

## protection des machines et des réseaux industriels haute tension

Pierre Rocca

MERLIN GERIN  
service information  
38050 Grenoble cedex  
France  
tél. (76) 57.60.60

**CT 113**  
juin 1985

*la maîtrise  
de l'énergie électrique*



MERLIN GERIN

Les cahiers techniques constituent une collection de documents édités à l'intention des responsables de l'industrie qui recherchent une information plus approfondie, complémentaire de celle des fiches techniques et catalogues.

Certains cahiers se proposent de dépasser le stade de l'information et constituent des outils de formation pratique pour les cadres et techniciens de l'industrie comme pour les élèves ingénieurs.

Ils y trouvent des éléments pour mieux comprendre les problèmes techniques et économiques posés par les équipements électrotechniques, l'électronique industrielle, le transport et la distribution de l'énergie électrique.

La liste des cahiers techniques édités est envoyée sur demande adressée à :

MERLIN GERIN  
Service Information  
38050 GRENOBLE CEDEX

Reproduction autorisée après accord MERLIN GERIN et avec mention obligatoire :  
« cahiers techniques Merlin Gerin n°... »

# protection des machines et des réseaux industriels haute tension

Pierre Roccia

## sommaire

<b>1. Les principaux défauts pouvant se développer dans les réseaux et les machines.</b>	
causes - conséquences - moyens	
Court-circuit entre-phase	p. 2-9
Défaut phase-terre	p. 2-12
Erreur de couplage	p. 3-9
Surcharge	p. 3-15
Inversion du sens d'écoulement de l'énergie en l'absence de défaut électrique	p. 3-16
Variation de tension	p. 4-16
Présence d'une composante inverse et marche en monophasé	p. 4-17
Fréquence des démarrages trop élevée	p. 6-17
Blocage en marche d'un moteur asynchrone et démarrage trop long	p. 6-17
Désamorçage des pompes	p. 7-18
Perte d'excitation des machines synchrones	p. 7-19
Variation de fréquence	p. 7-19
<b>2. Les relais de protection</b>	p. 9
<b>3. Sélectivité</b>	p. 20
<b>4. Les protections typiques</b>	p. 22
<b>5. Conclusion</b>	p. 24
<b>6. Bibliographie</b>	p. 24

La limitation des conséquences d'un défaut dans le réseau des canalisations et dans les machines, (frais de remise en état et pertes d'exploitation) est obtenue par l'utilisation de dispositifs de surveillance appelés protections.

Le but du document est de caractériser les défauts, de donner leurs causes, leurs conséquences et les moyens de protection. Les différents relais de protection employés sont passés en revue. Les consignes de réglage, fonction des paramètres électriques du réseau et des machines, et de la sélectivité recherchée sont données.

Nous traiterons ici les problèmes de protection des machines et des réseaux industriels, à l'exclusion de ceux relatifs aux réseaux de transport et de distribution publique qui font appel à des relais spéciaux. (relais de distance, d'impédance, etc.).

# 1. les principaux défauts pouvant se développer dans les réseaux et les machines

Avant d'étudier les causes, les conséquences et les moyens de protection relatifs aux principaux défauts, il est intéressant de rappeler qu'ils sont très variés et qu'ils conduisent soit à l'arrêt de l'alimentation électrique soit à une alarme.

On peut les caractériser :

## ■ d'après leurs origines

les défauts affectant la bonne marche d'un réseau et des machines sont dus à des causes :

- d'origine électrique,
- d'origine mécanique influençant les paramètres électriques (impédances),
- ou à des erreurs d'exploitation.

## ■ d'après leurs localisations :

en considérant un élément (une ligne, une machine) du réseau, on est amené à distinguer :

- les défauts internes qui se caractérisent généralement par des détériorations,
- les défauts externes dont les conséquences sont limitées par des perturbations pouvant entraîner à plus ou moins longue échéance des détériorations dans l'élément considéré, et conduire ainsi au défaut interne permanent.

## ■ suivant leurs durées :

□ si le défaut disparaît de lui-même, il est dit :

### auto-extincteur.

□ si le défaut disparaît sous l'action des protections sans laisser de dégradation affectant les performances du réseau, le défaut est dit :

### fugitif.

La conception du réseau et les protections tendent à limiter les erreurs d'exploitation aux défauts fugitifs.

□ si le défaut entraîne des dégradations impliquant des réparations il est dit :

### permanent.

Sur réseau câblé et dans les machines, les défauts d'origine électrique sont généralement permanents. Sauf cas particuliers, ils nécessitent la mise hors tension.

Les protections sont fonction du type de défaut. La sélectivité au déclenchement est directement liée à la localisation. Le caractère permanent d'un défaut entraîne l'utilisation d'un relais à verrouillage (dit encore à accrochage).

## court-circuit entre phases

### Causes

- la dégradation des isolants :
  - dégradation de la qualité de surface (pollution)
  - dégradation thermique (température excessive)
  - décharge partielle dans les vagues (micropoches) à l'intérieur des isolants.
- la diminution accidentelle des distances d'isolement (présence d'animaux, outils laissés par mégarde sur jeu de barres, contacts entre conducteurs aériens).
- la destruction pour cause extérieure (coup de pelle, etc...).
- les surtensions.

### Conséquences

■ outre les efforts électrodynamiques, des effets thermiques se développent : incendie au niveau de l'arc de défaut, échauffement sur le trajet du courant de court-circuit.

La coupure rapide limite les effets thermiques.

■ le défaut modifie les grandeurs électriques du réseau : naissance de creux de tension, de déséquilibre, d'échanges d'énergie réactive, etc.

Les grandeurs électriques ainsi accidentellement modifiées perturbent le fonctionnement des machines du réseau (instabilité) et constituent un danger (surtensions).

■ les courants de défaut créent des phénomènes d'induction électro-magnétique dans les circuits auxiliaires.

### Moyens de protection

Emploi d'un relais à maximum de courant (max de I) à temps indépendant ou à temps dépendant. Le relais limite :

- les effets thermiques,
  - les risques d'instabilité du réseau.
- La coordination des divers relais à maximum de courant d'un réseau est réalisée de façon à ne mettre hors tension que la seule partie en défaut (sélectivité).

Ces relais ne peuvent sauvegarder la sélectivité dans les réseaux bouclés ou de structure maillée. On emploie alors des relais :

- directionnels,
- différentiels longitudinaux.

## défaut phase-terre

### Causes

Ce sont les mêmes que celles développant des courts-circuits phase-phase. Les contacts accidentels ont lieu entre phase et terre ou entre phase et masse, les masses étant reliées à la terre.

Les défauts permanents conduisent à une mise hors tension, exception faite sous certaines conditions, en régime neutre isolé (ou fortement impédant).

### Conséquences

Les courants de défaut phase-terre sont limités et ne dépassent généralement pas le 1/10 du courant de court-circuit entre phases.

Les conséquences se résument généralement à :

- élévation en potentiel des masses mettant en jeu la sécurité des personnes, la tension de contact ne devant pas excéder 50 V en permanence (consulter la norme NFC 13.200).
- cuisson des prises de terre, points chauds dans les masses, brûlures.
- échauffement des circuits magnétiques. Le courant de défaut phase-terre sera dans une machine limité à une vingtaine d'ampères, ce qui évitera des dommages au circuit magnétique.
- échauffement des écrans des câbles.
- surtensions développées dans le réseau.

### Moyens de protection

■ le régime neutre faiblement impédant (T + + , C 13-200, facteur de défaut à la terre  $\leq 1,4$ ) est le plus utilisé.

Le courant de défaut, bien que limité, permet l'utilisation de **relais à maximum de courant homopolaire**. La coordination de ces relais est réalisée de façon à ne mettre hors tension que la partie en défaut (sélectivité chronométrique). Ils ne peuvent sauvegarder la sélectivité dans les réseaux bouclés ou de structure maillée. On emploie alors :

- des relais différentiels longitudinaux de courant homopolaire,
- des relais directionnels de courant homopolaire qui présentent en outre l'avantage de pouvoir être insensibilisés aux courants capacitifs des câbles, lors de leur réglage.

L'utilisation de relais voltétrique homopolaire peut être utile pour détecter à

partir d'un point volontairement choisi dans l'ensemble du réseau, les défauts phase-terre ou phase-masse développés en un point quelconque du réseau.

■ le régime neutre isolé ou fortement impédant ( $I_{++}$ , C 12-300, facteur de défaut à la terre  $> 1,4$ ) lorsqu'il est possible permet sous condition de continuer l'exploitation au 1<sup>er</sup> défaut.

D'une façon générale, la détection du 1<sup>er</sup> défaut n'est pas sélective.

Cette détection est alors assurée soit par :

□ un relais voltométrique homopolaire monté entre bornes neutre générateur et terre et réglé en fonction de la montée en potentiel du neutre,

□ un contrôleur permanent d'isolement ayant l'avantage de mesurer l'isolement du réseau et de fonctionner même réseau hors tension.

Le défaut double est éliminé par les protections à maximum de courant.

Des relais directionnels de courant de défaut phase-terre ou phase-masse sont éventuellement utilisés, après étude technique soignée, sur des départs non prioritaires déclenchant au 1<sup>er</sup> défaut. Généralement l'emploi de relais à maxi de courant homopolaire fonctionnant grâce au courant capacitif du réseau est difficile sinon impossible.

## erreur de couplage

### Causes

Le défaut apparaît au couplage en opposition de phase, d'un générateur, à la mise en parallèle de deux réseaux de phases différents (indices horaires différents).

### Conséquences

Dans le plus mauvais des cas, elles sont identiques à celles d'un court-circuit entre phases. Les dégâts dus aux effets thermiques sont généralement limités, l'énergie du défaut étant essentiellement libérée dans la chambre de coupure du disjoncteur.

On peut observer des détériorations mécaniques pour les générateurs.

### Moyens de protection

Des mesures préalables, des consignes, des verrouillages, interdisent les erreurs de couplage. Toutefois, s'il y a erreur de couplage, les moyens de protection employés contre les courts-circuits entre phases sont efficaces.

## surcharge

### Causes

Elles sont essentiellement dues à une augmentation de la demande d'énergie. Elles ont une origine :

■ **mécanique** : augmentation du couple demandé (concasseurs).

■ **électrique** : augmentation anormale du nombre des consommateurs.

Les surcharges sont également dues à une diminution du facteur de puissance, à une diminution ou à une augmentation de la tension du réseau.

### Conséquences

Les surcharges sont synonymes de surintensités.

Les surcharges provoquent les échauffements exagérés des câbles, des transformateurs, des moteurs. Elles diminuent la durée de vie des isolants.

### Moyens de protection

Contrôle de l'intensité par un relais à image thermique, ou par un relais à maximum de courant à temps constant afin de limiter dans le temps des surcharges constantes et connues.

Il s'agit par exemple d'une surcharge dont la durée et la fréquence de répétition sont bien déterminées (serrage des vis de laminé).

## inversion du sens d'écoulement de l'énergie en l'absence de défaut électrique

### Causes

Le transfert d'énergie des sources aux consommateurs dans le respect des puissances nominales et des intensités admissibles, caractérise le bon fonctionnement du réseau.

Ce transfert normal d'énergie est mis en cause lors, par exemple :

■ d'une baisse de tension du réseau distributeur, laquelle entraîne la fourniture d'énergie à ce réseau par un abonné possédant une centrale de production autonome.

■ d'un cycle rapide de réenclenchement : l'énergie cinétique emmagasinée par de puissants moteurs provoque l'alimentation en retour de récepteurs.

La mise en évidence de ce retour d'énergie permet le découplage rapide de ces puissants moteurs. La remise sous tension de ces derniers sera ensuite conduite dans des conditions optimales (absence de couplage en opposition de flux rémanent).

Les abonnés 1 et 2 sont alimentés par

l'abonné 3, par exemple lors d'un déclenchement, réenclenchement rapide au niveau du poste source (fig. 1). On peut constater des difficultés de reprise (remontée en vitesse) des moteurs, au retour de la tension d'alimentation.

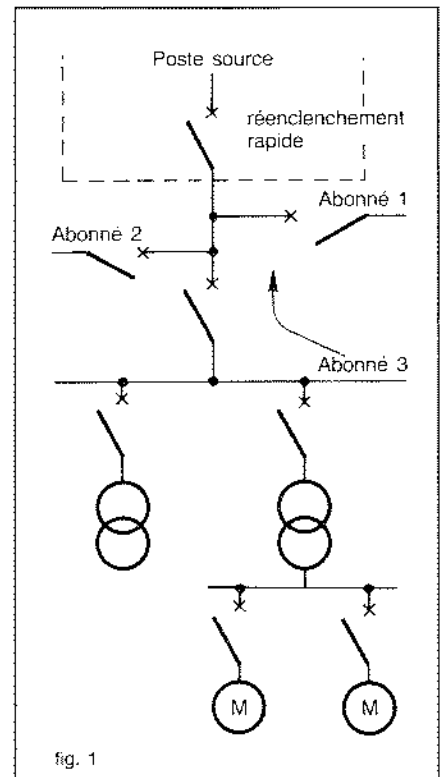


fig. 1

■ d'un fonctionnement en moteur d'un alternateur

Défaillance de la machine d'entraînement

### Conséquences

Elles sont nombreuses. On peut noter :

■ surcharge d'une source autonome.

■ déséquilibre du bilan énergétique du réseau.

■ défaut de sélectivité en technique sélective chronométrique si un défaut électrique succède à une inversion du sens de l'énergie.

■ entraînement par l'alternateur d'une turbine ou d'un diesel défaillants.

### Moyens de protection

On emploie un relais à retour de courant actif ou un relais de puissance active directionnel. Dans la mesure où le réseau est équilibré en intensité et en tension, le relais peut être monophasé. Le relais ampèremétrique contrôle la valeur algébrique de :

$$I_{act} = I \cos \varphi$$

ce qui donne à tension constante :

$$P_w = U_n \sqrt{3} I \cos \varphi$$

## variation de tension

### Causes

#### ■ des baisses de tension

Les baisses de tension sont dues à une surcharge du réseau, au mauvais fonctionnement d'un régleur en charge de transformateur ou d'un régulateur.

