2 + b^2}) \times (\sqrt{c^2 + d^2})}{(\sqrt{a^2 + b^2}) + (\sqrt{c^2 + d^2}) + (\sqrt{e^2 + g^2})}$$

$$Z2 = \frac{(\sqrt{c^2 + d^2}) \times (\sqrt{e^2 + g^2})}{(\sqrt{a^2 + b^2}) + (\sqrt{c^2 + d^2}) + (\sqrt{e^2 + g^2})}$$

$$Z3 = \frac{(\sqrt{a^2 + b^2}) \times (\sqrt{e^2 + g^2})}{(\sqrt{a^2 + b^2}) + (\sqrt{c^2 + d^2}) + (\sqrt{e^2 + g^2})}$$

**ALTERNATEURS ET TRANSFORMATEURS****Alternateurs**

Pour pouvoir étudier le courant de défaut fourni par l'alternateur, en fonction du temps, le courant de court-circuit est analysé d'une manière particulière : La réactance directe de l'alternateur varie avec le temps.

Le courant de court-circuit  $I_{cc}$  à l'instant  $t$  est la somme du courant apériodique (à l'instant  $t$ ) et du courant sinusoïdal amorti (à l'instant  $t$ ) dont la valeur efficace symétrique est donnée ci-après.

➤ **Valeur de crête à 10 ms du courant de court-circuit :**

$$I_c = I_n \times \sqrt{2} \times \left[ \left( \frac{1}{X''d} - \frac{1}{X'd} \right) e^{-0.01/T''d} + \left( \frac{1}{X'd} - \frac{1}{Xd} \right) e^{-0.01/T'd} + \left( \frac{1}{Xd} \right) + \frac{1}{X''d} e^{-0.01/Ta} \right]$$

➤ **Valeur du courant de court-circuit apériodique à l'instant  $t$  :**

$$I_a = \frac{I_n \times \sqrt{2}}{X''d} e^{-t/Ta}$$

➤ **Valeur efficace symétrique du courant de court-circuit à l'instant  $t$  :**

$$I_c = I_n \times \left[ \left( \frac{1}{X''d} - \frac{1}{X'd} \right) e^{-t/T''d} + \left( \frac{1}{X'd} - \frac{1}{Xd} \right) e^{-t/T'd} + \left( \frac{1}{Xd} \right) \right]$$

A ce courant de court-circuit  $I_{cc}$  (à l'instant  $t$ ) correspond une impédance  $Z_{ccd} = V_n / I_{cc}$

$V_n$  = tension simple efficace

$I_n$  = courant nominal de l'alternateur

$X''d$  = réactance subtransitoire

$X'd$  = réactance transitoire

$X_d$  = réactance synchrone

$T''d$  = constante de temps subtransitoire

$T'd$  = constante de temps transitoire

$Ta$  = constante de temps apériodique

En notation complexe l'impédance directe de l'alternateur  $Z_{ccd}$  s'écrit :  $j X_{da}$  (la partie résistance  $R_{da}$  étant négligeable devant  $X_{da}$ )

$$X_{da} = Z_{ccd} \times \frac{Un^2(kV)}{Sn(MVA)}$$

*Nota* : Compte tenu des temps de fonctionnement des protections et disjoncteurs, le temps  $t$  intéressant est compris entre 60 et 100 ms.

Compte tenu des constantes de temps de la machine, la formule de calcul peut se simplifier en ne prenant en compte que la période transitoire, on a alors :

$$X_{da} = X'd \times \frac{Un^2(kV)}{Sn(MVA)}$$

En régime de composante inverse, la réactance inverse de l'alternateur est fixe, et l'impédance inverse équivalente se calcule :

$$X_{ia} = X_i \times \frac{Un^2(kV)}{Sn(MVA)}$$

En notation complexe l'impédance inverse de l'alternateur  $Z_{ccd}$  s'écrit :  $j X_{ia}$  (la partie résistance  $R_{ia}$  étant négligeable devant  $X_{ia}$ )

En régime de composante homopolaire, la réactance homopolaire de l'alternateur est fixe mais négligée pour le réseau, le couplage triangle – étoile du transformateur de groupe isolé, sur le plan de l'homopolaire, l'alternateur du reste du réseau.

