

Les déséquilibres homopolaires

Rappel concernant les composantes symétriques.

Considérons un réseau HTA affecté d'un défaut monophasé sur la phase 1.

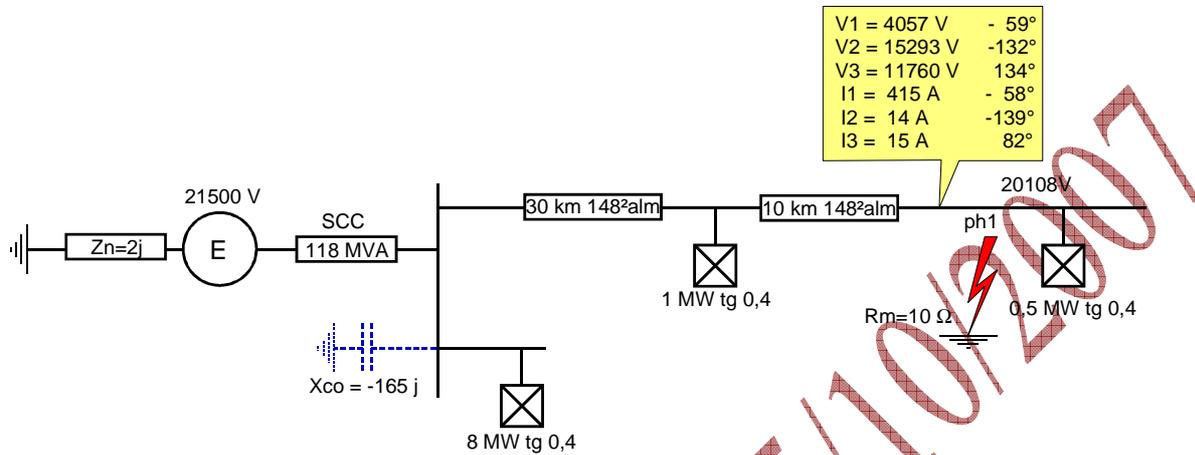


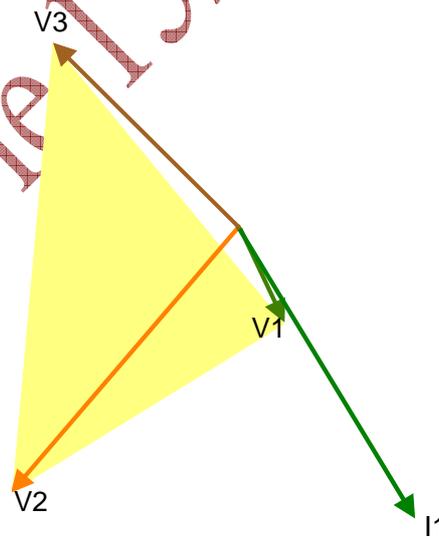
Figure 1.11

La figure ci-contre représente le système électrique à l'endroit du défaut.

Les intensités I_2 et I_3 étant négligeables devant I_1 , on ne les représente pas.

Le système électrique est fortement déséquilibré.

La résistance du défaut et la réactance de capacité homopolaire contribuent à la mise en phase de V_1 et de I_1 .



On démontre qu'un tel système est la superposition de trois systèmes équilibrés.

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_d + \bar{V}_i + \bar{V}_o$$

$$\bar{V}_2 = a^2 \cdot \bar{V}_d + a \cdot \bar{V}_i + \bar{V}_o$$

$$\bar{V}_3 = a \cdot \bar{V}_d + a^2 \cdot \bar{V}_i + \bar{V}_o$$

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_o$$

$$\bar{I}_2 = a^2 \cdot \bar{I}_d + a \cdot \bar{I}_i + \bar{I}_o$$

$$\bar{I}_3 = a \cdot \bar{I}_d + a^2 \cdot \bar{I}_i + \bar{I}_o$$

Le système direct

Le système inverse

Le système homopolaire

$$\bar{V}_d1 + \bar{V}_d2 + \bar{V}_d3 = 0$$

$$\bar{I}_d1 + \bar{I}_d2 + \bar{I}_d3 = 0$$

$$\bar{V}_i1 + \bar{V}_i2 + \bar{V}_i3 = 0$$

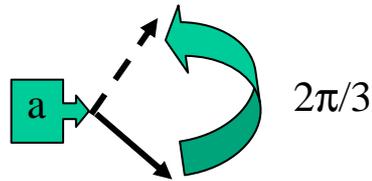
$$\bar{I}_i1 + \bar{I}_i2 + \bar{I}_i3 = 0$$