#### ■ des surtensions

Les surtensions peuvent avoir pour cause un mauvais fonctionnement d'un régleur en charge, d'un régulateur, à la diminution brutale de la puissance appelée.

### Conséquences

■ les baisses de tension diminuent le couple des moteurs. En effet :

$C_m = kU^2$  pour une vitesse de rotation donnée  $\Omega$

$C_m$  : couple moteur

$U$  : tension réseau

La diminution du couple d'un moteur asynchrone entraîne :

□ l'augmentation du temps de démarrage :

$$C_m - C_r = I \frac{d\Omega}{dt}$$

( $MR^2$ ) moment d'inertie du groupe,  $C_r$  : Couple résistant

Si  $C_m - C_r = 0$ , le moteur n'accélère plus, il « rampe » et les pertes sont importantes.

□ une diminution de vitesse en marche normale, ce qui généralement augmente l'intensité absorbée, les pertes Joule statoriques et surtout les pertes rotoriques.

■ les hausses de tension provoquent un échauffement des circuits magnétiques par augmentation des pertes fer. Cet échauffement est indépendant de l'état de charge de la machine et n'est donc pas contrôlé par le relais de surcharge.

### Moyens de protection

Un relais de protection contre les baisses de tension sera utilisé pour :

- contrôler le fonctionnement des régulateurs de tension
  - délester le réseau des consommateurs non prioritaires
  - couper l'alimentation des moteurs si la tension d'alimentation est trop basse
- Un relais à maximum de tension sera employé pour le contrôle des régulateurs et des régleurs en charge.

## présence d'une composante inverse et marche en monophasé

### Causes

Une composante inverse de tension se développe sur l'ensemble d'un réseau lorsqu'un conducteur de phase d'une ligne de ce réseau est coupé ou, par suite de la présence d'un gros consommateur monophasé, monte entre phases. Une composante inverse d'intensité se développe dans les enroulements des machines du réseau, c'est l'influence du défaut externe sur ces machines.

Si la coupure de phase se trouve sur la canalisation de la machine, cette dernière est soumise au déséquilibre complet.

Une coupure dans l'enroulement d'une machine, un court-circuit entre spires d'un même enroulement, conduisent également au déséquilibre inverse d'intensité.

### Conséquences

Les éléments du réseau présentant une impédance directe  $Z_i$ , différente de l'impédance directe  $Z_d$ , sont sensibles à la composante inverse de tension. Ce sont les machines tournantes qui réagissent différemment suivant que leur sens de rotation accompagne le champ tournant inducteur, ou est de sens contraire. On note pour ces machines, un échauffement dangereux de la cage rotorique de la cage d'amortissement (machine synchrone) d'où baisse des couples, des rendements : impossibilité de démarrer avec une phase perdue, ralentissement des moteurs asynchrones.

Le phénomène n'est pas obligatoirement vu par de simples relais thermiques.

### Moyens de protection

Celui-ci est :

- préventif : éviter que la coupure de phase externe se traduise à terme en défaut interne ;

■ curatif : détection d'une anomalie dans le bobinage d'une machine autre qu'un court-circuit phase-phase ou qu'un défaut d'isolement.

On emploie un relais de déséquilibre inverse à maximum de composante inverse.

Tout système de tension et d'intensité, triphasé se traduit sous la forme d'une somme phase à phase, de deux systèmes équilibrés.

Triphasé direct (succession 1.2.3)

Triphasé inverse (succession 1.3.2)

et d'un système homopolaire, (fig. 2) d'où un système liant les intensités à leurs composantes symétriques. Le même raisonnement existe, appliqué aux tensions.

Vectoriellement ou en nombres complexes :

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_{1d} + \bar{I}_{1i} + \bar{I}_{1h}$$

$$\bar{I}_2 = \bar{I}_{2d} + \bar{I}_{2i} + \bar{I}_{2h}$$

$$\bar{I}_3 = \bar{I}_{3d} + \bar{I}_{3i} + \bar{I}_{3h}$$

En prenant la phase 1 comme référence

$$\bar{I}_{1d} = \bar{I}_d$$

$$\bar{I}_{1i} = \bar{I}_i$$

$$\bar{I}_{1h} = \bar{I}_h$$

A l'aide de l'opérateur

$$\alpha = e^{j\frac{2\pi}{3}} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$$

on exprime  $I_1, I_2, I_3$  en fonction de

$$\bar{I}_d, \bar{I}_i, \bar{I}_h$$

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

$$\bar{I}_2 = \alpha^2 \bar{I}_d + \alpha \bar{I}_i + \bar{I}_h$$

$$\bar{I}_3 = \alpha \bar{I}_d + \alpha^2 \bar{I}_i + \bar{I}_h$$

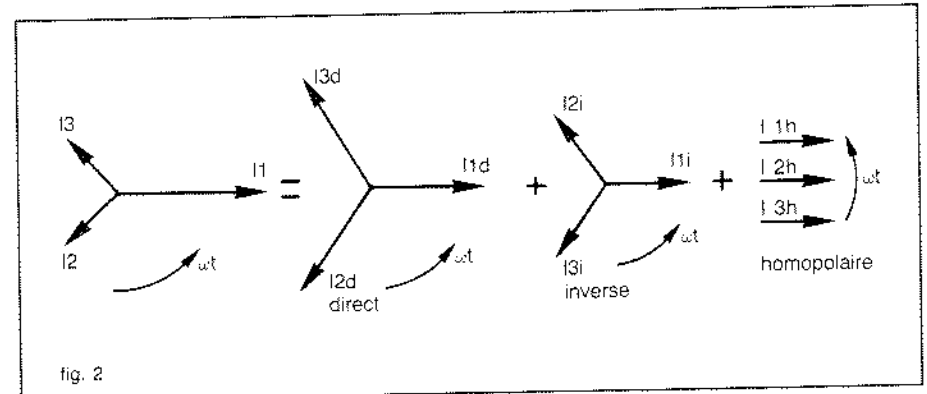
Les composantes de tension et de courant sont liées par :

$$\text{l'impédance directe : } \bar{Z}_d = \frac{\bar{V}_d}{\bar{I}_d}$$

$$\text{l'impédance inverse : } \bar{Z}_i = \frac{\bar{V}_i}{\bar{I}_i}$$

$$\text{l'impédance homopolaire : } \bar{Z}_h = \frac{\bar{V}_h}{\bar{I}_h}$$

Dans tout ce qui suit,  $\bar{V}_h = \bar{I}_h = 0$ , ce qui est vérifié en absence de défaut phase terre en triphasé 3 fils.



Pour une ligne :

$$\overline{Zd} = \overline{Zi}$$

Pour un transformateur :

$$\overline{Zd} = \overline{Zi} = \frac{Vd}{Id} = \frac{Vi}{Ii}$$

Pour un moteur en rotation :

$$\overline{Zd} \neq \overline{Zi} \quad \overline{Zi} < \overline{Zd}$$

Traçons le diagramme simplifié I(g) d'un moteur, tracé à tension constante (fig. 3). Le moteur étant en marche, on établit dans ce qui suit, la valeur :

■ du rapport :

$\overline{Zd}$  impédance directe

$\overline{Zi}$  impédance inverse

■ de la relation entre le glissement direct  $g_d$  et le glissement inverse  $g_i$ . On démontre ensuite que l'énergie de freinage (due à la composante inverse) est dissipée dans le rotor.

Dans le cas où le moteur est entraîné à vitesse  $\Omega$  par la charge en sens inverse du champ tournant  $\frac{\omega}{p}$  le glissement

$$g = 1 - \frac{\Omega}{\frac{\omega}{p}}$$

est plus grand que 1. Ce type

de fonctionnement correspond à un freinage à contre courant, ou à la composante inverse d'intensité due par exemple à la rupture d'une phase, ce qui provoque un champ tournant parasite, inverse au sens de rotation de l'arbre. A tension constante, si  $g > 1$ , l'intensité absorbée est plus forte que l'intensité de démarrage  $I_D$  elle-même plus forte que l'intensité nominale :

$$I_{N(gn)} < I_D < I_{(g > 1)}$$

En règle générale, aux conditions nominales de fonctionnement, le glissement  $g_n$  est de 0,04.

Un essai à contre courant réalisé à la vitesse nominale  $\Omega = -\Omega_n$  ( $g = 1,96$ ) et extrapolé à la tension nominale permet d'écrire

$$\frac{I_{(g = 1,96)}}{I_{(g_n = 0,04)}} = \frac{Zd}{Zi} \text{ en marche normale}$$

$$\text{or } I_D (g = 1) < I_{(g = 1,96)}$$

$$\text{d'où } \frac{I_D}{I_N} < \frac{Zd}{Zi}$$

d'après le diagramme I(g) de la figure 3.

$$\text{En première approximation } \frac{Zd}{Zi}$$

a pour valeur 6 ou 7.

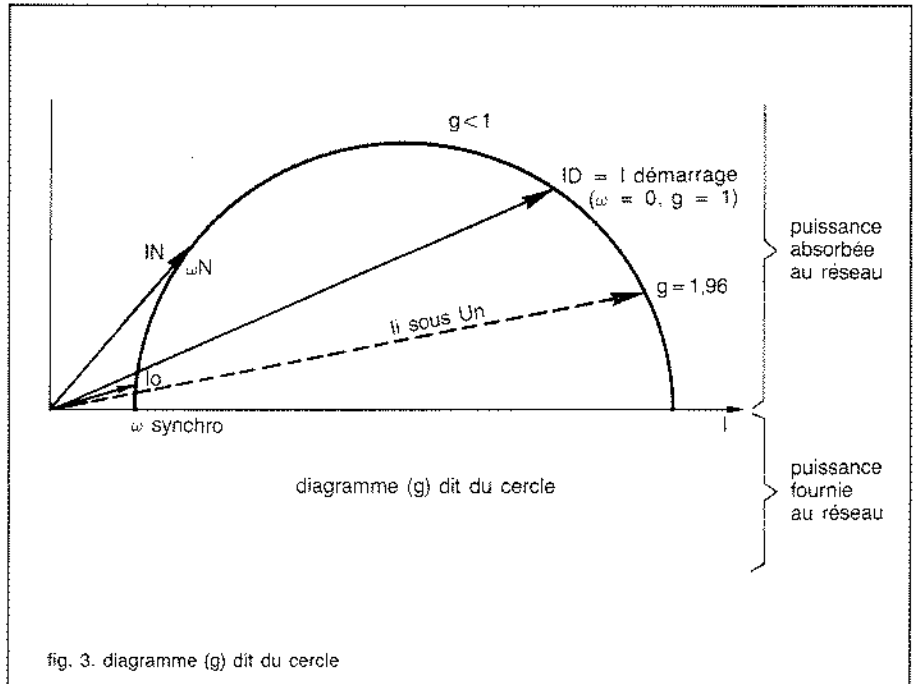


fig. 3. diagramme (g) dit du cercle

En général  $I_D$  (intensité de démarrage) est donnée :

$$\omega = \text{pulsation } 2 \pi f$$

$$p = \text{nombre de paires de poles}$$

$$\omega = \text{vitesse du champ tournant}$$

$$\frac{\omega}{p} = \text{(vitesse de synchronisme)}$$

$$\Omega = \text{vitesse de l'arbre}$$

On montre que si un moteur est alimenté avec un taux t de composante inverse de tension :

$$t = \frac{Vi}{Vd}$$

le taux de composante inverse d'intensité sera tel que :

$$\frac{Ii}{Id} > t \frac{I_D}{I_N}$$

ce qui explique que l'on atteint rapidement des valeurs élevées de la composante d'intensité inverse.

### Énergie perdue dans le rotor d'une machine asynchrone :

Le glissement étant défini ci-avant et avec l'expression

$$g = \frac{\frac{\omega}{p} - \Omega}{\frac{\omega}{p}} = 1 - \frac{\Omega}{\frac{\omega}{p}}$$

Deux points particuliers existent :

$$g = 0 \text{ pour } \Omega = \frac{\omega}{p} \text{ (machine synchrone)}$$

$$g = 1 \text{ pour } \Omega = 0 \text{ (machine sous tension et à l'arrêt)}$$

Les courants induits dans les rotors sont de pulsation  $\omega = g\omega$

La possibilité d'une alimentation présentant une composante inverse permet de définir deux glissements :

$$\text{l'un direct } g_d = 1 - \frac{\Omega}{\left| \frac{\omega}{p} \right|}$$

$$\text{l'autre inverse } g_i = 1 + \frac{\Omega}{\left| \frac{\omega}{p} \right|}$$

$$\text{d'où } g_d + g_i = 2$$

Dans une machine asynchrone, pour un faible taux de composante inverse

$$g_d = 0,04 \quad g_i = 1,96$$

Dans une machine synchrone

$$g_d = 0 \quad g_i = 2$$

Les courants induits dans un amortisseur de machine synchrone par la composante inverse, sont de pulsation  $2\omega$ .

D'une façon générale :

$$0 \leq g_d \leq 1$$

$$1 \leq g_i \leq 2$$

Dans l'analyse énergétique d'un moteur asynchrone en négligeant les pertes Joule statoriques et les pertes mécaniques, on montre que

	système direct	système inverse
puissance électrique globale	$= C m_d \frac{\omega}{p}$	$+ C m_i \frac{\omega}{p}$
= pertes rotoriques	$= C m_d g_d \frac{\omega}{p}$	$+ C m_i g_i \frac{\omega}{p}$
+ puissance disponible sur l'arbre	$= C m_d (1 - g_d) \frac{\omega}{p}$	$+ C m_i (1 - g_i) \frac{\omega}{p}$



**Schéma énergétique d'un moteur asynchrone en négligeant les pertes statoriques et les pertes mécaniques :**

**Système direct :** alimentation normale triphasée équilibrée (fig. 4).

**Système inverse :** contribution de la composante inverse de tension dans une alimentation triphasée déséquilibrée (fig. 5).

La puissance utile sur l'arbre est diminuée par la présence d'une composante inverse.

Les pertes rotoriques dues à la composante inverse sont la somme des deux énergies :

- celle absorbée sur le réseau
- celle prise sur l'arbre (freinage).

En se donnant une composante inverse en tension de  $(\frac{V_i}{V_d} = 0,025)$  donnant un

taux de composante inverse en intensité de 15%  $(\frac{I_i}{I_d} = 0,15)$  on montre que les

pertes rotoriques seraient majorées de 5% à 6% par rapport aux mêmes pertes en régime équilibré.