Du point de vue de l'alternateur côté MT, pour des questions de possibilité de remise en état du stator après un défaut, la mise à la terre du stator se fait au travers d'une résistance  $R_s$  limitant le courant  $I_t$  de l'ordre de 5 à 15 A  
 $R_s = V_n / I_t$

En notation complexe l'impédance homopolaire de l'alternateur (vu côté MT) s'écrit :  $R_s$  (la partie réactance homopolaire  $X_{oa}$  étant négligeable devant  $R_s$ )

Ordres de grandeur des impédances et constantes de temps des alternateurs standards

➤ (> 10 MVA à 300 MVA)

GRANDEURS	Machines à pôles saillants	Machines à pôles lisses
$X''d$ (P.U.)	0.15 – 0.35	0.1 – 0.3
$X'd$ (P.U.)	0.2 – 0.5	0.15 – 0.35
$X_d$ (P.U.)	0.8 – 1.2	1.2 – 2.5
$X_i$ (P.U.)	0.15 – 0.5	0.1 – 0.35
$T''d$ (s)	0.015 – 0.055	0.015 – 0.055
$T'd$ (s)	0.4 – 2.5	0.2 – 1.2
$T_a$ (s)	0.05 – 0.25	0.05 – 0.25

 Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	<b>Les Cahiers Techniques de MICROENER</b> <b>GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES</b>	Cahier N°6
		Rev. <b>A</b> Page 25 sur 35

➤ (1 MVA < Sn < 10 MVA)

GRANDEURS	Machines à pôles saillants	Machines à pôles lisses
X''d (P.U.)	0.15 – 0.25	0.1 – 0.2
X'd (P.U.)	0.15 – 0.45	0.15 – 0.3
Xd (P.U.)	1 – 1.5	2 – 3.5
Xi (P.U.)	0.15 – 0.5	0.1 – 0.3
T''d (s)	0.015 – 0.035	0.02 – 0.03
T'd (s)	0.3 – 0.5	0.2 – 0.3
Ta (s)	0.03 – 0.08	0.03 – 0.08

## Transformateurs

La tension de court-circuit  $U_{cc}$  sert à calculer l'impédance directe du transformateur  $Z_{dtr}$

$$Z_{dtr} = U_{cc} \times \frac{Un^2(kV)}{Sn(MVA)}$$

Pour les transformateurs HTA / BT < 2.5 MVA, la norme impose des valeurs de tension de court-circuit comprises entre 4 & 6 %

➤ **Ordres de grandeurs des tension de court-circuit  $U_{cc}$**

Transformateurs immergés suivant norme NFC 52.112.1 (juin 1994)

Sn (KVA)	50	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
Ucc (%)	4	4	4	4	4	4	6	6	6	6	6	6

Transformateurs secs suivant norme NFC 52.115 (février 1994)

Sn (KVA)	100	160	250	400	630	800	1000	1250	1600	2000	2500
Ucc (%)	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6

Transformateurs immergés suivant norme UTE C 52-100 (Sn ≤ 100 MVA)

2.5 < Sn < 3.15	3.151 < Sn < 6.3	6.301 < Sn < 12.5	12.501 < Sn < 25	25.001 < Sn < 100	Sn > 100
Ucc = 6.25%	Ucc = 7.15%	Ucc = 8.35%	Ucc = 10%	Ucc = 12.5%	de 12.5 à 20%

La réactance de fuite totale du transformateur dépend du niveau d'isolement de l'enroulement HT, plus le niveau d'isolement augmente et plus la réactance de fuite augmente, entraînant une augmentation de l'impédance de court-circuit donc de la tension de court-circuit.