$$\bar{V}_o1 + \bar{V}_o2 + \bar{V}_o3 = 3\bar{V}_o$$

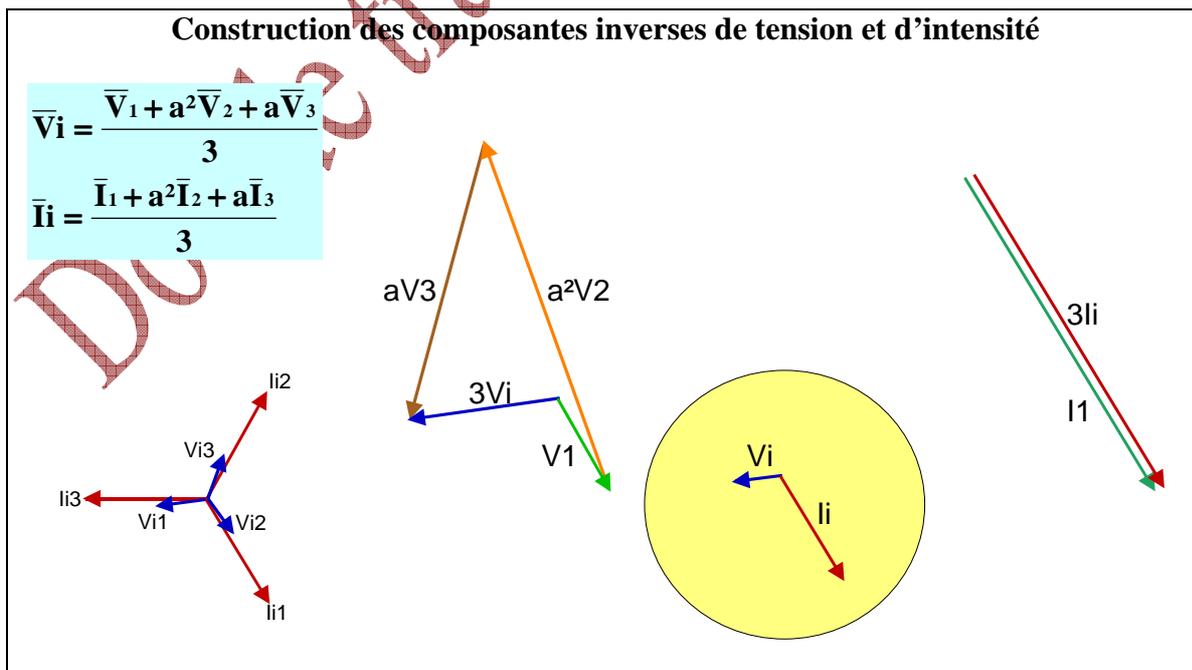
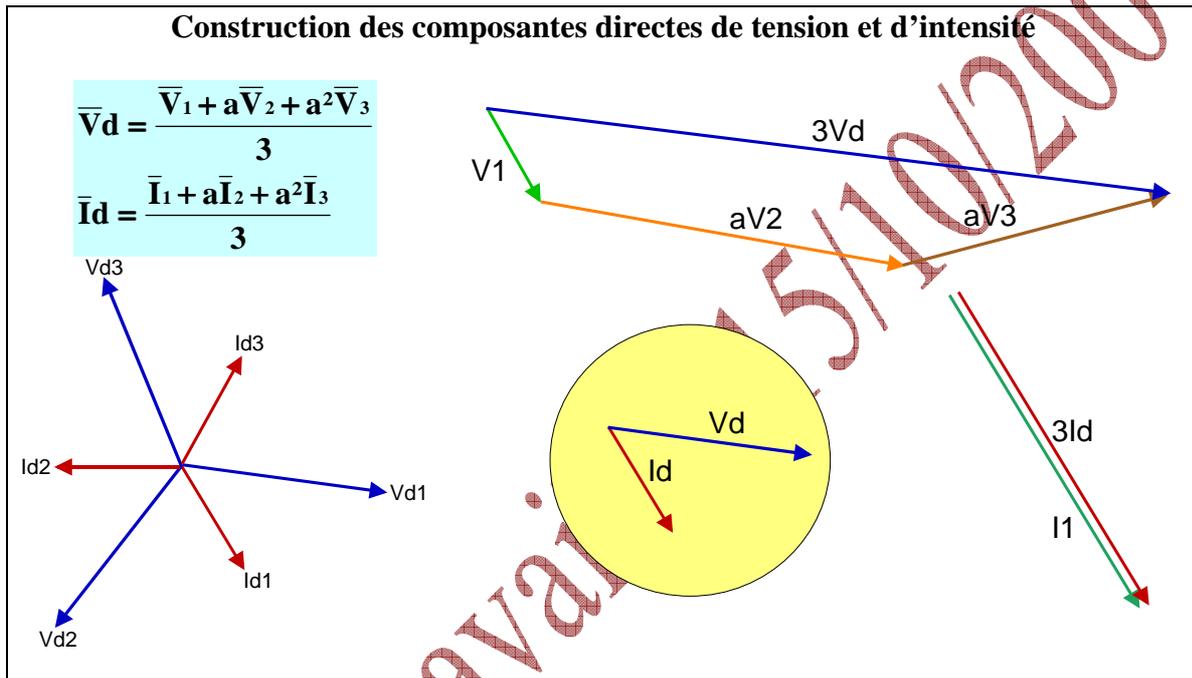
$$\bar{I}_o1 + \bar{I}_o2 + \bar{I}_o3 = 3\bar{I}_o$$

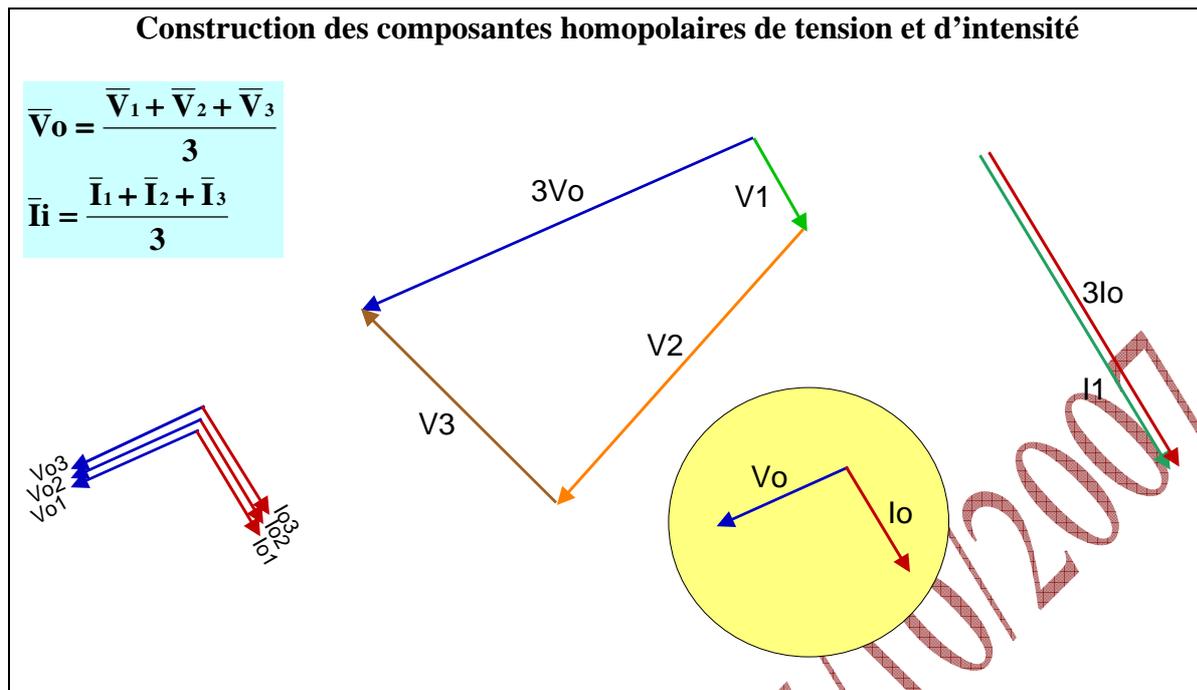
Construction des composantes symétriques