Données de l'application numérique

$$\frac{Z_d}{Z_i} = 6 \text{ (page 5)}$$

$$\cos \varphi_i = 0,25$$

$$\cos \varphi_d = 0,85$$

$$g_i = 1,96$$

$$g_d = 0,04$$

Lors d'une marche en monophasé

$$\left(\frac{I_i}{I_d} = 1\right)$$

les pertes rotoriques peuvent tripler. Il y aurait lieu, en toute rigueur, de tenir compte :

- des pertes statoriques ;
- de la réduction de vitesse suite à la diminution du couple résultant.

On voit tout l'intérêt du relais sensible à la composante inverse d'intensité, relais de protection rotorique par excellence.

**fréquence de démarrage trop élevée**

**Causes**

- le mauvais fonctionnement d'un automatisme de commande
- une action manuelle trop fréquente
- ou plus grave, une série de réenclenchements sur défaut.

**Conséquences**

En plus d'un échauffement exagéré statorique et surtout rotorique, une succession de chocs mécaniques sur les accouplements et sur les têtes de bobines est dangereuse pour les matériaux, notamment pour les isolants.

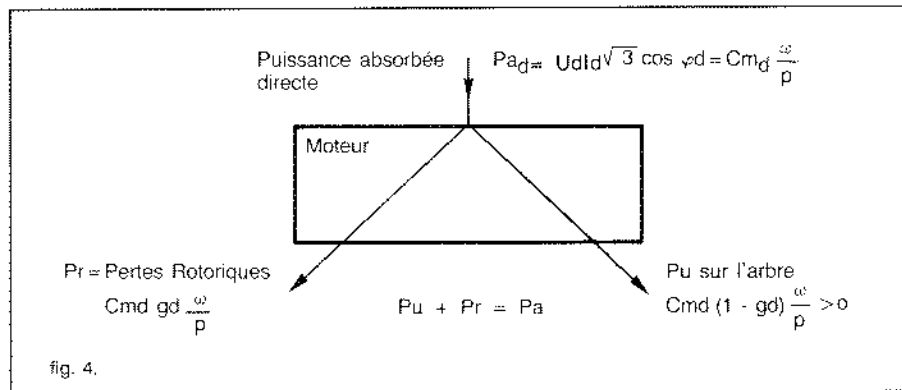


fig. 4.

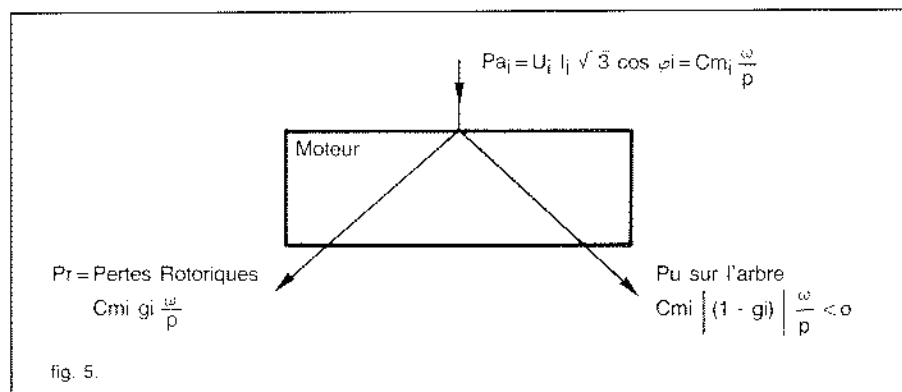


fig. 5.

Notons qu'un défaut phase-masse est souvent la conséquence d'une fracture de l'isolant des têtes de bobines à l'entrée des encoches.

**Moyens de protection**

On emploiera un relais de protection comptant le nombre de démarrages pendant un temps déterminé.

Si le nombre de démarrages effectués pendant ce temps déterminé dépasse le nombre de démarrages permis, alors le relais verrouillera les ordres d'enclenchement pendant un deuxième temps prédéterminé. Le relais permet de limiter la fréquence des démarrages à une valeur donnée par le constructeur du moteur.

**blocage en marche d'un moteur asynchrone et démarrage trop long**

**Causes**

Les blocages mécaniques d'un moteur en marche sont dus :

- soit à un défaut mécanique : gripage...
- soit à une exploitation présentant des risques de blocage, telle que moteur de concasseur.

Les blocages ont lieu chaque fois que le

couple résistant est supérieur au couple moteur maximal.

Le démarrage trop long a lieu lorsque le moteur est trop chargé ou est alimenté sous tension réduite.

**Conséquences**

Le blocage du rotor donne un choc mécanique sur les accouplements, paliers bobinages, etc.

L'échauffement est rapide car l'intensité prend sa valeur de démarrage I<sub>d</sub> et l'énergie absorbée au réseau est en grande partie dissipée dans le rotor. L'absence de ventilation augmente la température.

Le démarrage trop long provoque des contraintes thermiques préjudiciables à la durée de vie.

**Moyens de protection**

On utilise un relais à maximum d'intensité inhibé pendant la période de démarrage.

Il se présente deux cas :

- à l'issue de la période normale de démarrage, l'intensité reste supérieure à la valeur nominale : c'est un démarrage trop long dû à un couple accélérateur trop faible.
- en marche normale, l'intensité prend rapidement la valeur de l'intensité de démarrage : c'est un blocage rotor en marche.



Le relais coupe rapidement l'alimentation du moteur afin de limiter les conséquences du défaut.

S'il existe des risques de rotor bloqué à la mise sous tension du moteur, celui-ci doit supporter l'échauffement correspondant pendant un temps supérieur au temps de démarrage.

Sinon une étude de l'évolution de l'intensité et, si possible, du facteur de puissance, au cours du démarrage :

$$I = f_1(t) \quad \cos \varphi = f_2(t)$$

permet de déterminer si l'emploi d'un relais à maxi de courant ou d'un relais d'impédance est possible (fig. 6).

## désamorçage des pompes

C'est une protection spécifique aux pompes aspirantes.

### Causes

L'absence de liquide dans la pompe, le non amorçage ou le désamorçage de celle-ci, la marche à vannes fermées sont autant de causes qui peuvent amener sa détérioration par échauffement.

### Conséquences

Le symptôme du désamorçage est la chute de l'intensité absorbée par le moteur d'entraînement.

### Moyens de protection

On utilisera un relais à minimum de courant verrouillé à l'arrêt et réglé entre :

- le courant à vide ou à vannes fermées

- le courant absorbé en fonctionnement normal.

Si les conditions d'exploitation déterminent un trop faible écart entre les valeurs ci-dessus, écart mettant en jeu les différentes erreurs de précisions, on pourra, en prenant en compte les variations du facteur de puissance, utiliser un relais à minimum de puissance active.

## perte d'excitation des machines synchrones

### Causes

C'est une baisse notable du courant d'excitation ou une coupure de l'enroulement inducteur.

### Conséquences

Afin de compenser la perte d'énergie magnétisante, la machine absorbe de l'énergie réactive. L'effet se traduit par un abaissement du facteur de puissance. Si le défaut s'accompagne d'une perte de synchronisme, le rotor et la cage d'amortissement seront le siège de courants induits et s'échaufferont dangereusement.

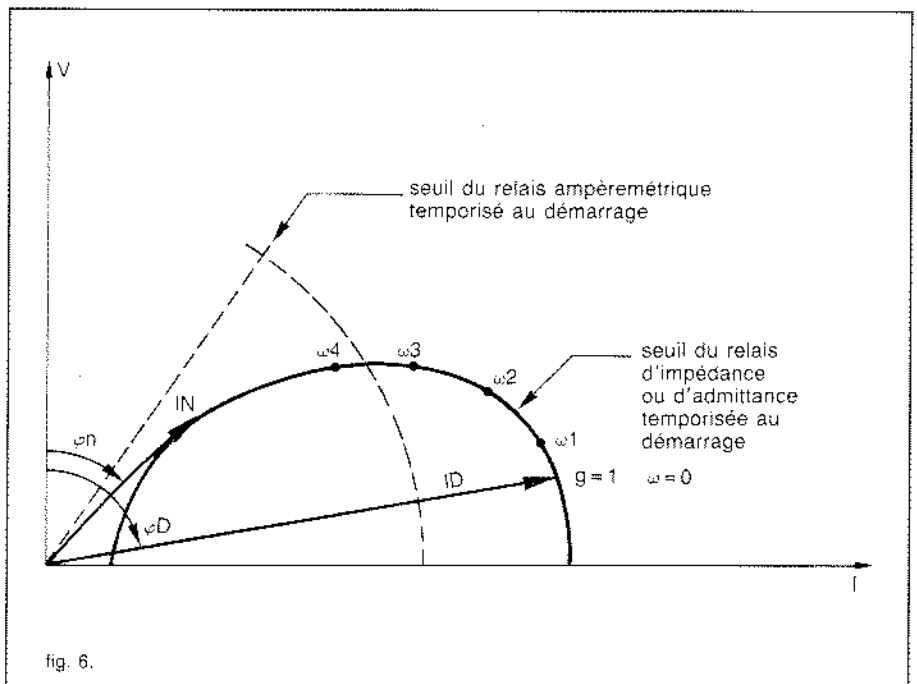


fig. 6.

### Moyens de protection

On peut utiliser un relais à minimum de courant continu sur le circuit d'excitation si celui-ci est accessible.

Dans le cas contraire, la protection doit détecter l'augmentation de l'énergie réactive absorbée. On utilisera un relais directionnel de courant réactif ou d'énergie réactive.

Appliqué à la protection d'un moteur synchrone, le relais devra être inhibé pendant le démarrage en asynchrone.

## variation de fréquence

### Causes

On peut citer parmi les causes d'une variation de fréquence :

- les surcharges d'un réseau alimenté par des sources de puissance limitées (réseaux autonomes).

- l'absence de pilotage synchrone d'un alternateur ou d'un moteur synchrone sur micro-coupure du réseau. (Réenclenchement rapide). C'est précisément le cas des microcentrales raccordées au réseau.

- suppression de l'alimentation d'une station équipée de gros moteurs asynchrones.

- mauvais fonctionnement d'un régulateur de vitesse d'alternateur.

### Conséquences

Les variations de fréquence verrouillent les ilotages et rendront nécessaires les opérations de couplage à la reprise de l'exploitation normale.

- les variations de fréquence gênent le fonctionnement de récepteurs synchrones (enregistreurs, horloge, etc.).

- les variations de fréquence modifient les pertes fer des circuits magnétiques.

### Moyens de protection

A partir du contrôle de la fréquence réalisé par un relais à seuil (mini-maxi ou les deux) :

- on réalise un délestage par suppression des consommateurs non prioritaires en cas de surcharge

- on ilote un réseau en réseaux élémentaires si une perturbation de fréquence apparaît, perturbations souvent dues à une surcharge grave ou à un défaut électrique.

La perturbation de fréquence sera d'autant plus importante que le défaut ne sera pas éliminé rapidement. La stabilité des machines synchrones du réseau sera alors mise en jeu. Les moteurs seront judicieusement coupés du réseau.

- on ilote les microcentrales sur absence de pilotage synchrone.

- découplage d'une station équipée de gros moteurs asynchrones sur micro-coupure au réseau (réenclenchement rapide et lent).

## principaux défauts rencontrés dans les réseaux

Tableau récapitulatif

défaut	origine du défaut	durée du défaut	particularité du relais conseillé
<b>court-circuit entre phases</b>	électrique	permanent	à accrochage
<b>défaut phase-terre</b>	électrique	permanent	à accrochage
<b>erreur de couplage</b>	électrique erreur d'exploitation	fugitif	à accrochage
<b>surcharge</b>	mécanique erreur d'exploitation	fugitif	à accrochage (sous précaution sans accrochage)
<b>inversion du sens d'écoulement d'énergie en l'absence de défaut électrique</b>	mécanique ou erreur d'exploitation	fugitif	à accrochage si mécanique
<b>variation de tension</b>	électrique ou erreur d'exploitation	permanent ou fugitif si dû à une surcharge	à accrochage ou sans accrochage
<b>perte de phase</b>	électrique	permanent	à accrochage
<b>présence de composante inverse</b>	électrique	permanent ou fugitif	à accrochage (sous condition sans accrochage)
<b>fréquence de démarrage trop élevée</b>	aléas de commande	fugitif	sans accrochage
<b>blocage rotor</b>	mécanique	permanent	à accrochage
<b>désamorçage pompe</b>	mécanique	permanent	à accrochage
<b>perte d'excitation</b>	électrique	permanent	à accrochage
<b>variation de fréquence</b>	mécanique ou surcharge	permanent ou fugitif	accrochage (sans accrochage)

L'accrochage est un verrouillage laissant aux opérateurs au moins un temps de réflexion avant la reprise du service.  
L'accrochage du relais est impératif en cas de défauts permanents.  
L'accrochage est conseillé en cas d'erreurs d'exploitation.

## 2. les relais de protection

### définition

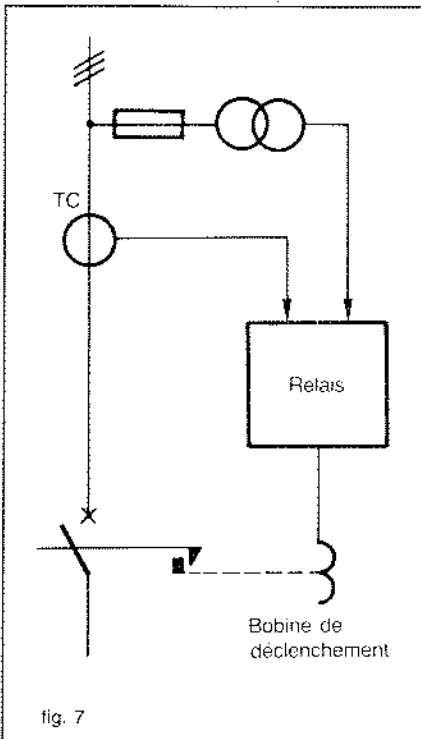
Les relais de protection sont des dispositifs plus ou moins complexes, décidant d'une action, généralement une ouverture de disjoncteur, si un défaut apparaît sur le réseau, dans la canalisation ou la machine contrôlés.