La tolérance sur les valeurs de tension de court-circuit est de ± 10%

➤ **Ordres de grandeur des tensions de court-circuit en fonction de la tension primaire et de la puissance**

Sn (MVA)	Un (KV)	Un (KV)	Un (KV)	Un (KV)					
	3.3	6.6	11	20	33	66	132	275	400
1	4.5-5%	4.5-6%	4.5-6%	5-6%	5-6%	6%	-	-	-
5	-	6-7.5%	6-7.5%	6-7.5%	6-7.5%	7.5%	-	-	-
10	-	9-11%	9-11%	9-11%	9-11%	9-11%	10%	-	-
15	-	12-15%	12-15%	12-15%	12-15%	10-11%	10%	-	-
30	-	-	-	-	12.5%	10-11%	10%	-	-
45	-	-	-	-	-	10-12.5%	12.5%	-	-
60	-	-	-	-	-	10-12.5%	12.5%	-	-
90	-	-	-	-	-	-	15-22.5%	-	-
120	-	-	-	-	-	-	-	15-20%	-
210	-	-	-	-	-	-	-	17%	-
425	-	-	-	-	-	-	-	17%	-
600	-	-	-	-	-	-	-	17%	14-16%
800	-	-	-	-	-	-	-	-	14-16%

➤ **Les impédances**

L'impédance directe  $Z_{dtr}$  du transformateur peut être considérée comme une réactance pure. En notation complexe l'impédance directe du transformateur  $Z_{dtr}$  s'écrit :  $j X_{dtr}$  (la partie résistance  $R_{dtr}$  étant négligeable devant  $X_{dtr}$ )

$$X_{dtr} = U_{cc} \times \frac{Un^2(kV)}{Sn(MVA)}$$

L'impédance inverse  $Z_{itr}$  du transformateur est égale à son impédance directe  $Z_{dtr}$ . En notation complexe l'impédance inverse du transformateur  $Z_{itr}$  s'écrit :  $j X_{itr}$  (la partie résistance  $R_{itr}$  étant négligeable devant  $X_{itr}$ )

$$X_{itr} = X_{dtr} = U_{cc} \times \frac{Un^2(kV)}{Sn(MVA)}$$

 Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	<b>Les Cahiers Techniques de MICROENER</b> <b>GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES</b>	Cahier N°6
		Rev. <b>A</b> Page 27 sur 35

La réactance homopolaire  $Z_{otr}$  du transformateur dépend de son couplage, de la mise à la terre ou non du neutre, du type de circuit magnétique (à 3 colonnes ou plus), d'une manière plus générale la réactance homopolaire dépend des possibilités de rebouclage des courants de défauts à la terre.

Couplage Primaire	Couplage secondaire	Impédance homopolaire $Z_{otr}$ vue du Primaire	Impédance homopolaire $Z_{otr}$ vue du secondaire
Y	d	$Z_{otr} = \infty$	$Z_{otr} = \infty$
D	d	$Z_{otr} = \infty$	$Z_{otr} = \infty$
D	yn à la terre directe	$Z_{otr} = \infty$	$Z_{otr} = Z_{dtr} = Z_{itr}$
YN à la terre directe	d	$Z_{otr} = Z_{dtr} = Z_{itr}$	$Z_{otr} = \infty$
D	y	$Z_{otr} = \infty$	$Z_{otr} = \infty$
Y	y	$Z_{otr} = \infty$	$Z_{otr} = \infty$
Y	yn à la terre directe	$Z_{otr} = \infty$	Flux libre, $Z_{otr} = \infty$ Flux forcé, $Z_{otr} = 10 Z_{dtr}$
Y	zn à la terre directe	$Z_{otr} = \infty$	$Z_{otr} = 1/10 Z_{dtr}$ (1 à 5%)
YN à la terre directe	yn à la terre directe	$Z_{otr} = Z_{dtr} = Z_{itr}$ si le secondaire comporte un triangle ou une autre mise à la terre (donc au minimum 2)	$Z_{otr} = Z_{dtr} = Z_{itr}$ si le primaire comporte un triangle ou une autre mise à la terre (donc au minimum 2)
YN à la terre directe	yn à la terre directe	si le secondaire ne comporte pas de triangle ni d'autre mise à la terre. $Z_{otr} = \infty$ (Flux libre) $Z_{otr} = 10 Z_{dtr}$ (Flux forcé)	si le primaire ne comporte pas de triangle ni d'autre mise à la terre. $Z_{otr} = \infty$ (Flux libre) $Z_{otr} = 10 Z_{dtr}$ (Flux forcé)

Nota : Si le neutre est mis à la terre non pas directement mais par l'intermédiaire d'une impédance  $Z_n$ , du point de vue homopolaire cette impédance compte triple.