On utilise l'opérateur « a »



Multiplier un vecteur par l'opérateur « a » revient à faire pivoter ce vecteur d'un angle de $2\pi/3$ dans le sens trigonométrique.





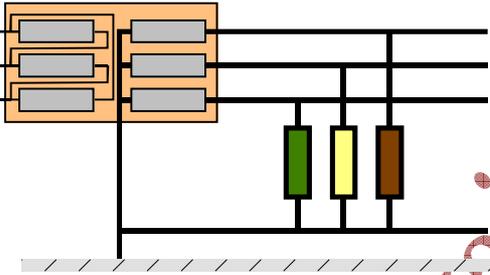
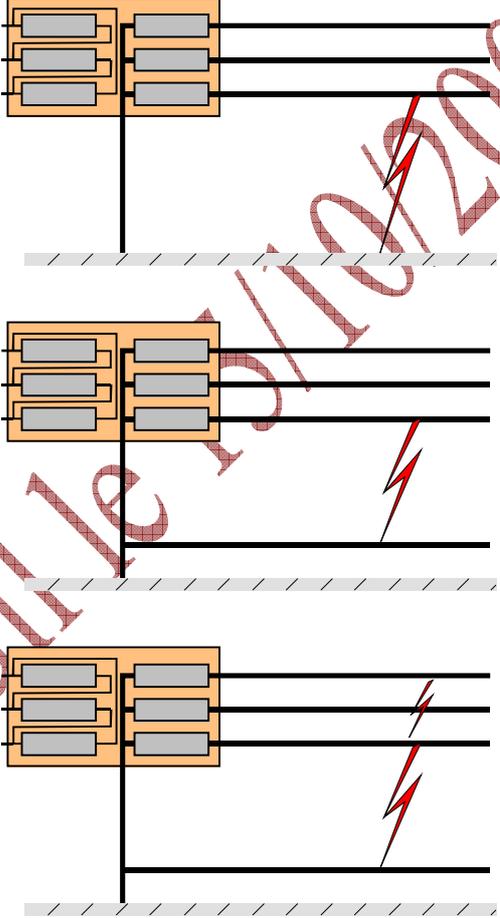
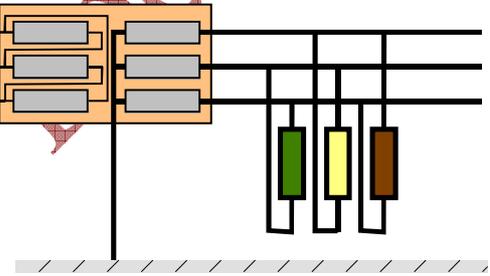
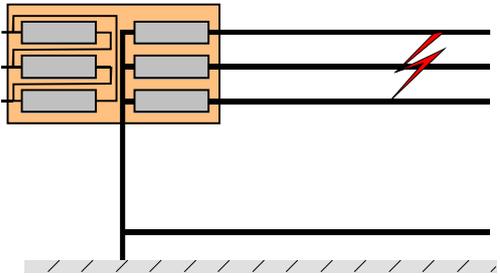
On constate que si, au point de mesure, I_2 et I_3 sont négligeables devant I_1 , $\bar{I}_d \approx \bar{I}_i \approx \bar{I}_0$

Doc de travail le 15/10/2007

Les déséquilibres

Ils sont provoqués par les courts-circuits et les charges dissymétriques. Leur existence modifie l'équilibre des grandeurs électriques en présence.

La forme des courts-circuits et le mode de raccordement des charges dissymétriques déterminent le type de déséquilibre affectant le système électrique.

Mode de raccordement des charges	Type de court-circuit	
		Déséquilibre inverse et homopolaire
		Déséquilibre inverse

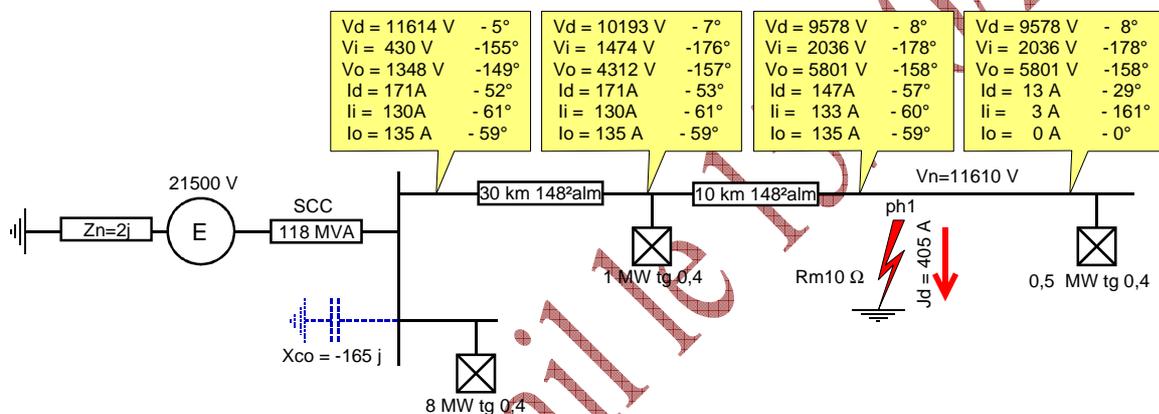
➤ **Un déséquilibre inverse** est défini par la présence d'une composante inverse de tension et (ou) d'intensité. Il affecte le système des tensions composées. Il perturbe le rendement des charges raccordées entre phases.