On appelle ces dispositifs relais parce qu'ils sont un intermédiaire entre une grandeur physique contrôlée et un déclencheur. En haute tension, ils sont du type indirect car ils prennent l'information à travers les capteurs (TC - TP - tores). Les relais directs sont abandonnés en HT parce que rudimentaires, imprécis, d'emploi mal aisé à cause des isolations à respecter.

Les relais donnent sur défaut les ordres d'ouvertures au disjoncteur (fig. 7).

Le relais peut être :

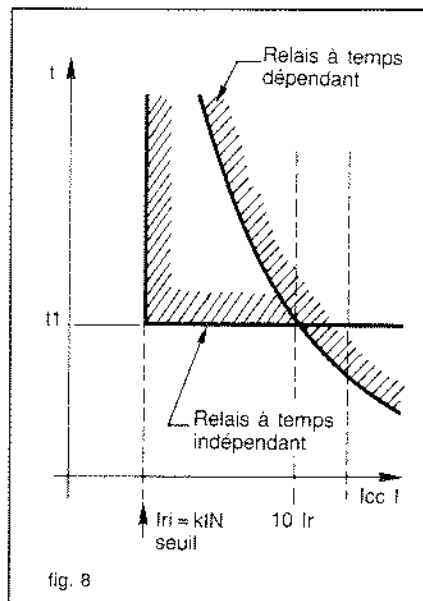
- à propre courant (ou autonome) : son énergie de fonctionnement est prise sur le réseau par l'intermédiaire des capteurs.
- ou à alimentation auxiliaire : l'énergie nécessaire à son fonctionnement est alors prise sur une source auxiliaire de tension (continue ou alternative).



### relais à maximum de courant pour la détection des courts-circuits phase-phase

Le relais possède (fig. 8) :

- un seuil en intensité,
- une temporisation dont l'instant initial est celui du dépassement du seuil, et le terme : l'ordre d'ouverture du disjoncteur.
- la temporisation peut être constante pour tous dépassements du seuil : c'est le relais à temps constant ou à temps indépendant.



Le seuil et la temporisation sont réglables par l'utilisateur.

□ la temporisation peut dépendre de l'écart entre le courant de court-circuit et le seuil du relais :

c'est le relais à temps dépendant ou à temps inverse.

La temporisation est spécifiée pour une valeur de courant ( $10 I_r$ ) et est réglable par l'utilisateur, et le transformateur de courant capteur doit être non saturé pour l'ensemble de la courbe utile du relais. Le relais est généralement bipolaire s'il est associé à un relais ampèremétrique homopolaire (contre les défauts phase-masse).

### Autres caractéristiques (fig. 9)

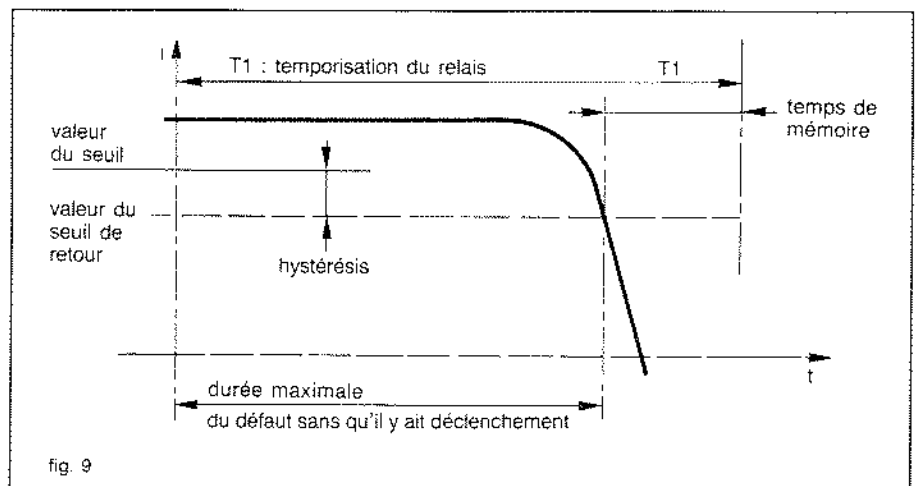
■ le temps de mémoire après disparition d'un défaut :

c'est l'écart entre le défaut le plus long ne donnant pas de déclenchement et la temporisation du relais.

Il doit être le plus petit possible pour faciliter la sélectivité chronométrique.

■ le seuil de retour est la valeur de la grandeur contrôlée (ou grandeur réglante), qui provoque le retour du détecteur du relais à l'état de veille (ou de repos).

■ le temps de retour est l'écart de temps entre le passage du seuil de retour et la retombée du relais électromagnétique de sortie. Il est égal au temps de mémoire majoré du temps de remise à zéro de la temporisation et du temps de retombée du relais électromagnétique de sortie. Le temps de retour d'un relais à accrochage n'est pas déterminant.



## relais à maximum de courant pour la protection des machines au court-circuit interne

Le relais est un relais tripolaire mesurant l'intensité différentielle longitudinale de phase.

Le relais est sensible uniquement aux défauts se situant entre les deux capteurs qui délimitent la zone protégée (fig. 10).

Par le jeu des transformateurs de mesure,  $i_A$  et  $i_B$  sont images de  $I_A$  et  $I_B$ .

$$\overline{i_A} = k \overline{I_A}$$

$$\overline{i_B} = k \overline{I_B}$$

$$i \text{ traversant le relais} = \overline{i_A} - \overline{i_B} = k (\overline{I_A} - \overline{I_B})$$

En absence de défaut interne, à la zone comprise entre les deux capteurs, l'intensité entrant dans une phase,  $I_A$  est identique à l'intensité sortante  $I_B$ . L'avantage du relais différentiel est de permettre un réglage  $i_s$  inférieur au courant nominal  $i_N$ .

Il n'est sensible qu'aux défauts internes qui entraînent  $\overline{I_A} - \overline{I_B} \neq 0$

Le relais peut être :

- à pourcentage  $s\% = \frac{i}{\frac{|i_A| + |i_B|}{2}}$  ou

- à vraie valeur mais gradué en  $s\% = \frac{i_s}{i_N}$

Dans ce cas, chaque élément de mesure du relais est alors mis en série avec une résistance de stabilisation  $R$ .

Cette résistance augmente artificiellement l'impédance du relais. De cette façon, si l'un des deux transformateurs de courant venait à être saturé sur un défaut extérieur, le courant de mesure  $i = I_A - I_B$ , n'atteindrait pas la valeur de seuil.

La valeur  $R$  de la résistance sera choisie pour que :

- $R \cdot (s\% i_N) \geq (R_2 + R_1) i_A$

- $R \cdot (s\% i_N) + (R_2 + R_1) i_A < \frac{U_c}{2}$

$R$  : Résistance de stabilisation

$s\% \times i_N$  : Courant  $i_s$  de seuil

$R_2$  : Résistance secondaire du transformateur de mesure

$R_1$  : La plus grande des deux résistances de boucle A ou B du relais au transformateur de mesure

$i_A$  : Le plus fort des courants de court-circuit théorique sur défaut extérieur, l'exemple est choisi sur saturation du transfo. A

$U_c$  : Tension de coude des transformateurs de courant (TC).

Ce qui implique des transformateurs classe PS ou 30 VA 5 P 15.

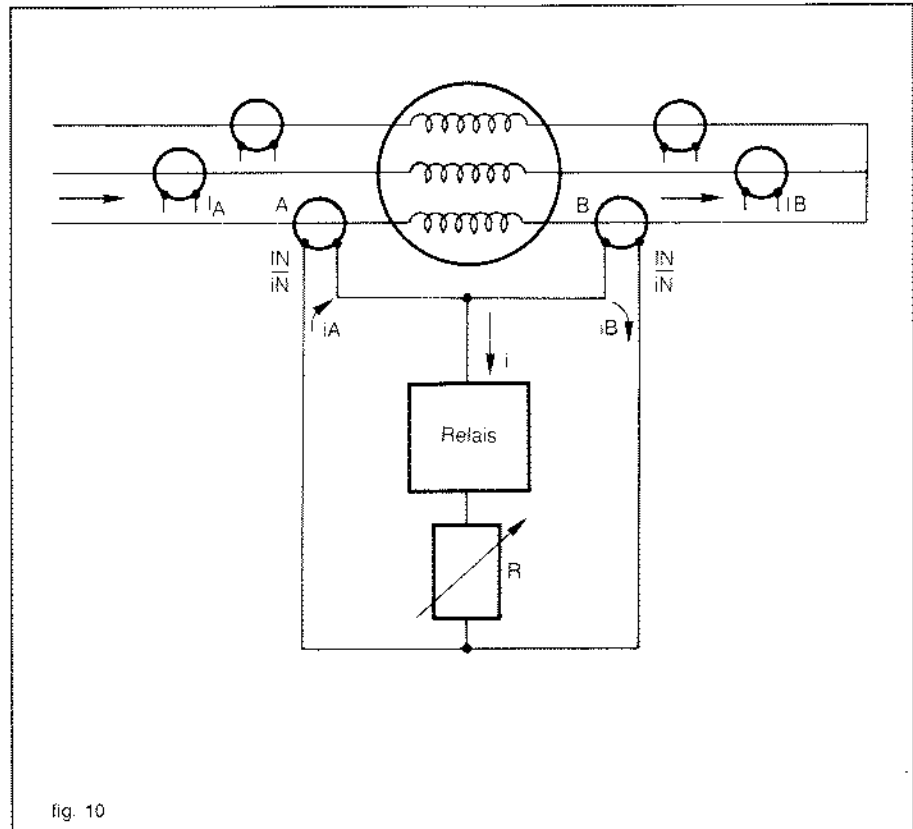


fig. 10

Le réglage du relais se fera de 15% à 20% de  $i_N$ .

- ce relais peut protéger les jeux de barres dans les cas simples.

- dans le cadre de la protection d'un transformateur, la nécessité de compenser le rapport de transformation :

- en grandeur : compensation du nombre de spires,

- en phase : compensation indice horaire, la rapidité d'intervention, la distinction entre la pointe d'enclenchement et la fermeture sur court-circuit en font un relais complexe.

## relais à maximum de courant pour la détection directionnelle ou à retour de courant des courts-circuits phase-phase

C'est un relais à maximum de courant (page 9) dont la sensibilité est asservie à la « phase » du courant par rapport à la tension.

Le relais possède donc :

- un seuil en intensité asservi à la phase du courant par rapport à la tension ;

- une temporisation dont l'instant initial est celui du franchissement du seuil,

sous une certaine condition de phase (ou de déphasage).

Sauvegardant la continuité de service dans la distribution par deux lignes en parallèle, le relais est capable d'éliminer très rapidement les courants de court-circuit en retour par découplage aval des deux lignes, laissant ensuite le soin, aux relais à maximum de courant de couper définitivement le court-circuit en sélectivité chronométrique ou logique au départ de la ligne en défaut. Le relais est inopérant sur court-circuit du jeu de barres alimenté par les deux lignes en parallèle. Pour cela, on doit discriminer dans un conducteur  $-i_{cc}$  de  $+i_{cc}$ , autrement dit le signe de  $\cos \varphi_{cc}$

Déclenchement pour  $-i_{cc}$

Non déclenchement pour  $+i_{cc}$

On compare le décalage (déphasage) du vecteur représentatif du courant d'une phase à un vecteur « axe caractéristique du relais » lié à la tension entre les deux autres phases.

On notera que cette comparaison doit être assez lâche pour permettre le bon fonctionnement sur tous câbles et pour toutes distances du court-circuit au relais. De même le relais doit posséder une très bonne sensibilité à la tension, celle-ci étant très basse dans les courts-circuits triphasés équilibrés rapprochés.

Le schéma et le diagramme vectoriel de principe illustrent le fonctionnement (fig. 11).

Le relais étant généralement unipolaire, on démontre qu'il faut et qu'il suffit de deux relais pour mettre en évidence le court-circuit triphasé équilibré et les trois courts-circuits biphasés.

Se reporter aux câblages donnés par le constructeur.

c/c triphasé bouloonné équilibré

$$\beta = \frac{\pi}{2} - \text{arc tg} \frac{x}{r}$$

c/c biphasé bouloonné phases 2.3.

$$\text{tg } \beta = \frac{\sqrt{3} R + \ell (r\sqrt{3} - x)}{\sqrt{3} X + \ell (x\sqrt{3} + r)}$$

en général  $\beta =$  entre 15 et 30°

U1.2 : référence de tension

x : inductance par unité de longueur du câble subissant le court-circuit

r : résistance par unité de longueur du câble subissant le court-circuit

-I3 : courant donnant déclenchement  
I3 : courant ne donnant pas déclenchement.

R et X composantes de l'impédance du réseau vues côté amont au point de lecture tension.

ℓ : longueur du câble à partir du point de mesure de la tension et jusqu'au défaut (fig. 12).

### relais différentiel longitudinal à maximum de courant pour la protection des lignes contre les courts-circuits

Il s'apparente au relais différentiel longitudinal pour la protection des machines contre les courts-circuits (voir page 10).

La transmission phase par phase des informations intensité aux points de lecture limites de la zone protégée, est ramenée de 4 fils à 2 fils, ce qui est économiquement favorable à la transmission sur grande distance.

L'information de l'égalité des intensités entrantes et sortantes de la zone et par phase est donc transmise par 2 conducteurs par le principe d'une combinaison linéaire unique des vecteurs d'intensité. Ceci ne se conçoit bien qu'au régime sinusoïdal et nécessite donc des transformateurs qui ne saturent pas. C'est une des raisons de la difficulté d'une telle protection.

Ajoutons que la ligne pilote devra présenter de faibles courants de fuite et que des effets d'induction par proximité des conducteurs de puissance sont à redouter.