Exemple :

Transformateur D11 yn, si le neutre côté secondaire est mis à la terre par une impédance  $Z_n$ , l'impédance homopolaire  $Z_o$  vue du secondaire sera  $Z_o = Z_{dtr} + 3 Z_n$

### ➤ Transformateurs et harmoniques

Un transformateur de puissance est le siège de circulation d'harmoniques dont les principaux rangs sont 2 & 5, et lorsque le neutre du transformateur est mis à la terre de l'harmonique de rang 3.

#### Harmonique 2

Le courant d'enclenchement du transformateur comporte un pourcentage très important de H2 (>20%) que l'enclenchement ait lieu à vide ou en charge.

Le courant d'enclenchement, n'apparaissant que du côté de l'enclenchement, crée un courant différentiel. Une correction pourra être apportée par la détection de présence de H2 (voir protection différentielle transformateur).

**Harmonique 5**

Si le transformateur de puissance est soumis à une surtension extérieure, il peut se produire une saturation du transformateur.

Cette saturation du transformateur provoquera une augmentation du courant magnétisant qui comportera un pourcentage très important de H5 (cette présence H5 pourra être utilisée pour éviter de trop désensibiliser une protection différentielle).

Le taux de H5 dépendra évidemment de la valeur de la surtension et de l'induction du transformateur pour les valeurs nominales (pour des raisons économiques le transformateur est dimensionné pour fonctionner à la limite de la saturation de l'ordre de 1.8 T avec les matériaux magnétiques courants).

**Harmonique 3**

Par opposition aux harmoniques 2 & 5 qui sont provoqués directement par le transformateur, l'harmonique 3 provient du réseau (charges à caractéristiques non linéaires comme groupes de conversion, fours à arc, équipements comportant des inductances à noyau de fer saturable etc...ou pendant les régimes transitoires avec composantes apériodiques).

Chaque phase du réseau triphasé comportera un certain taux de H3, les 3 composantes de H3 seront en phase et donc leurs sommes non nulles. Même en absence de défaut à la terre il circulera dans la liaison de mise à la terre un courant H3 (et multiples de 3).

Si le seuil d'une protection de terre est faible, il sera nécessaire de tenir compte de H3 (ou de filtrer). Ceci est applicable à toute liaison de mise à la terre (BPN, Générateur etc...)

 Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	<b>Les Cahiers Techniques de MICROENER</b> <b>GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES</b>	Cahier N°6
		Rev. <b>A</b> Page 29 sur 35

## **LIGNES AERIENNES ET CABLES HT**

NEUTRES DIRECTS A LA TERRE (VALEURS EN 50 Hz)

### Lignes aériennes

Rd de 0.1 à 0.25  $\Omega$ /km (ligne HT à 1 conducteur par phase).

Rd de 0.01 à 0.07  $\Omega$ /km (ligne THT à 2, 3, 4 conducteurs par phase).

Xd de 0.35 à 0.45  $\Omega$ /km (ligne HT à 1 conducteur par phase).

Xd de 0.25 à 0.35  $\Omega$ /km (ligne THT à 2, 3, 4 conducteurs par phase).

$\theta$ d de 60 à 75° (ligne HT à 1 conducteur par phase).

$\theta$ d de 80 à 87° (ligne THT à 2, 3, 4 conducteurs par phase).

Ro de 0.1 à 1  $\Omega$ /km (avec résistivité du sol moyenne).

Xo sans fil de garde de 1 à 1.5  $\Omega$ /km (avec résistivité du sol moyenne, ligne HT à 1 conducteur par phase).

Xo sans fil de garde de 0.9 à 1.4  $\Omega$ /km (avec résistivité du sol moyenne, ligne THT à 2, 3, 4 conducteurs par phase).

Xo avec fil de garde de 0.7 à 1  $\Omega$ /km (avec résistivité du sol moyenne, ligne HT à 1 conducteur par phase).

Xo avec fil de garde de 0.6 à 0.9  $\Omega$ /km (avec résistivité du sol moyenne, ligne THT à 2, 3, 4 conducteurs par phase).

Rapport Xo/Xd sans fil de garde de 2.5 à 4 (avec résistivité du sol moyenne, ligne HT à 1 conducteur par phase).