➤ **Un déséquilibre homopolaire** est défini par la présence d'une composante homopolaire de tension et (ou) d'intensité. Il affecte le système des tensions simples. Il modifie le rendement des charges monophasées. Un déséquilibre homopolaire est de nature à créer du déséquilibre inverse. La valeur du déséquilibre inverse induit par le déséquilibre homopolaire dépend du régime de neutre du réseau¹.

Un déséquilibre est représenté par un indicateur « τ_i » appelé taux de déséquilibre ou taux de

composante inverse représenté par la relation $\tau_i = \frac{\|\bar{V}_i\|}{\|\bar{V}_d\|}$.

Le système électrique et les composantes symétriques



Le système électrique d'un réseau, siège d'un court-circuit monophasé avec la terre, est caractérisé par:

- une tension homopolaire;
Le profil de la tension homopolaire dépend de l'impédance homopolaire de la source².
- une puissance active homopolaire négative;
Le profil de puissance active homopolaire dépend de l'impédance homopolaire de la source³.
- un taux de déséquilibre $\frac{V_i}{V_d}$ maximal au point de défaut.

Le déséquilibre des tensions augmente lorsque la puissance de court-circuit diminue

¹ L'importance du déséquilibre inverse dépend alors de la valeur du courant de défaut. Il s'ensuit qu'un fort courant de défaut à la terre est susceptible de créer un fort déséquilibre inverse. Ce sera le cas par exemple d'un défaut affectant un réseau dont le neutre est relié directement à la terre.

² On se reportera au paragraphe 3.2.2

³ On se reportera au paragraphe 3.4.1

Composantes résiduelles et composantes homopolaires

Elles n'existent que si le réseau est le siège d'un déséquilibre homopolaire.

On peut considérer qu'une composante homopolaire est l'expression mathématique d'un déséquilibre homopolaire. La composante résiduelle en est sa manifestation physique.

La composante résiduelle d'une grandeur électrique est la valeur que l'on mesure pour détecter un déséquilibre homopolaire.

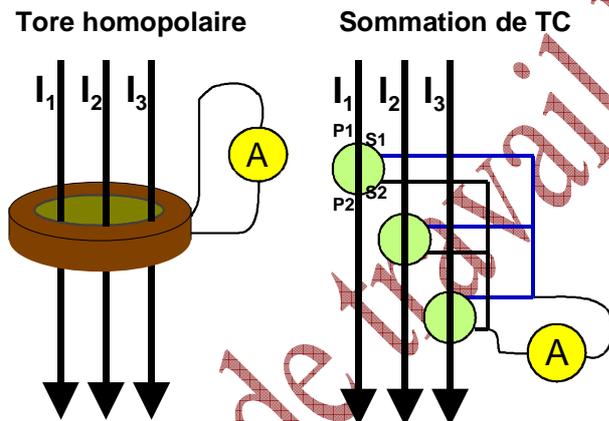
Pour déterminer le courant résiduel, on effectue la somme des courants qui transitent dans les phases en un point du réseau. Les sommes géométriques des courants dans les systèmes direct et inverse étant nulles, l'intensité résiduelle est donnée par la relation $\bar{I}_1 + \bar{I}_2 + \bar{I}_3 = 3\bar{I}_0 = \bar{I}_r$.

Pour mesurer l'intensité résiduelle, il suffit alors d'insérer un appareil:

- dans le neutre d'un réseau 4 fils,
- au secondaire d'un TC homopolaire (tore),
- dans le neutre constitué par la mise en parallèle des secondaires de trois TC.

De même, pour déterminer la tension résiduelle, on effectue la somme des tensions simples. Les sommes géométriques des tensions directes et inverses étant nulles, la tension résiduelle est alors donnée par la relation $\bar{V}_1 + \bar{V}_2 + \bar{V}_3 = \bar{V}_r$. On utilise un jeu de trois TT couplés aux primaires en étoile et aux secondaires en triangle ouvert.

Mesure de l'intensité résiduelle



$$\bar{I}_1 + \bar{I}_2 + \bar{I}_3 = 3\bar{I}_0 = \bar{I}_r$$

Dans le défaut

$$\bar{I}_d = \bar{I}_i = \bar{I}_0 = 135 \text{ A } \angle -59^\circ$$

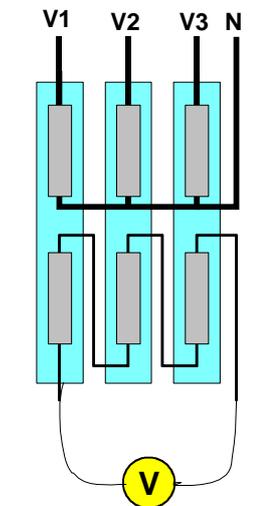
$$\bar{I}_r = \bar{I}_d = 405 \text{ A}$$

A l'endroit du défaut

$$\bar{V}_0 = 5801 \text{ V } \angle -158^\circ$$

$$\bar{V}_r = 3\bar{V}_0 = 17403 \text{ V}$$

Mesure de la tension résiduelle



$$\bar{V}_1 + \bar{V}_2 + \bar{V}_3 = \bar{V}_r$$

Le module du courant résiduel est le triple du courant homopolaire. $\|\bar{I}_r\| = 3\|\bar{I}_0\|$