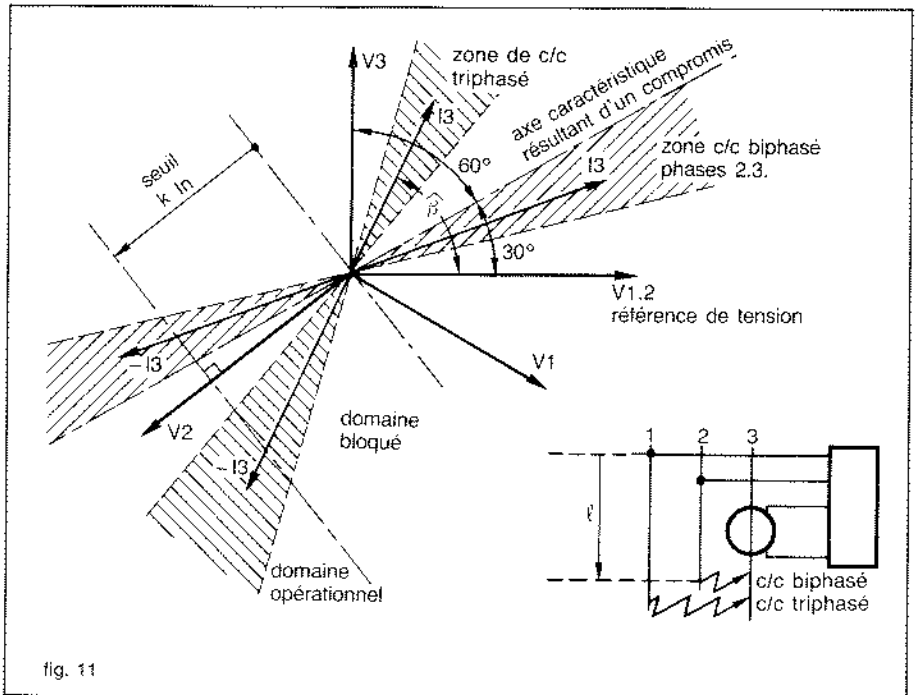


fig. 11

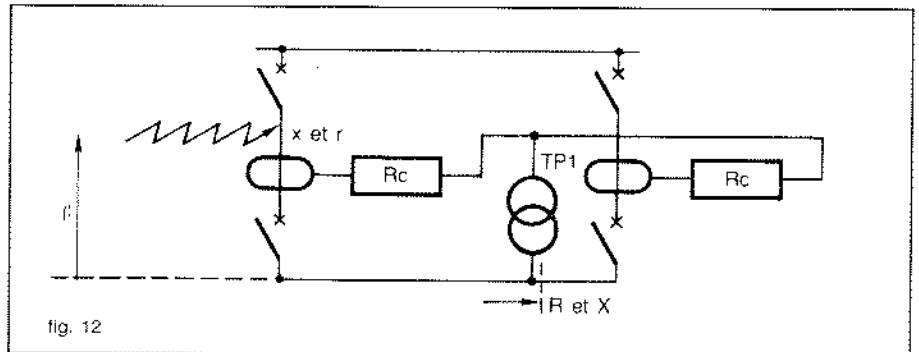


fig. 12

Ce sont là des contraintes qui font les originalités entre constructeurs.

L'utilisation des protections différentielles se généralise aux boucles fermées

possédant un nombre quelconque de postes intermédiaires. La sélectivité est totale et la continuité de distribution est certaine.

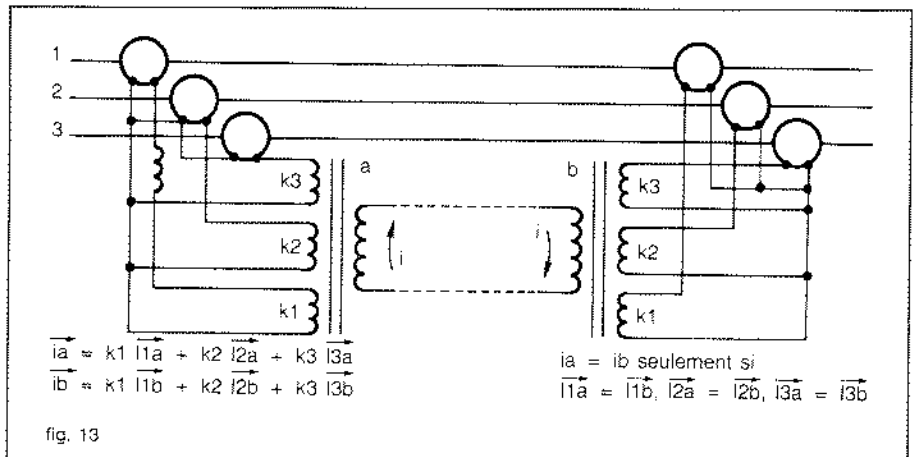


fig. 13

## relais à maximum de courant pour la détection des défauts phase-masse ou phase-terre

(utilisable en régime neutre faiblement impédant)

C'est un relais similaire à celui de protection contre les courts-circuits phase-phase, mais unipolaire et plus sensible. Il détecte les courants de défaut phase-terre dits courants homopolaires.

L'imprécision du relais à temps inverse pour les faibles valeurs de courant de défaut phase-terre et la faible impédance relative des lignes (chute de tension suivant la position du défaut) par rapport

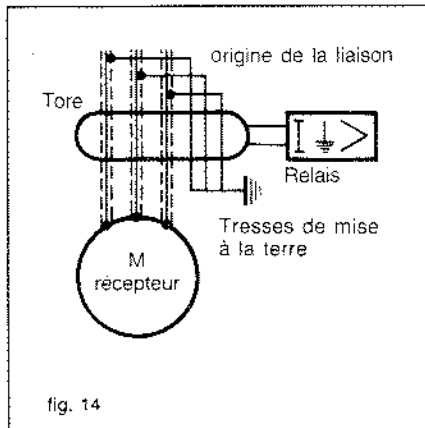


fig. 14

aux impédances réseau-terre, font qu'il est conseillé d'utiliser un relais à temps constant.

Les capteurs sont :

- 3 transformateurs de courant réalisant dans la connexion neutre de leur secondaire I défaut = I<sub>1</sub> + I<sub>2</sub> + I<sub>3</sub> = 3I<sub>h</sub> ou

- 1 transformateur tore enserrant les 3 conducteurs de phase. Les spires du tore embrassent un flux magnétique  $\Phi$  tel que

$$\Phi = \Phi_1 + \Phi_2 + \Phi_3$$

hors saturation

$\Phi_1, \Phi_2, \Phi_3$  sont proportionnels aux courants de phase, I<sub>1</sub>, I<sub>2</sub>, I<sub>3</sub> et  $\Phi$  ainsi que le signal de sortie du tore sont proportionnels à 3I<sub>h</sub>.

Il convient de respecter le montage ci-dessous si les câbles sont blindés (fig. 14).

Le relais est insensibilisé aux courants harmoniques 3 générés par les tensions harmoniques 3 et les capacités des câbles (fig. 15).

Voyons pourquoi l'insensibilisation aux harmoniques 3 est nécessaire.

Deux cas peuvent se présenter :

- présence de courants harmoniques 3 aux secondaires des 3 transformateurs de courant saturés lors d'appel de courant important.

- présence de tensions harmoniques 3. Dans ce cas comme démontré ci-après, on voit apparaître un faux courant homopolaire dû aux capacités parasites, ceci en l'absence de défaut.

En négligeant la résistance d'isolement, l'impédance phase-terre d'un câble est définie par :

$$Z_n = \frac{1}{j C \omega}$$

$\omega$  : pulsation en radian/seconde : r/s

C : capacité âme-écran ou conducteur-terre en Farad.

Si on applique à l'origine de la liaison, sur chacun des câbles de phase une tension par rapport à la terre de même valeur et de même phase  $\sqrt{V_1} = \sqrt{V_2} = \sqrt{V_3} = \sqrt{V}$  et que la liaison soit à vide :

le courant vu par le tore (ou les 3 TC) est  $I_c = (3V) C \omega$ .

Ce courant s'identifie à un courant de défaut phase terre.

$$I \text{ défaut} = 3 V C \omega$$

$$\text{ou } I_{\text{défaut}} = 3 I_h = \frac{3 j V h}{V_h} C \omega$$

V s'identifie alors à V<sub>h</sub>

$V C \omega$  au courant homopolaire I<sub>h</sub>

L'oscillogramme de la figure 16 montre que l'harmonique 3 génère 3V.

On remarque sur l'oscillogramme que les tensions harmoniques sont en phase V possédant un taux de composante harmonique 3 :  $\tau$

$V(t) = |V| \sqrt{2} \sin \omega t + \tau V \sqrt{2} \sin 3 \omega t$   
la somme des tensions V de chacune des phases est égale à  $3 \tau V \sqrt{2} \sin 3 \omega t$  qui a la forme d'une tension homopolaire à 150 Hz.

La tension harmonique est équivalente à une tension homopolaire.

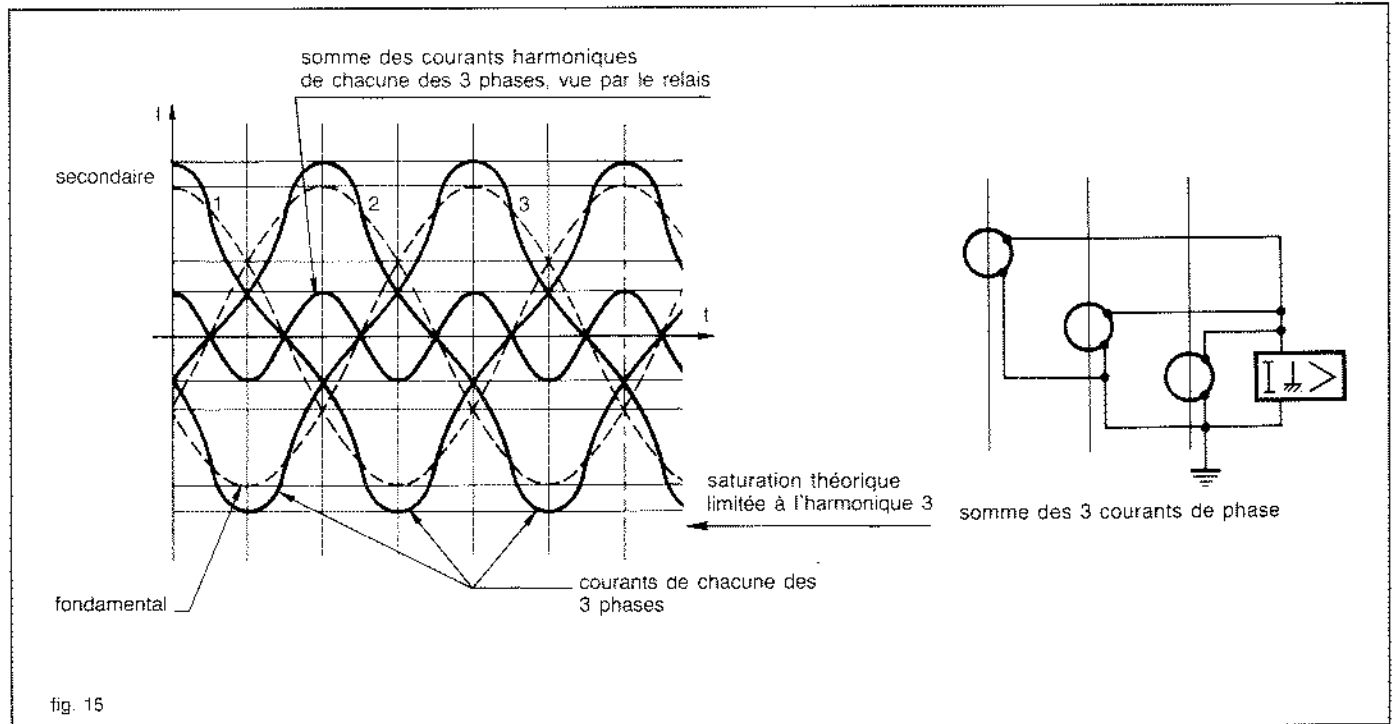
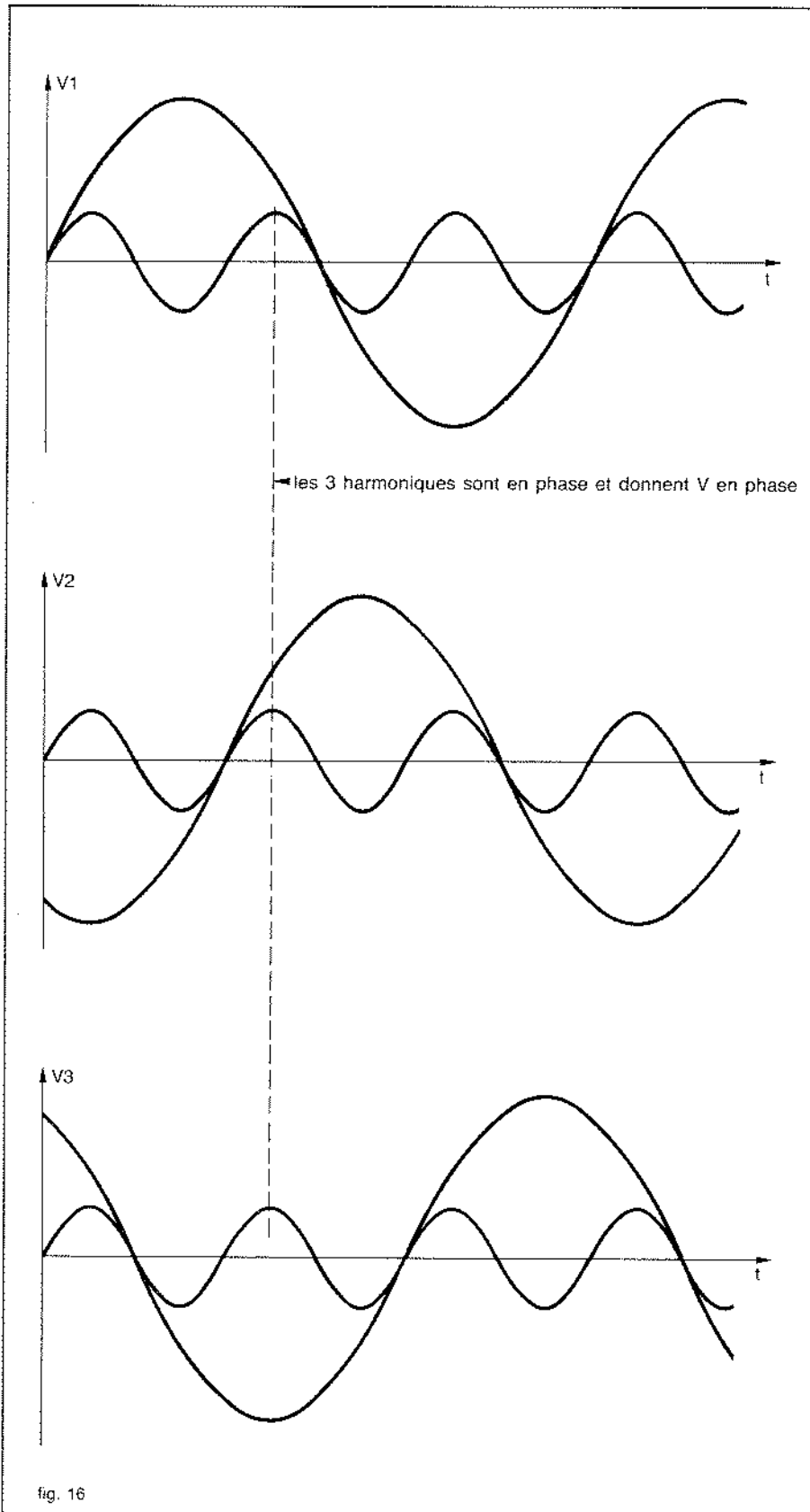


fig. 15



Le courant harmonique est équivalent à un courant homopolaire et bien qu'il n'y ait pas de défaut phase terre c'est-à-dire qu'en fondamental :

$$\bar{I}_1 + \bar{I}_2 + \bar{I}_3 = 0$$

le tore voit une somme de 3 courants harmoniques en phase, d'où modification de la sensibilité du relais ou même déclenchement intempestif si on ne prend pas la précaution d'insensibiliser le relais à l'harmonique 3 et aux harmoniques multiples de 3.