Rapport Xo/Xd sans fil de garde de 3 à 4.5 (avec résistivité du sol moyenne, ligne THT à 2, 3, 4 conducteurs par phase).

Rapport Xo/Xd avec fil de garde de 2 à 3 (avec résistivité du sol moyenne, ligne HT à 1 conducteur par phase).

Rapport Xo/Xd avec fil de garde de 2.5 à 3  $\Omega$ /km (avec résistivité du sol moyenne, ligne THT à 2, 3, 4 conducteurs par phase).

Capacité de service (conducteurs-terre) de 0.01  $\mu$ F/km

Nota :

Les valeurs ci dessus sont données pour 50 Hz. Pour 60 Hz multiplier les valeurs de réactance par 1.2

En notation complexe l'impédance directe d'une ligne s'écrit :  $Z_d = R_d + j X_d$

En notation complexe l'impédance homopolaire d'une ligne s'écrit :  $Z_o = R_o + j X_o$

L'impédance inverse d'une ligne est égale à son impédance directe. En notation complexe l'impédance inverse d'une ligne s'écrit :

$$Z_i = Z_d = R_d + j X_d = R_i + j X_i$$

### Lignes aériennes compensées "série"

Dans le cas de lignes très longues, pour réduire « fictivement » la réactance de ligne permettant une meilleure stabilité (et modifier la constante de propagation et la fréquence propre d'oscillation de la ligne,  $f_o = 1 / (2 \pi \sqrt{LC})$ ) on dispose en série avec la ligne des capacités.

Celles-ci sont généralement placées à chaque extrémité de ligne et «compensent» chacune entre 15 & 30 % de la réactance de ligne, soit une «compensation» totale de 30 à 60 %.

Il ne faut pas confondre les compensations « SERIE » par capacités faites pour réduire l'impédance de la ligne, et les compensations « SHUNT » par réactances faites pour compenser le courant capacitif fourni par la capacité de la ligne.

**Câbles secs HT**Rd de 0.05 à 0.25  $\Omega$ /kmXd de 0.1 à 0.25  $\Omega$ /km $\theta_d$  de 30 à 80°Capacité par rapport à la terre Cs : 0.25 à 0.35  $\mu$ F/km

## Nota :

Il n'est pas possible de donner des valeurs de référence en régime homopolaire, ceux-ci étant variables d'un câble à l'autre (possibilité de trouver des angles négatifs par exemple).

**Valeurs d'impédances à mémoriser****Lignes aériennes :** $Z_d = 0.1 + j 0.4 \Omega/\text{km}$  $Z_o/Z_d = 3$ 

Puissance réactive (capacitive) fournie : 0.5 kVAR / km / kV

**Câbles secs HT** $Z_d = 0.15 + j 0.15 \Omega/\text{km}$ Cs = Co = 0.3  $\mu$ F/km

 Sce Technique : 01 48 15 09 03 Fax : 01 43 05 08 24	<b>Les Cahiers Techniques de MICROENER</b> <b>GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES</b>	Cahier N°6
		Rev. <b>A</b> Page 31 sur 35

## **CALCUL DES COURANTS DE DEFAUT**

LA CONNAISSANCE DU NIVEAU DE COURANT DE DEFAUT EST NECESSAIRE POUR DEFINIR CORRECTEMENT LES CARACTERISTIQUES DE LA CHAINE : CAPTEURS + PROTECTION + DISJONCTEUR.

Les défauts entre phases et par rapport à la terre pouvant intervenir dans un réseau électrique sont les suivants :

DEFAUTS ISOLEES DE LA TERRE :

DEFAUT TRIPHASE

DEFAUT BIPHASE

DEFAUTS AVEC POINT COMMUN A LA TERRE :

DEFAUT TRIPHASE A LA TERRE

DEFAUT BIPHASE A LA TERRE

DEFAUT MONOPHASE A LA TERRE

Nota :

Est considéré comme défaut triphasé, un défaut mettant en cause **SIMULTANEMENT** les 3 phases par opposition à tout défaut évolutif (ex : défaut biphasé évoluant par la suite en défaut triphasé), ceci est vrai pour tous les types de défauts.

Le défaut triphasé est un défaut **SYMETRIQUE** ne nécessitant pas l'utilisation des Composantes Symétriques, mais les composantes symétriques s'appliquant même au réseau équilibré, les calculs seront menés avec les grandeurs des composantes symétriques.