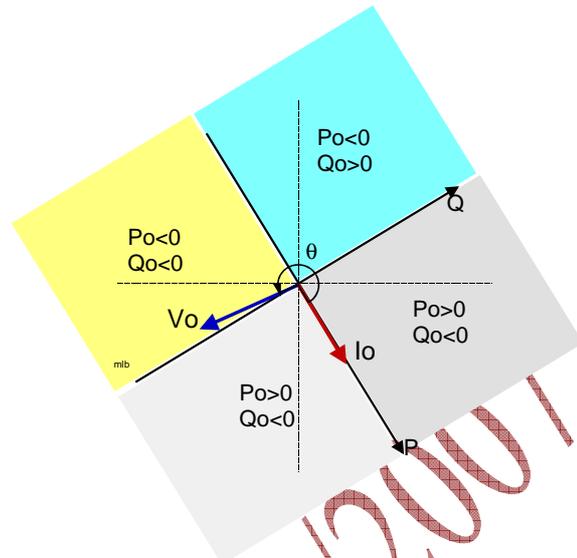
Le module de la tension résiduelle est le triple de la tension homopolaire. $\|\bar{V}_r\| = 3\|\bar{V}_0\|$

Le signe des puissances homopolaires dépend du déphasage θ entre V_o et I_o .

Quelque soit l'impédance homopolaire, la puissance active homopolaire au point P est négative.

Le signe de la puissance réactive homopolaire dépend de l'impédance homopolaire.

- Z_o résistive $\rightarrow Q_o \approx 0$
- Z_o inductive $\rightarrow Q_o < 0$
- Z_o capacitive $\rightarrow Q_o > 0$



Tensions	Courants	Impédances	Puissances actives	Puissances réactives
$\bar{V}_r = 3\bar{V}_o$	$\bar{I}_r = 3\bar{I}_o$	$\bar{Z}_r = \frac{1}{3}\bar{Z}_o$	$Pr = 3V_o.3I_o.\cos \theta$	$Qr = 3V_o.3I_o.\sin \theta$
		$\ \bar{Z}_o\ = \frac{\ \bar{V}_r\ }{\ \bar{I}_r\ }$	$Pr = 9.P_o$	$Qr = 9.Q_o$
$V_r = 17403 \text{ V}$	$I_r = 405 \text{ A}$	$Z_o = 43 \Omega$	$Pr = -1102 \text{ kW}$	$Qr = -6961 \text{ kVAR}$

Doc de travail le 15/10/2001

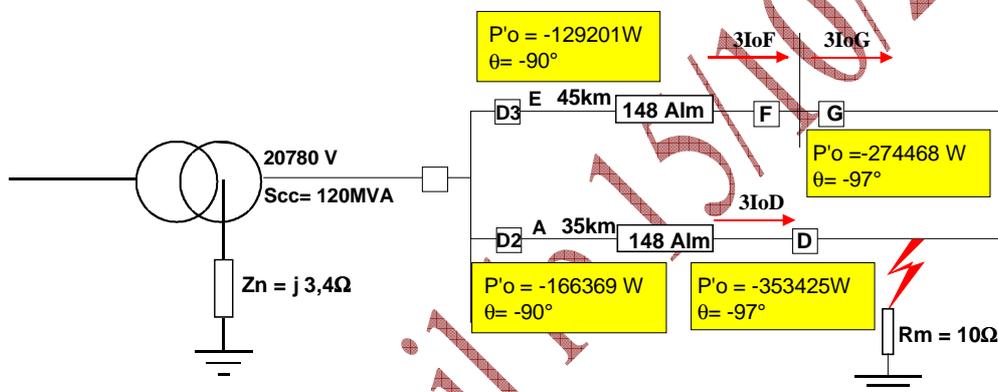
L'effet directionnel des relais de puissance homopolaire

Dans les études précédentes, nous avons constaté que la caractéristique de fonctionnement du relais de puissance homopolaire comportait une zone de déclenchement et une zone de verrouillage. On utilise cette propriété pour assurer la sélectivité longitudinale d'un plan de protection fonctionnant en réseau bouclé. Il est cependant nécessaire de normaliser le raccordement des réducteurs de mesure.

Application

Dans les conditions des études précédentes, on réalise la liaison entre le départ D2 et un départ aérien D3. On examine les puissances homopolaires $P'o$ en différent point de la liaison.

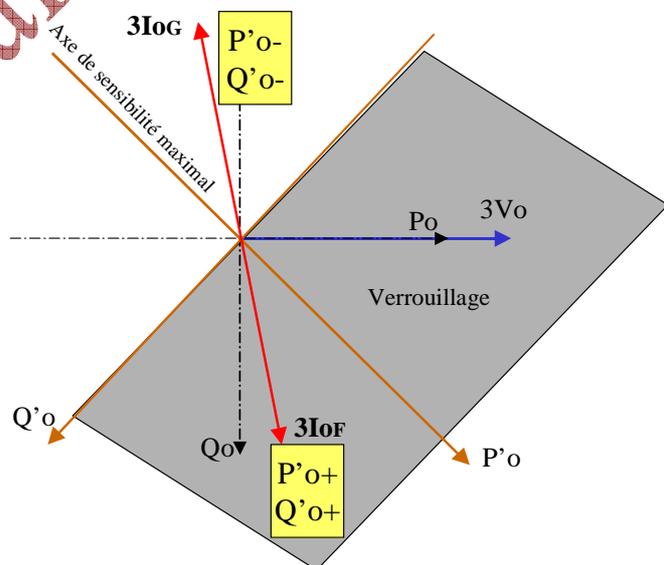
L'impédance de mise à la terre du neutre étant purement inductive. On utilise des relais ayant un angle interne ($\psi = -45^\circ$) et disposant d'une temporisation à temps inverse éventuellement combinée avec une temporisation constante.



Sous réserve de disposer d'une temporisation dépendante de la valeur de la puissance résiduelle, la protection installée en « D » qui voit le défaut « en face », agit avant la protection installée en « D2 ». La puissance homopolaire est en effet maximale au point de défaut⁴.