### relais à maximum de courant pour la détection directionnelle (ou à retour de courant) des défauts phase-masse ou phase-terre

Le relais est quasi identique au relais à maximum de courant pour la détection directionnelle des courts-circuits phase-phase.

Il se différencie de ce dernier par :

- la mesure de l'intensité à partir d'un tore mesurant le courant homopolaire
- la présence d'un filtre d'harmonique 3 sur les entrées
- la tension d'asservissement ou tension de référence de l'axe caractéristique est la tension homopolaire ou tension électrique terre-neutre.

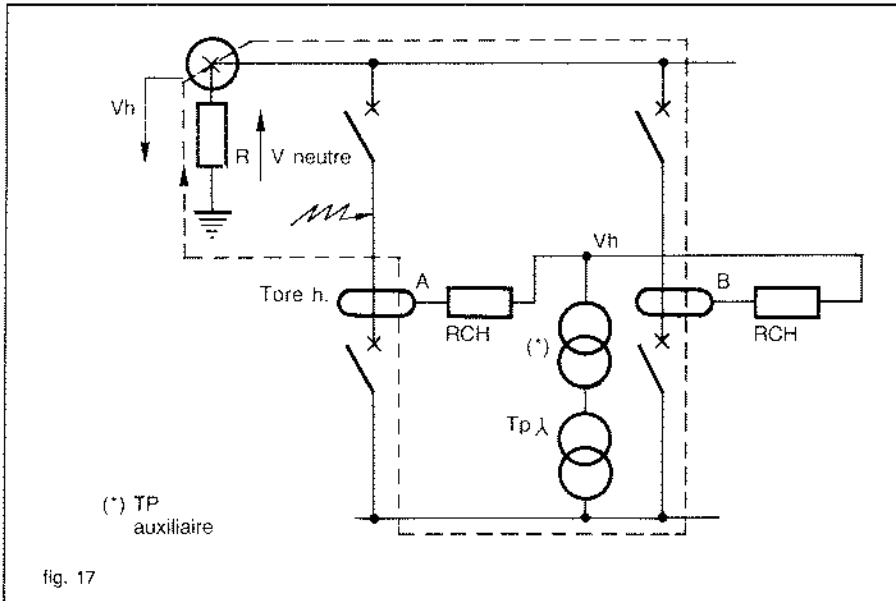
L'utilisation de dispositif auxiliaire composé de 3 petits transformateurs monophasés dont les secondaires sont montés en série, permet l'élaboration de la tension homopolaire lorsque la résistance de limitation est trop éloignée. Le dispositif doit être impérativement monté sur trois transformateurs de potentiels montés en  $\lambda$  (primaire et secondaire), les points neutres étant à la terre (il est nécessaire de faire une étude spéciale en régime IT contrôlé par un contrôleur permanent d'isolement).

Sauvegardant la continuité de service, le relais est capable :

- de découpler 2 lignes en parallèles sur défaut interne à la ligne protégée.
- d'être insensible aux courants capacitifs, ce qui permet sur des canalisations longues une bonne protection aux défauts internes aux moteurs.

Un relais unipolaire suffit par canalisation.





**Utilisation par 2 lignes en parallèle**  
(fig. 17 et 18)

**Utilisation sur une longue ligne, insensibilité au courant capacitif**  
(fig. 19 et 20)

$$I_r = (1 - \alpha) I_L$$

$I_L$  : courant limité par la résistance de terre R, ou borne supérieure du courant IR

$\alpha$  : taux de couverture du bobinage moteur

$I_r$  : réglage relais

$I_c$  : courant capacitif du départ

Incompatibilité  $I_r < 1,3 I_c$  entraînant déclenchement sur défaut extérieur.

Position des vecteurs des grandeurs appliquées au relais (fig. 20).

**relais à maximum de tension homopolaire pour la détection du défaut phase-masse ou phase-terre**

C'est un relais à maximum de tension réglé à une fraction de  $Un/\sqrt{3}$ , surveillant la montée en potentiel neutre par rapport à la terre  $\bar{V}_{neutre} = -\bar{V}_h$ , phénomène dû à un défaut phase-terre dans le réseau.

Il diffère du relais à maximum de tension par :

- son domaine d'ajustement de la tension (inférieur à  $\frac{Un}{\sqrt{3}}$ )

- la présence d'un filtre d'harmonique 3

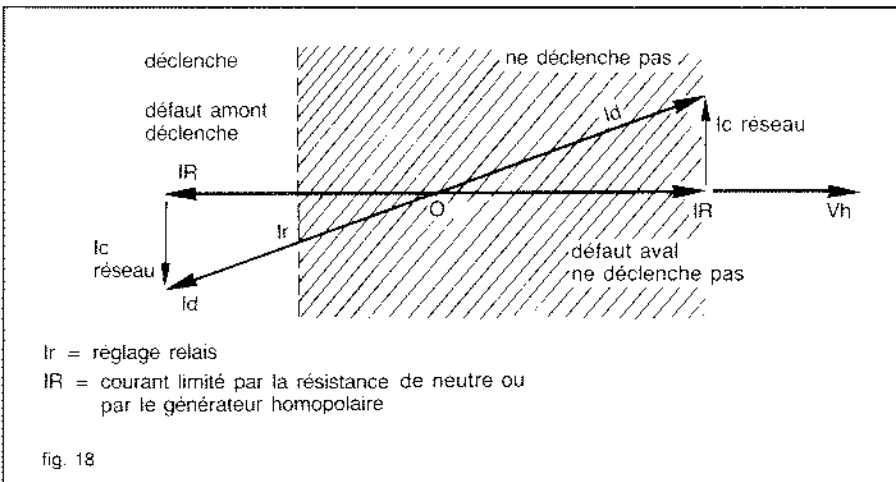
La tension homopolaire est lue aux bornes de la résistance de limitation du courant de terre, où lorsque celle-ci est trop éloignée, aux bornes des secondaires en série des trois petits transformateurs monophasés constituant le dispositif auxiliaire utilisé d'autre part dans l'application du relais à maximum de courant pour la détection directionnelle des défauts phase-masse. Son information n'est pas sélective, ce qui permet d'obtenir l'information défaut terre réseau en n'importe quel point du réseau, là où est raccordé le relais.

Sur défaut, il permet :

- d'iloter immédiatement en sous-réseau, un réseau à sources multiples permettant ainsi le fonctionnement sélectif des relais à maximum de courant homopolaires pour la détection des défauts phase-terre,

- de détecter le premier défaut en régime IT, il n'offre cependant pas le service d'un contrôleur permanent d'isolement,

- de surveiller un alternateur tournant, excité non couplé, contre les défauts



$I_r$  = réglage relais  
 $IR$  = courant limité par la résistance de neutre ou par le générateur homopolaire

fig. 18

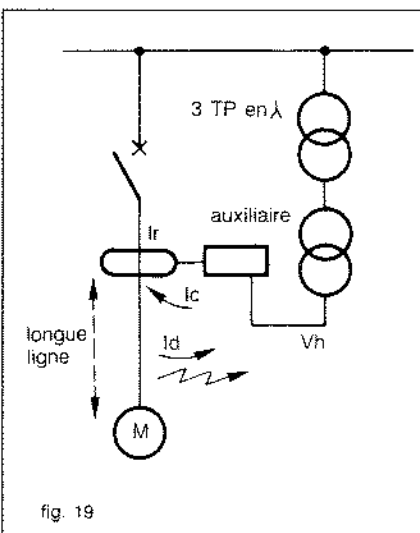


fig. 19

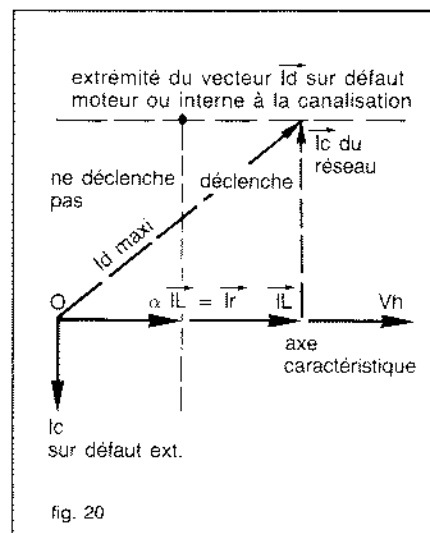


fig. 20

d'isolement phase-masse, alimentant normalement un réseau en régime TT (faiblement impédant). Sa temporisation doit être plus élevée que celle des relais à maximum de courant homopolaire du réseau

### relais à maximum de courant à image thermique pour la protection contre les surcharges des machines

Le relais employé tient compte de la surcharge et du régime de marche précédant la surcharge.

Le relais donne un ordre lorsque la valeur présumée de l'échauffement maximale est atteinte.

Échauffement :  $\theta - \theta_a$

$\theta$  température au point de libération de l'énergie thermique.

$\theta_a$  température ambiante.

L'énergie est générée par effet Joule,  $I$  est l'intensité contrôlée.

En première approximation, le relais vérifie à tout moment l'équilibre

$$C \frac{d\theta}{dt} + \frac{1}{R_{th}} \theta = k I^2 (t) + \frac{1}{R_{th}} \theta_a$$

dans lequel :

$C$  : chaleur spécifique du milieu homogène considéré.

$R_{th}$  : résistance thermique : englobe conduction, convection, ventilation, considérée dans l'équilibre comme constante.

$C R_{th}$  : Constante de temps  $\tau$

Le relais est réglé à l'intensité nominale de la machine protégée, ( $I_N$  machine) à partir de l'intensité nominale des transformateurs de courant (capteurs)  $I_{NTC}$  (fig. 21).

L'image de l'évolution des échauffements en fonction de la charge et/ou de

la surcharge  $\frac{I}{I_R} = \frac{I}{I_N}$  est donné par les courbes de la figure 22.

A partir de ces courbes on peut tracer les lieux de déclenchements qui se traduisent par deux courbes limites tracées à  $\theta_{max}$  (fig. 23).

■ l'une à froid : la machine est à la température ambiante, surcharge dès la mise sous tension.

■ l'autre à chaud : initialement (à  $t_0$ ), la machine fonctionnait en régime nominal établi, équilibre thermique réalisé. Un régime de fonctionnement inférieur à  $I_N$ , établi avant la surcharge donne une courbe de déclenchement comprise entre les deux courbes ci-dessus :

$$A = \frac{\theta_{max} - \theta_{ambiant}}{\theta_{marche \text{ à } I_N} - \theta_{ambiant}}$$

Les échauffements maximaux et les

échauffements en marche normale à  $I_N$  définis pour les différentes classes d'isolation montrent que si on prend arbitrairement  $\sqrt{A} = 1,07$ , la protection est réalisée, quelle que soit la classe d'isolation.

Après arrêt, la courbe à chaud revient lentement à la courbe à froid.

Les courbes peuvent être déformées pour passer par exemple les pointes de démarrage.