Le calcul du défaut triphasé isolé de la terre ou avec un point commun à la terre ne présente pas de différence, il n'y a pas de circulation de courant homopolaire dans les 2 cas mais fixation du potentiel des phases au potentiel de la terre dans le cas du défaut avec point commun à la terre.

LES IMPEDANCES INTERVENANT DANS LES CALCULS CI-APRES SONT CELLES VUES AU POINT DE DEFAUT DONC FAISANT INTERVENIR TOUTES LES IMPEDANCES AMONT.

$Z_d$  = impédance directe amont au point de défaut

$Z_i$  = impédance inverse amont au point de défaut

$Z_o$  = impédance homopolaire amont au point de défaut

Nota :

Si le défaut calculé se trouve éloigné des alternateurs (donc dans le réseau) il sera pris

**$Z_i = Z_d$**  (ce qui est rigoureusement exact pour les transformateurs et liaisons).

En posant :

$V_n$  = tension simple nominale du réseau

$U_n$  = tension composée nominale du réseau

**Méthodologie de calcul des courants de défaut**

UN COURANT DE DEFAUT  $I_d$  SE CALCULE SOUS LA FORME

$I_d = U$  (force électromotrice) / (impédance limitant le courant de défaut)

LA TENSION  $U$  SE CHOISIT ARBITRAIREMENT, MAIS LE COURANT  $I_d$  CORRESPONDRA A CE NIVEAU DE TENSION DE CALCUL ET DEVRA DONC ETRE RAMENE AU NIVEAU DE LA TENSION OU LE COURANT DE DEFAUT SOUHAITE ETRE CONNU :

$I_d$  (tension désirée) =  $I_d$  (tension de calcul) x (tension de calcul / tension désirée)

➤ **Exemple :**

Un courant de défaut de 1 kA (défaut en 20 kV) mais calculé sous 60 kV correspondra à un courant de 3 kA en 20 kV :

$I_d$  (tension désirée 20 kV) = 1 kA (tension de calcul 60 kV) x (tension de calcul 60 kV / tension désirée 20 kV) = 1 x (60/20) = 3 kA

L'IMPEDANCE LIMITANT LE COURANT DE DEFAUT EST L'IMPEDANCE TOTALE AMONT (SOMME DE TOUTES LES IMPEDANCES AMONT), ELLE DEVRA ETRE CALCULEE A UNE TENSION DE CALCUL UNIQUE.

VALEURS RELATIVES : CALCUL SOUS LE NIVEAU DE TENSION (QUEL QUE SOIT LE NIVEAU DE TENSION SOUS LEQUEL CETTE VALEUR A ETE COMMUNIQUEE)

➤ **Exemple : Transformateur**

Pour une puissance  $S_n = 5$  MVA, une tension d'utilisation de 20 kV, une impédance relative de 10 %, et une tension de calcul de 60 kV, l'impédance servant au calcul sera :

$$Z(\Omega) = Z_{rel} \times \frac{Un^2(kV)}{Sn(MVA)} = 0.1 \times \frac{60^2}{5} = 72\Omega$$

VALEURS ABSOLUES : LA VALEUR D'IMPEDANCE S'APPLIQUE AU NIVEAU D'UTILISATION ET CALCUL SOUS UN NIVEAU DE TENSION DIFFERENT.

TOUTES LES IMPEDANCES SONT RAMENEES A LA TENSION DE CALCUL EN MULTIPLIANT LES VALEURS D'IMPEDANCES DONNEES SOUS LE NIVEAU D'UTILISATION PAR (TENSION DE CALCUL / TENSION D'UTILISATION)<sup>2</sup>.

➤ **Exemple : Liaison**

Une liaison, sous 20 kV, présente une impédance de  $Z_l = 3 + j6 \Omega$  avec une tension de calcul de 60 kV, l'impédance servant au calcul sera :

$$Z = Z_l \times \left( \frac{Z_{calcul}}{Z_{utilisation}} \right)^2 = (3 + j6) \times \left( \frac{60}{20} \right)^2 = 27 + j54\Omega$$

SE RAPPELER QUE LA SOMMATION DES IMPEDANCES SE FAIT UNIQUEMENT POUR DES IMPEDANCES CALCULEES POUR UN MEME NIVEAU DE TENSION ET SOUS FORME DE NOMBRES COMPLEXES.