La protection installée en « G » voit le défaut « en face » et fonctionne avant la protection « D3 » pour les mêmes raisons.

La protection installée en « F » est verrouillée car elle voit le défaut « dans le dos ».



En conclusion

Le défaut est normalement éliminé par les protections installées en « G » et « D », Les protections installées en « D2 » et « D3 » interviennent en secours.

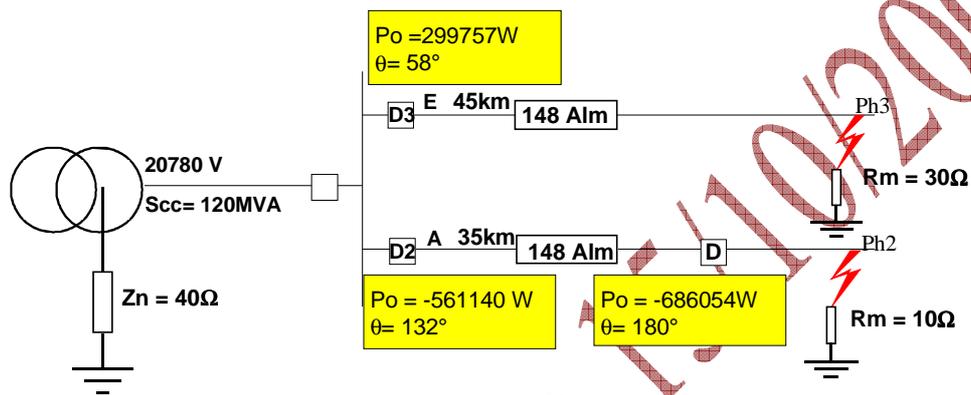
⁴ On utilise pour cela des relais disposant d'une temporisation dépendante.

Cas particulier d'un double défaut monophasé⁵

Les défauts doubles sont des défauts consécutifs initiés par un premier court-circuit avec la terre. Ils sont le résultat d'une rupture de l'isolement en mode commun d'un point du réseau soumis à une surtension temporaire.

On peut considérer que c'est à la fois un défaut polyphasé résistant et un court-circuit avec la terre.

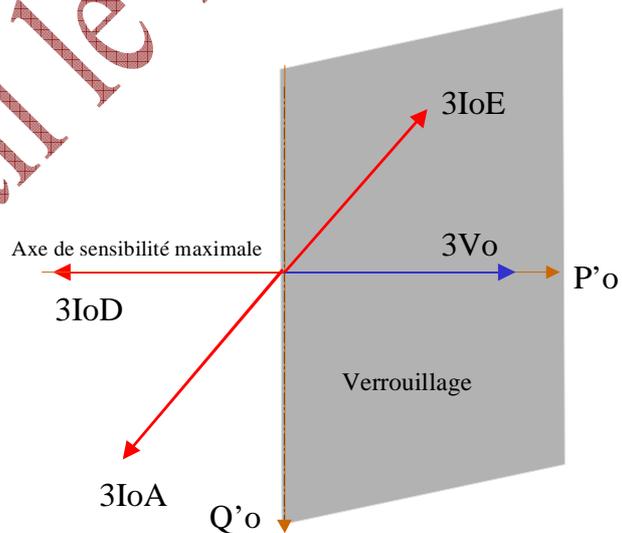
On simule un défaut double sur un réseau dont le neutre est mis à la terre par une résistance de 40Ω . La sélectivité transversale est assurée par des protections de puissance active homopolaire n'ayant pas d'angle interne. On examine le fonctionnement des relais.



La protection installée en « E » est orientée au verrouillage car $P_o > 0$.

En « A » et en « D », les relais sont orientés au déclenchement ($P_o < 0$).

Sur de tels réseaux, la sélectivité longitudinale est assurée par des relais à temps constant. Le disjoncteur en « D » déclenche dans un temps t_0 et élimine le défaut sur le réseau aval. La protection en « E » s'oriente alors au déclenchement provoquant l'élimination du 2^{ème} défaut.



En cas de défaillance de la protection en D, le disjoncteur en D2 déclenchera en secours par sa protection dans un temps $t_0 + \Delta t$ retardant d'autant l'élimination du 2^{ème} défaut.

Pour remédier à cette anomalie, les exploitants installent une protection complémentaire, à maximum d'intensité, réglée à une valeur⁶ $S_d \geq 1,2\sqrt{(\sum 3I_{co})^2 + I_n^2}$ suffisamment élevée pour ne fonctionner que sur les défauts doubles.

⁵ Ces anomalies affectent généralement les réseaux présentant un facteur de mise à la terre très supérieur à 3 dont l'isolement en mode commun est dégradé ou insuffisant.

⁶ I_n est le courant nominal dans la mise à la terre du neutre du réseau

L'exploitation d'une protection de masse

Elle repose sur deux exigences:

- Un bon réglage
- Un bon isolement de la masse

Les conditions d'un bon réglage

➤ Dans les centrales et les postes sources, le réseau général des terres et des masses présente une faible résistance. Un amorçage à l'intérieur d'un appareil se traduit généralement par un défaut à la terre de très faible résistance.

➤ Dans un environnement confiné, les courts-circuits évoluent très rapidement en défaut polyphasé.

➤ Un défaut triphasé à la terre ne génère pas de courant homopolaire significatif surtout lorsqu'il est équilibré.

➤ Au paragraphe 2.4.2 du Livre 1, nous avons vu qu'un défaut biphasé à la terre génère un courant de neutre dépendant du facteur de mise à la terre $F = \frac{Z_0}{Z_d}$

● Lorsque le facteur de mise à la terre est égal à 1, le courant de neutre pour un défaut biphasé à la terre est égal au courant de neutre pour un défaut monophasé **$J_{bi} = J_{mono}$** .