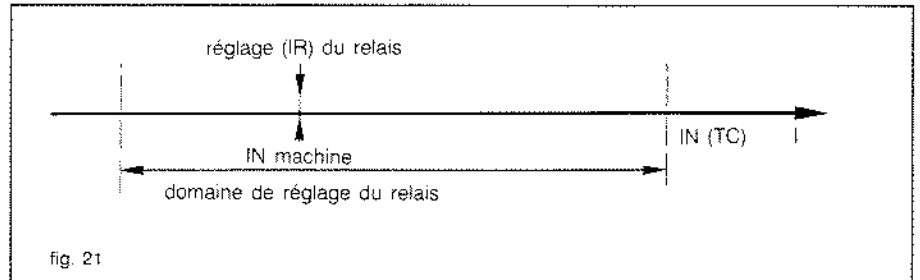


fig. 21

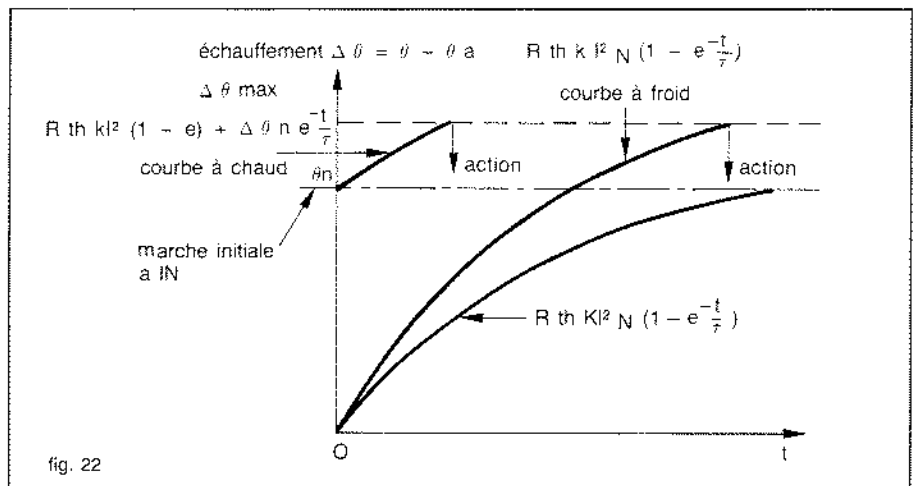


fig. 22

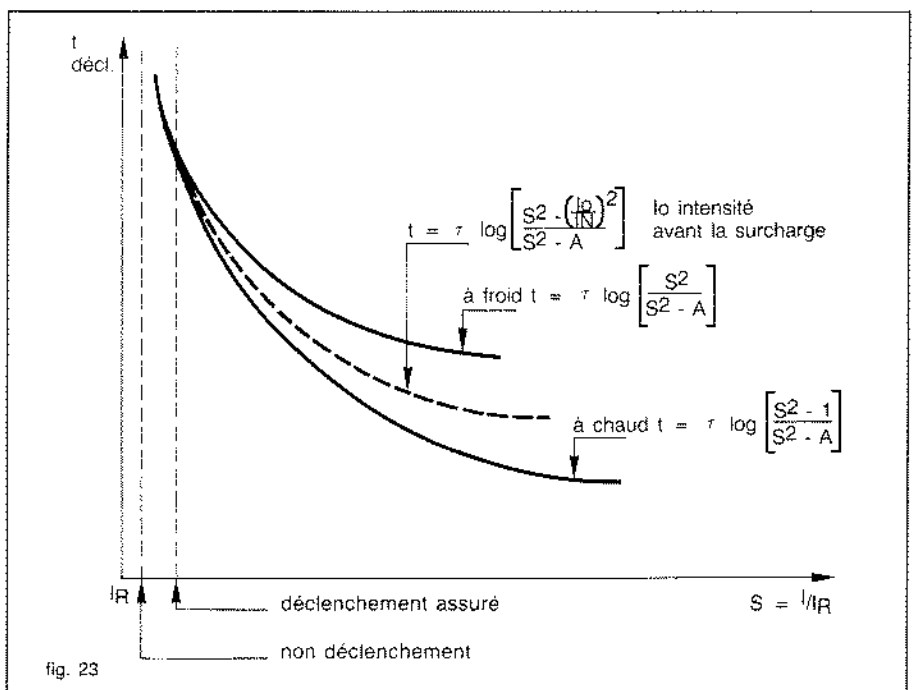


fig. 23

## relais de détection des retours d'énergie active

Le relais est sensible à la projection d'un vecteur intensité de ligne sur une combinaison des vecteurs tensions entre phases.

En réglant le relais de telle façon que la combinaison des vecteurs tensions soit proportionnelle et colinéaire avec le vecteur tension simple, on obtient la mesure de  $I \cos \varphi$  (fig. 24).

La différence de potentiel OA est réglable en amplitude et en phase par action sur le potentiomètre.

Le potentiel de A par rapport à o peut prendre toutes valeurs comprises entre  $\overline{VA'}$  et  $\overline{VA''}$ .

En particulier  $\overline{VA''}$ . Le vecteur  $OA'' = \overline{VA''}$  est alors proportionnel à  $\overline{V_1}$   $\overline{VA''} = C\overline{V_1}$  C = Ctte réelle

On utilise l'angle de phase de  $\overline{VA''}$  pour élaborer  $I \cos \varphi$ .

En régime équilibré en tensions et intensités  $P_w = U_n V_s I \cos \varphi$

Le fonctionnement du relais est assuré dans le domaine où  $-1 \leq \cos \varphi < 0$  retour de courant et pour  $I_s \leq |I \cos \varphi|$   $I_s$  est généralement donnée sous la forme de  $I_s = \text{Seuil } \% \times I_n$ .

## relais de détection des variations de tension

### Contre les baisses de tension

C'est un relais à minimum de tension à temps constant.

Il est bipolaire.

Il contrôle généralement deux tensions en valeur efficace liées par un potentiel commun.

Il se transforme en relais unipolaire par alimentation en parallèle des deux capteurs.

Monté entre phases comme sur la figure 25, la perte de la phase 2 est vue si le relais est réglé au-dessus de 50% de la valeur nominale de la tension contrôlée ( $U_n$ ). Il suffit qu'une des deux tensions mesurées passe le seuil par valeurs décroissantes pour obtenir le fonctionnement. Réglé à 20% de  $U_n$  et instantané, le relais permet de déverrouiller l'enclenchement lorsque, sur coupure réseau, la tension résiduelle d'une machine asynchrone est tombée assez bas pour permettre la reprise d'exploitation.

### Contre les hausses de tension

C'est un relais à maximum de tension à temps constant.

Il est unipolaire.

Le seuil et la temporisation sont réglables.

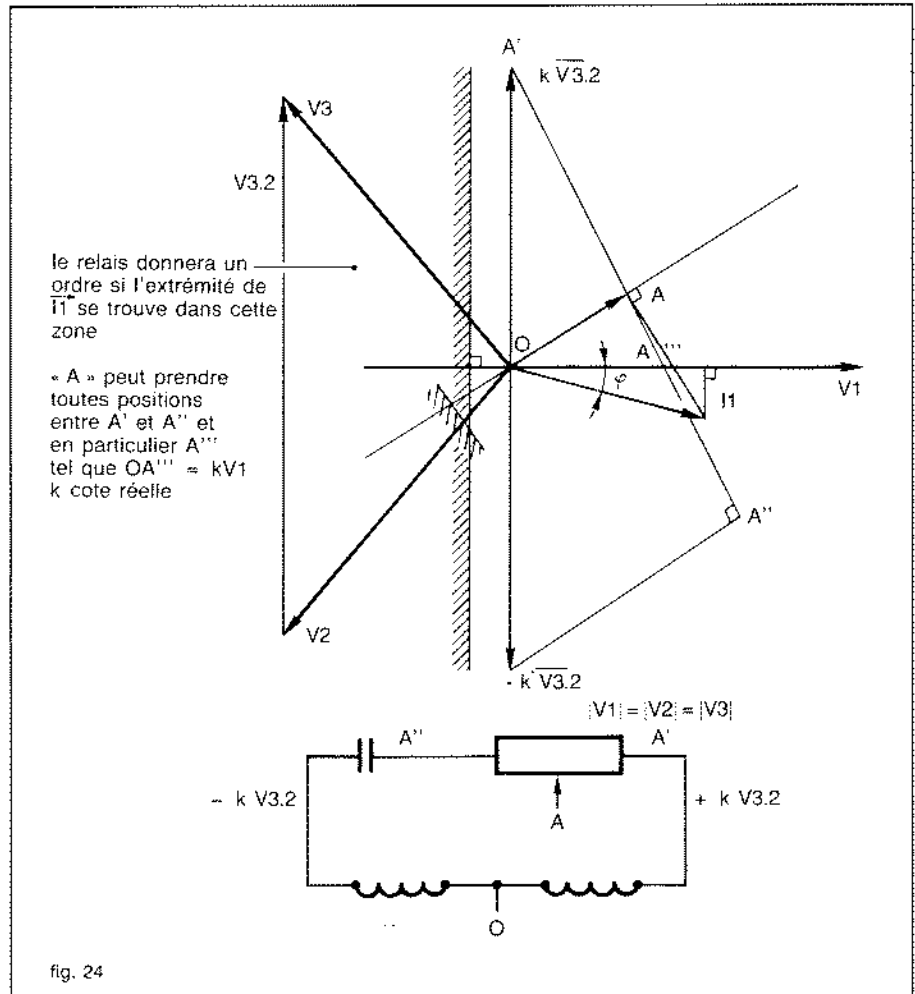


fig. 24

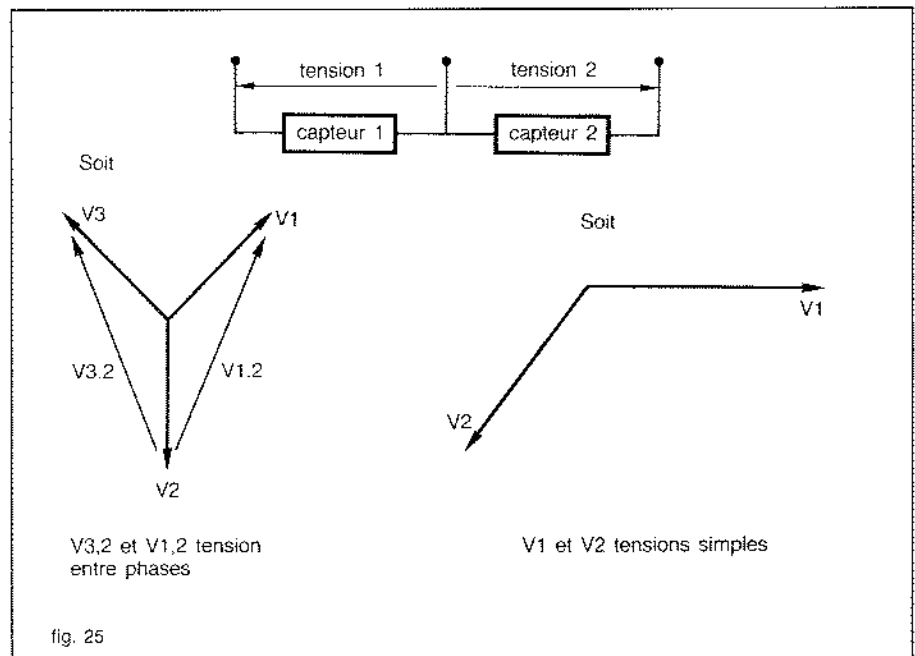


fig. 25

## relais ampèremétrique de détection de déséquilibre et de la perte de phase

A partir de deux intensités de phases, le relais élabore la composante inverse à l'aide d'un déphaseur.

A partir du système de composition des intensités de ligne,

$$\begin{aligned} \bar{I}_1 &= \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_h \\ \bar{I}_2 &= a^2 \bar{I}_d + a \bar{I}_i + \bar{I}_h \\ \bar{I}_3 &= a \bar{I}_d + a^2 \bar{I}_i + \bar{I}_h \end{aligned} \quad a = e^{j \frac{2\pi}{3}}$$

On obtient le système :

$$3\bar{I}_d = \bar{I}_1 + a\bar{I}_2 + a^2\bar{I}_3$$

$$3\bar{I}_i = \bar{I}_1 + a^2\bar{I}_2 + a\bar{I}_3$$

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

En considérant que :

$$3\bar{I}_i = \bar{I}_1 + a^2\bar{I}_2 + a\bar{I}_3$$

et du fait que en l'absence de défaut terre

$$\bar{I}_3 = -(\bar{I}_1 + \bar{I}_2)$$

On obtient  $I_i$  fonction de  $\bar{I}_1$  et  $\bar{I}_2$

$$3\bar{I}_i = \bar{I}_1 - a\bar{I}_2$$

d'où l'expression de la valeur absolue de  $I_i$

$$\sqrt{3}I_i = |\bar{I}_1 - a\bar{I}_2|$$

$a$  est obtenu par le déphaseur du relais.

Ce relais est destiné à la protection des rotors des machines tournantes.

Placé principalement sur l'alimentation directe des machines, on peut cependant le trouver sur des lignes où il détecte la coupure de phase.

L'importance de l'action préventive de ce relais est évidente. Il limite les perturbations dangereuses pour les machines, suite au défaut extérieur (coupure de phase) éloigné.

Le relais est gradué en  $\frac{I_i}{I_n T_c}$  taux de composante inverse rapporté au courant nominal du transformateur de courant placé sur la canalisation de la machine.

Un moteur asynchrone peut fonctionner indéfiniment avec un taux de composante inverse en tension, soit 10% en intensité.

En effet :

■ **alimentation en monophasé au démarrage** à partir d'un réseau triphasé équilibré de tension simple  $V$ .

$$|I_i| = \left| \frac{V}{Z_d + Z_i} \right|$$

Au démarrage  $Z = Z_i = Z$  (impédance au démarrage)

$$|I_i| = \frac{V}{2Z} = \frac{I_d}{2}$$

de même

$$|I_d| = \frac{V}{2Z} = \frac{I_d}{2}$$

La composante inverse d'intensité représente 50% du courant de démarrage et 100% de la composante directe.

La valeur de la composante inverse est supérieure au réglage maximal du relais.

■ **alimentation en monophasé en marche** : le réseau est toujours équilibré en tension, l'impédance directe  $Z_d$  est plus grande que l'impédance de démarrage  $ZD$ .

$$\frac{Z_d}{Z_i} > \frac{I_d}{I_n}$$

$$\text{avec } Z_i = \frac{Z_d}{6}$$

$$|I_i| = \left| \frac{V}{Z_d + Z_i} \right| = \frac{6}{7} \left| \frac{V}{Z_d} \right| = \frac{6}{7} I_n$$

La composante inverse d'intensité prend alors la valeur de 85% de  $I_n$  : taux supérieur à tous les réglages.

### Causes d'erreur

Les déclenchements intempestifs sont essentiellement dus à la dispersion des capteurs (TC) au moment du démarrage.

■ choisir des capteurs (TC) 10 ou 15 VA 10 P 10

■ charger les deux capteurs (TC) de façon symétrique.

**Nota :**

■ le relais détecte l'ouverture toujours dangereuse des circuits secondaires en charge.

■ le relais étant ampèremétrique, il ne détecte pas les pertes de phases en absence de débit.

## relais de protection contre les démarrages trop fréquents

C'est un compteur (fig. 26).