#### Défauts isolés de la terre et avec point commun à la terre

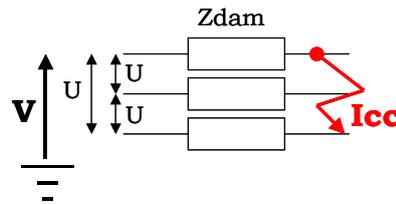
##### ➤ Défauts isolés de la terre

###### Défaut triphasé

$$\overline{V_1} = \overline{V_2} = \overline{V_3}$$

$$I_d = \frac{V_n}{Z_d} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \times Z_d}$$

$$V_i = V_o = 0$$



###### Défaut biphasé (ex : 2 & 3)

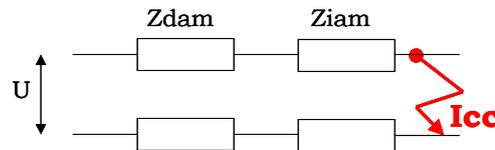
$$\overline{V_2} = \overline{V_3}$$

$$\overline{I_1} = 0$$

$$\overline{I_2} + \overline{I_3} = 0$$

$$I_2 = \frac{(a^2 - a)}{Z_i + Z_d} \times V_n$$

$$I_3 = \frac{(a - a^2)}{Z_i + Z_d} \times V_n$$



si  $Z_d$  et  $Z_i$  ont même argument

$$I_2 = I_3 = \frac{V_n \times \sqrt{3}}{Z_d + Z_i} = \frac{U_n}{Z_d + Z_i}$$

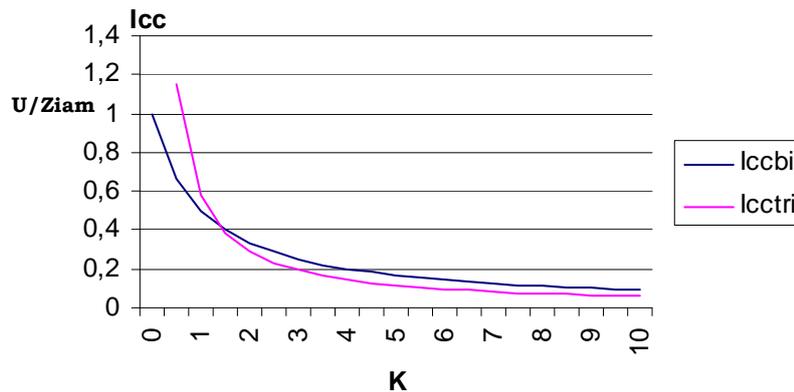
Si le défaut est suffisamment éloigné des alternateurs :  $Z_d = Z_i$

$$I_2 = I_3 = \frac{V_n \times \sqrt{3}}{2Z_d} = \frac{U_n}{2Z_d} = \frac{\sqrt{3} \times I_d}{2} = 0.866 I_d$$

Si le défaut est proche des alternateurs  $Z_d$  est différent de  $Z_i$  (la réactance inverse d'un alternateur a une valeur proche de la réactance subtransitoire, la réactance directe varie en fonction du temps). On pose  $Z_d = kZ_i$  et on a alors :

$$I_2 = I_3 = \frac{V_n \times \sqrt{3}}{kZ_i + Z_i} = \frac{U_n}{(k+1)Z_i} = \frac{k \times \sqrt{3} \times I_d}{k+1}$$

Evolution des courant de défaut  $I_{cctri}$  et  $I_{ccbi}$  lorsqu'on est proche des alternateurs