● Lorsque le facteur de mise à la terre est supérieur à 3, la relation entre le courant de neutre pour un défaut biphasé à la terre et celui apparaissant pour un défaut monophasé vaut

$$\frac{J_{bi}}{J_{mono}} < 0,7.$$

● Pour une résistance de neutre de 40Ω , le courant maximal de neutre pour un défaut biphasé à la terre vaut: **$J_{bi} \cong 0,5 \frac{V_n}{Z_n}$**

Sur un réseau 20kV dont le neutre est mis à la terre par une résistance de 40Ω , le courant nominal de neutre vaut 300 A. Le courant de neutre maximal pour un défaut biphasé à la terre est inférieur à 150A.

Pour une résistance de point neutre de 80Ω , le courant maximal de neutre pour un défaut biphasé à la terre est inférieur à 75A.

On déduit de ces remarques les règles suivantes:

❶ Le réglage de la protection est déterminé pour une résistance de défaut $R_d = 0$

❷ le réglage du relais à maximum d'intensité doit être calculée pour un défaut biphasé à la terre lorsque le facteur de mise à la terre est supérieur à 1. Lorsque le facteur de mise à la terre

est supérieur à 3, on retient une valeur de réglage tel que **$I_{régl} = 0,5 \times 0,8 \frac{V_n}{Z_n} = 0,4 \frac{V_n}{Z_n}$** où 0,8

est un coefficient de sécurité tenant compte des différentes approximations et des erreurs introduites par la chaîne de mesure.

③ Afin qu'un défaut monophasé ne puisse évoluer en défaut biphasé ou triphasé, la protection doit avoir un fonctionnement instantané.

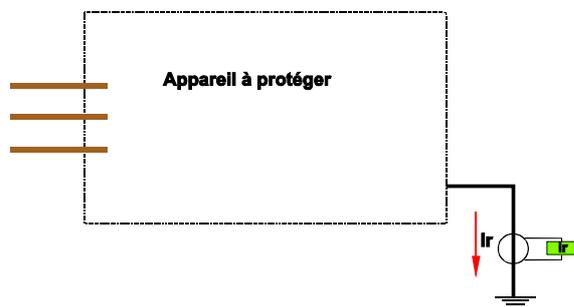
Les conditions d'un bon isolement de la masse

1.1.1.1 La réalisation

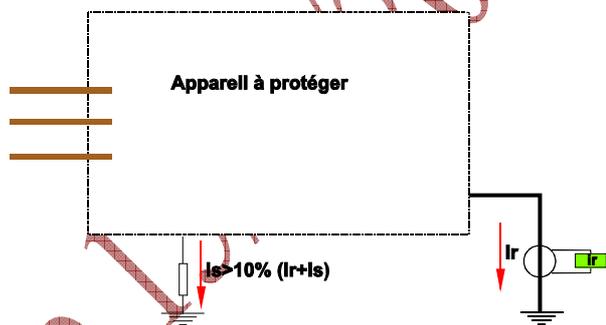
L'isolement de la masse est garanti si le cheminement du courant de défaut à la terre passe exclusivement par un drain traversant le transformateur de courant de la protection.

En pratique, on considère que cette condition existe si le courant détourné par un éventuel shuntage n'excède pas 10% du courant homopolaire total.

Masse isolée



Masse non isolée



L'isolement est assuré par un film plastique ou par des cales isolantes insérées durant l'installation entre la masse et le sol. Les méthodes de raccordements des câbles électriques doivent contribuer au respect de cet isolement. On veillera notamment à séparer le circuit de mise à la terre des câbles de la masse de l'appareil.

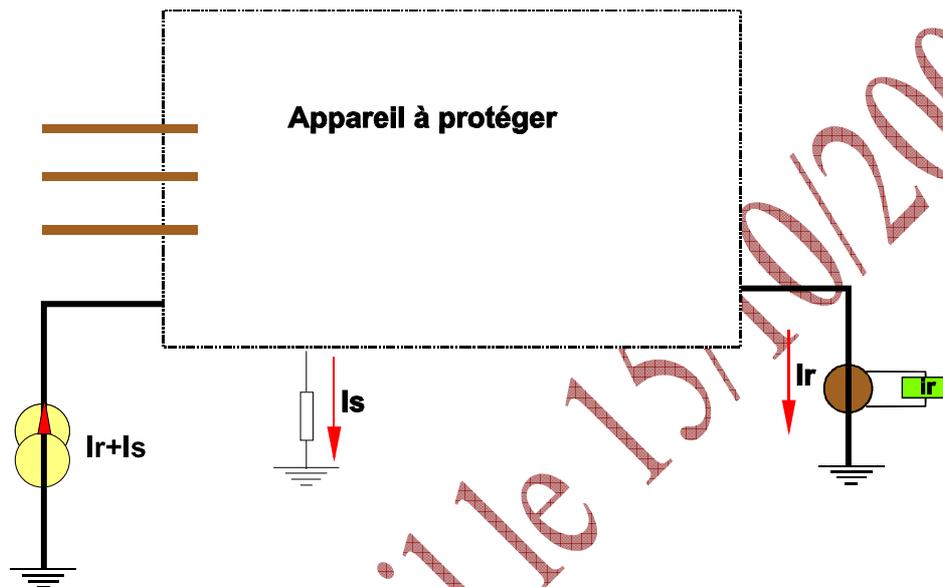
Afin de garantir l'isolement de la masse de l'appareil à protéger, l'exploitant doit, dans le cadre de sa politique de maintenance, appliquer régulièrement la procédure qui suit.

1.1.1.2 le contrôle de l'isolement de la masse d'un appareil.

La méthode

- La masse de l'appareil doit rester connecter au circuit de terre.
- L'appareil peut être maintenu en service durant les essais. La protection est néanmoins mise hors service.
- Le chargé d'exploitation est informé des essais.
- Les essais consistent à injecter un courant entre le circuit de terre et la masse de l'appareil. Le générateur de courant est constitué d'un transformateur de puissance capable de créer un courant variable dont la valeur max doit être si possible égale au courant nominal de neutre. Le point de raccordement au circuit de terre doit être aussi éloigné que possible du point de mise à la terre de la masse de l'appareil. Le point de raccordement à la masse doit être pris à l'extrémité opposée du point de mise à la terre de la masse de l'appareil.

L'essai



On injecte un courant, que l'on mesure à l'aide d'une pince ampèremétrique. A l'aide du même appareil, on mesure le courant I_r . On doit obtenir l'égalité entre les deux mesures. On vérifiera également la valeur du courant au secondaire du transformateur de mesure.

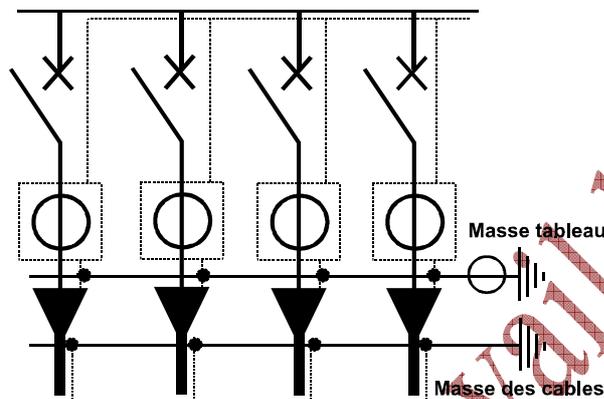
Cas d'une protection masse tableau HTA

1.1.1.3 L'environnement

Un tableau HTA regroupe les appareils composant les départs et les arrivées HTA d'un poste source. Un module est composé d'une dizaine de cellules.

La protection masse tableau peut ainsi détecter les défauts internes affectant:

- Les disjoncteurs HTA,
- les transformateurs de mesures (courant et tension),
- le jeu de barre HTA,
- les dispositifs d'embrochage des têtes des câbles HTA.
- Les câbles de liaison aux autres tableaux



La protection des câbles est assurée par la protection des départs

1.1.1.4 Réglage de la protection

Une avarie sur un jeu de barres est un événement majeur qui peut évoluer vers la destruction du tableau et parfois même du poste source.

Il est donc légitime de rechercher dans la protection masse rame une performance permettant de limiter l'ampleur des avaries.

Dans une enceinte confinée, un défaut monophasé évolue rapidement vers un défaut polyphasé caractérisé par une faible composante homopolaire de courant.

Pour qu'une protection à maximum d'intensité ait une chance de détecter le défaut et puisse mettre hors tension le jeu de barre en avarie, il faut que la sensibilité et la rapidité de fonctionnement de la protection soit grande.

Il est donc souhaitable de régler la protection à une valeur très inférieure à la valeur indiquée au paragraphe 0. et de rendre le fonctionnement instantané.

La contrepartie d'un tel réglage réside dans les risques importants de déclenchements non justifiés pour des défauts extérieurs au tableau ou pour des événements qui n'ont rien à voir avec un défaut.

Une étude menée sur 5 ans dans 370 postes sources HTB/HTA a permis de montrer que le nombre de déclenchement par masse tableau représentait 25% des 750 déclenchements des

arrivées transformateurs. Le volume de déclenchements non justifiés par la protection masse tableau était alors de 20% (des 750 déclenchements).

1.1.1.5 Les causes de déclenchement par masse tableau

Justifiés 5%	Non justifiés 20%
** Vieillessement du diélectrique liquide (1)	* Fonctionnement du relais sur manœuvre d'exploitation (défaillance de la C.E.M ⁷) (2).
** Amorçage aux prises d'embrochages d'un disjoncteur (1)	**** Mauvais isolement de la masse ⁸ (1,2)
*** Amorçage aux embrochages des câbles (2)	* Court-circuit sur le circuit de chauffage des cellules (2)
* Défaut sur un transformateur de mesure	
* Amorçage au jeu de barres	
* Défaut interne au disjoncteur	

L'analyse du tableau montre qu'il existe trois causes de déclenchements par masse tableau:

- La défaillance d'un matériel *
- Une maintenance insuffisante ***
- Un défaut de conception d'un matériel ou dans la réalisation l'installation *

On peut considérer que les dysfonctionnements de ce type de protection sont causés par une mauvaise maintenance (1) et par une mauvaise conception (2) des installations.

⁷ On se reportera en annexe au paragraphe 3.5

⁸ paragraphe 3.2.2

Il n'est pas rare en effet que cette protection fonctionne pour des défauts externes alors que celle-ci se trouve shuntée (et donc inopérante) pour des défauts internes. Ces anomalies provoquent, chez l'exploitant, des pertes de confiance et génère des comportements pas toujours rationnels lorsqu'un déclenchement par masse tableau survient. L'exploitant doit donc régler ces problèmes avant de mettre en service une protection masse tableau.

1.1.1.6 Conduite à tenir en cas de déclenchement par Masse Tableau

Le chargé de conduite réalimente le maximum de clientèle par le réseau HTA. Il veille à ne pas mettre sous tension le module en avarie par les têtes de câbles. Il prévient le Chargé d'exploitation qui intervient pour déterminer l'importance de l'avarie.

Une vraie masse tableau est généralement caractérisée par la présence de fumée et (ou) d'odeur. La remise sous tension éventuelle du module sera effectuée conformément aux règles de l'art à savoir:

- 1) L'essai est réalisé par la fermeture du disjoncteur qui a mis hors tension le module.
- 2) Les disjoncteurs en aval sont débrosés. L'embrosage du ou des disjoncteurs doit être effectué appareil hors tension. L'opérateur utilise les protections individuelles.
- 3) Les manœuvres de mise sous tension sont effectuées par télécommande sur ordre du Chargé d'exploitation.
- 4) Si un défaut SF6 est localisé sur un disjoncteur appartenant au module en défaut, la remise sous tension du jeu de barres ne doit être effectuée qu'à l'issue d'une expertise soignée de la partie fixe de la cellule.

Doc de travail le 15/10/2007