#### ➤ Défauts avec un point commun à la terre

Défaut biphasé à la terre (ex : 2 & 3 & T)

$$\overline{V_2} = \overline{V_3} \text{ et } I_1 = 0$$

$$\overline{V_d} = \overline{V_i} = \overline{V_o}$$

$$\overline{I_d} + \overline{I_i} + \overline{I_o} = 0$$

en posant :  $\overline{Z} = (Z_i \times Z_o) / Z_i + Z_o$

$$I_2 = \frac{(a^2 - 1)Z_i + (a^2 - a)Z_o}{Z^2} \times V_n$$

$$I_3 = \frac{(a - 1)Z_i + (a - a^2)Z_o}{Z^2} \times V_n$$

Si  $Z_d$ ,  $Z_i$  et  $Z_o$  ont le même argument on a en module :

$$I_2 = I_3 = \frac{\sqrt{Z_i^2 + Z_o Z_i + Z_o^2}}{Z_d Z_i + Z_i Z_o + Z_o Z_d} \times V_n \times \sqrt{3} = \frac{\sqrt{Z_i^2 + Z_o Z_i + Z_o^2}}{Z_d Z_i + Z_i Z_o + Z_o Z_d} \times U_n$$

Défaut monophasé à la terre (ex : 1 &amp; T)

$$\overline{V_1} = 0 \text{ et } \overline{I_2} = \overline{I_3}$$

$$\overline{I_d} = \overline{I_i} = \overline{I_o}$$

$$\overline{V_d} + \overline{V_i} + \overline{V_o} = 0$$

Si  $Z_d$ ,  $Z_i$  et  $Z_o$  ont le même argument on a en module : 
$$I_1 = \frac{3 \times V_n}{Z_d + Z_i + Z_o} = \frac{U_n \times \sqrt{3}}{Z_d + Z_i + Z_o}$$

EN PRATIQUE SEULS LES CALCULS DE DEFAUTS TRIPHASE ET MONOPHASE A LA TERRE SONT EFFECTUES.

**Comparaison des courants de défauts triphasé – biphasé – monophasé**

Défaut triphasé :

$$I_{cctri} = V_n / Z_d = (U_n / \sqrt{3}) / Z_d$$

Défaut biphasé isolé :

$$I_{ccbi} = U_n / (Z_d + Z_i)$$

si  $Z_d = Z_i$  (loin des sources),  $I_{ccbi} = 0.866 I_{cctri}$ 

Défaut monophasé :

$$I_{ccmono} = 3 V_n / (Z_d + Z_i + Z_o) = U_n \sqrt{3} / (2Z_d + Z_o)$$

si  $Z_d = Z_i$  (loin des sources),  $I_{ccmono} = 3 V_n / (2Z_d + Z_o) = U_n \sqrt{3} / (2Z_d + Z_o)$ 

Défaut biphasé terre (exemple 1-2-terre) :

$$I_{ccbi-terre} = I_1 = I_2 = [\sqrt{(Z_i^2 + Z_o Z_i + Z_o^2)} / (Z_d Z_i + Z_i Z_o + Z_o Z_d)] \sqrt{3} V_n$$

si  $Z_d = Z_i$  (loin des sources) :  $I_1 = I_2 = [\sqrt{Z_d^2 + Z_o Z_d + Z_o^2} / (Z_d^2 + 2Z_d Z_o)] \sqrt{3} V_n$ 

Valeur relative $Z_o - Z_d$	$Z_o = 0.5 Z_d$	$Z_o = Z_d$	$Z_o = 3Z_d$
Défaut triphasé	$I_{cctri}$	$I_{cctri}$	$I_{cctri}$
Défaut biphasé isolé (éloigné alternateur)	$0.866 I_{cctri}$	$0.866 I_{cctri}$	$0.866 I_{cctri}$
Défaut monophasé	$1.2 I_{cctri}$	$I_{cctri}$	$0.6 I_{cctri}$
Défaut biphasé terre	$1.15 I_{cctri}$	$I_{cctri}$	$0.89 I_{cctri}$

Si le défaut est éloigné des alternateurs on a :  $I_{ccbi} < I_{cctri}$  ( $I_{ccbi} = 0.866 I_{cctri}$ )

Lorsque :

$Z_0 < Z_d$        $I_{ccmono} > I_{ccbi-terre} > I_{cctri}$

$Z_0 = Z_d$        $I_{ccmono} = I_{ccbi-terre} = I_{cctri}$

$Z_0 > Z_d$        $I_{ccmono} < I_{ccbi-terre} < I_{cctri}$

Il ne faut effectuer que le calcul des 2 seuls cas extrêmes :  $I_{ccmono}$  &  $I_{cctri}$