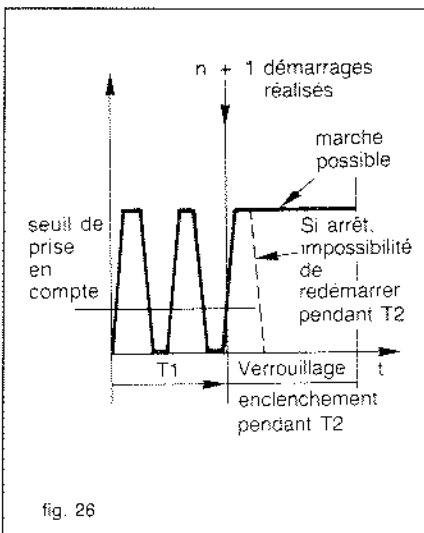


fig. 26

A partir d'un état où l'intensité est nulle (repos), le relais compte un démarrage chaque fois que l'intensité dépasse un seuil de réglage.

Ce seuil est tel que le relais ne prenne pas en compte les pointes d'intensité dues aux dispositifs de démarrage (résistance rotorique-auto-transfo, etc), ni les mises en charge à partir d'une marche à vide. Le compteur est remis automatiquement à zéro à l'issue de chaque période  $T_1$ . Si le contenu du compteur est supérieur de une unité à une valeur préaffichée, le relais fonctionne et interdit pendant  $T_2$  tout nouveau démarrage.

A l'issue du temps  $T_2$ , le relais revient à son état initial.

Le réglage du relais est obtenu à partir des données fournies par le constructeur du moteur.

## relais de détection des blocages rotor en marche des moteurs asynchrones

C'est un relais à maximum d'intensité. Il peut être monophasé car le courant statorique sur rotor bloqué est un courant équilibré (absence de défaut électrique interne). Par une temporisation réglable, l'utilisateur inhibe le relais pendant la période de démarrage normal.

Au-delà, le relais est sensible à toute surintensité dépassant son seuil.

L'inhibition au démarrage est obtenue par le dépassement d'un seuil bas ampèremétrique signifiant que l'on a quitté l'état de repos pour l'état « sous tension ». On règle le relais entre les plus fortes surcharges admissibles et l'intensité de démarrage.

Si on désire réaliser une protection contre le démarrage trop long on règle le relais immédiatement au-dessus du courant absorbé à l'issue d'un démarrage normal (fig. 27).

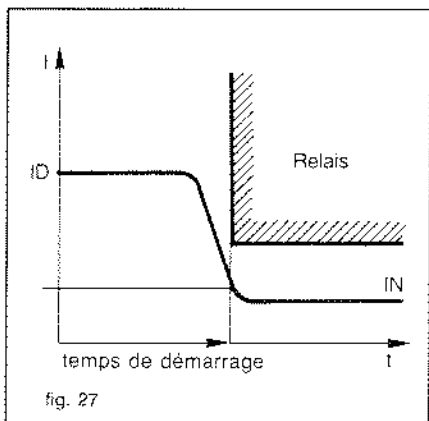


fig. 27

## relais de détection des désamorçages pompes

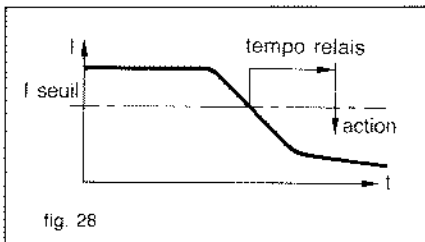
C'est un relais à mini d'intensité ; le fonctionnement du relais est défini par le passage d'un seuil par valeur décroissante (fig. 28).

Le relais ne prend pas en compte les intensités nulles (repos).

Le repos est unipolaire.

Le seuil du relais sera réglé entre :

- le courant à vide du groupe ou à vannes fermées,
- le courant normalement absorbé.



## relais de détection des pertes d'excitation des machines synchrones

Ce relais peut être le même que celui utilisé pour la détection des retours d'énergie active avec un branchement et un réglage différent, de façon à ce qu'il détecte l'énergie réactive absorbée au réseau. Le réglage du relais consiste à amener la combinaison des vecteurs tension, orthogonale avec le vecteur tension simple. Comme le montre le diagramme de la figure 29, le vecteur  $\vec{VA}'''$  est de la forme  $\vec{VA}''' = + jC \vec{V1}$  C = cte réelle.

j : complexe de valeur 1 et de phase  $\frac{\pi}{2}$

De  $\vec{VA}'''$  on n'utilise que l'angle de phase  $(-\frac{\pi}{2})$  pour élaborer

$$I \cos(\frac{\pi}{2} - \varphi) = I \sin \varphi$$

En régime équilibré en tension et intensité :

$$P_{VAR} = U_0 \sqrt{3} I \sin \varphi$$

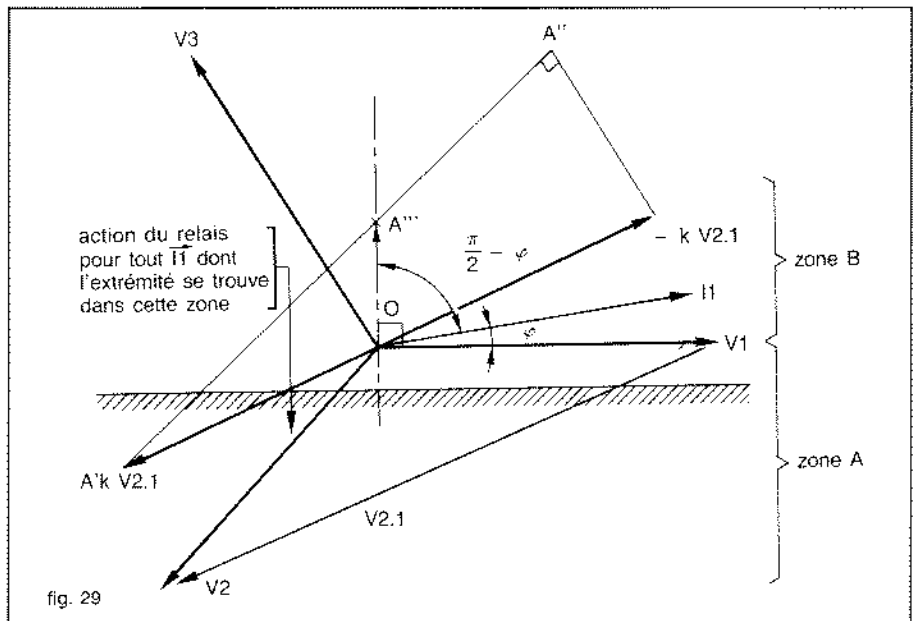
$I \sin \varphi$  est généralement donné sous la forme  $I_s = \text{seuil } \% \times I_N$

En zone A le moteur synchrone absorbe de l'énergie réactive : fonctionnement anormal.

**Attention : le relais doit être verrouillé pendant le démarrage en asynchrone.**

Par suite du réglage continu déterminant  $A'''$  et par la combinaison des tensions d'entrée, d'autres fonctions sont possibles, notamment le relais à retour de courant apparent I

$$P_{VA} = U_n \sqrt{3} I$$



## Détermination du seuil d'un relais à retour de courant réactif employé en protection perte d'excitation sur un moteur synchrone.

Employé sur une charge dont le couple est uniquement fonction de la vitesse, le moteur synchrone fonctionne à puissance utile constante.

En négligeant les pertes statoriques le moteur travaille à puissance absorbée.

$$P_{aw} = U_v \sqrt{3} \cos \varphi = \text{constante}$$

Le diagramme simplifié vérifie  $\vec{V} = \vec{E} + jL\omega \vec{I}$  pour chacune des phases (fig. 30).  $V_1$  tension simple, est une donnée du réseau.

$$\begin{aligned} \text{Aire OBC} &= k_1 |V| \cdot \omega L |I| \cos \varphi \\ &= k_2 P \text{ électrique} \end{aligned}$$

La puissance électrique étant constante, le point B extrémité du vecteur « force

contre électromotrice E due à l'inducteur » se déplace sur la droite  $\Delta$  lorsque l'on fait varier l'excitation.

Soit  $I_{min}$  : Intensité absorbée à  $\cos \varphi = 1$

Le triangle BCH donne :

$$I = \frac{I_{min}}{\cos \varphi}$$

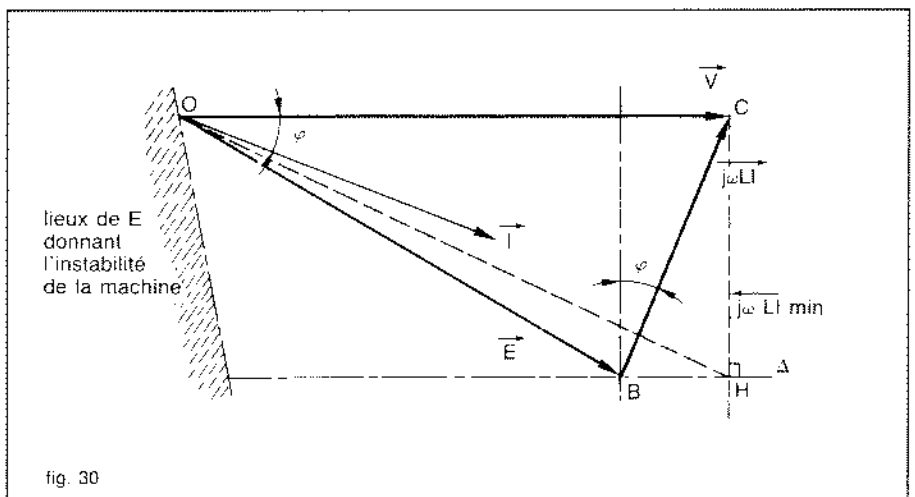
$$I \sin \varphi = I_{min} \tan \varphi$$

Si on pose  $A = \frac{I_{NTC}}{I_{min}} = \text{constante}$  pour

une charge donnée, on obtient le seuil du relais à retour de courant réactif en

$$\frac{I \sin \varphi}{I_{NTC}} = \frac{1}{A} \tan \varphi = \text{valeur relative par rapport à } I_{NTC}$$

$I_{NTC}$  est l'intensité nominale primaire des transformateurs de courant.



## relais de détection des variations de fréquence

On compare la fréquence réseau  $F$  à une fréquence étalon  $F_0$  générée par le relais.

■ pour le relais à minimum de fréquence si

$F - F_0 < 0$  le relais fonctionne

■ pour le relais à maximum de fréquence si

$F - F_0 > 0$  le relais fonctionne

$F_0$  est réglable par l'opérateur. Le relais est unipolaire et prend l'information sur la tension réseau (TP).

## avantages des relais statiques sur les relais électromagnétiques

Les relais statiques ne nécessitent, pour prendre en compte la grandeur contrôlée, qu'une puissance négligeable qui se chiffre en mVA ou  $\mu$ VA, ceci leur donne des caractéristiques de linéarité, de temps de prise en compte, bien meilleures que celles des relais électromagnétiques.

Ces caractéristiques apportent aux relais statiques les propriétés :

■ de fonctionner lors de court-circuit phase-phase même s'il y a saturation des transformateurs de courant,

■ de faire fonctionner les capteurs dans des conditions idéales soit :

□ à vide, pour les transformateurs de potentiel (TP)

□ en court-circuit pour transformateurs de courant (TC) ce qui apporte comme avantage de remonter le point de saturation.  $C$ , bien au-dessus du facteur limite de précision (Flp).

En effet, l'égalité  $CP = C_n P_n$  (1)

$C_n$  : facteur limite de précision donné pour la puissance nominale  $P_n$  à l'intensité nominale.

$P_n$  : puissance nominale à l'intensité nominale.

$C$  : coefficient limite de précision pour une puissance  $P$  à l'intensité nominale montre que le coefficient limite de précision est inversement proportionnel à la puissance fournie à la charge.

La force électromotrice au secondaire est de la forme

$$e = - \frac{d(n_2 \phi)}{dt}$$

$n_2 \phi$  : flux magnétique total embrassé par le secondaire.

Dans les deux cas ci-dessous, nous prenons la même valeur pour  $n_2 \phi$ , soit la limite de linéarité.

■ le transformateur est sous sa charge nominale  $Z_{2n}$  et débite  $I_2$  dans cette charge :

$$P_n = Z_{2n} I_2^2$$

$$e = Z_{2n} I_2 = Z_{2n} C_n I_{2n} = C_n \frac{P_n}{I_{2n}} \quad (2)$$

■ le transformateur est sous une charge quelconque  $Z_2$  et débite  $I_2$  dans cette charge

$$e = Z_2 I_2 = Z_2 C \frac{P}{I_{2n}} = C \frac{P}{I_{2n}} \quad (3)$$

(2) et (3) démontrent que :

$$CP = C_n P_n \quad (1)$$

En toute rigueur il y a lieu de considérer les puissances électriques  $P = e I_2$  ;  $Z$  englobant la résistance interne secondaire du transformateur, laquelle ne doit pas être négligée lorsque l'impédance de charge devient très faible.

L'absence d'encrassement ou de corrosion dans le pivotage, l'absence de ressorts de rappel, sont autant de facteurs permettant une fiabilité et une fidélité supérieures.

Par ailleurs, les chocs mécaniques (non destructifs) ne provoquent pas de fonctionnements intempestifs (ex : insensibilité aux fermetures de portes).

Enfin, le relais statique est généralement économique car il utilise des composants non spécifiques, contrairement aux pièces mécaniques des relais électromagnétiques.

### 3. sélectivité

Un réseau haute tension alimente de nombreux consommateurs pour lesquels les conséquences d'une interruption d'alimentation peuvent être graves. Une bonne coordination des protections contre les courts-circuits phase-phase, les surcharges, les défauts phase-terre, permet une continuité d'exploitation optimale.

La coordination des protections peut être complexe à étudier. Dans les cas les plus simples, elle se limite à vérifier, sur un réseau en antenne la sélectivité au déclenchement lors des surintensités. La sélectivité est obtenue si, pour tous courants supérieurs au réglage des relais des étages voyant le défaut, le temps au-delà duquel le processus de déclenchement de l'appareil de coupure amont devient irréversible, reste supérieur au temps total de coupure de l'appareil aval.

Cette condition peut être facilement vérifiée par juxtaposition des tracés des caractéristiques de fonctionnement (fig. 31).

La coordination de l'ensemble des protections doit tenir compte de la présence éventuelle de machines tournantes et de leur comportement au moment du défaut.

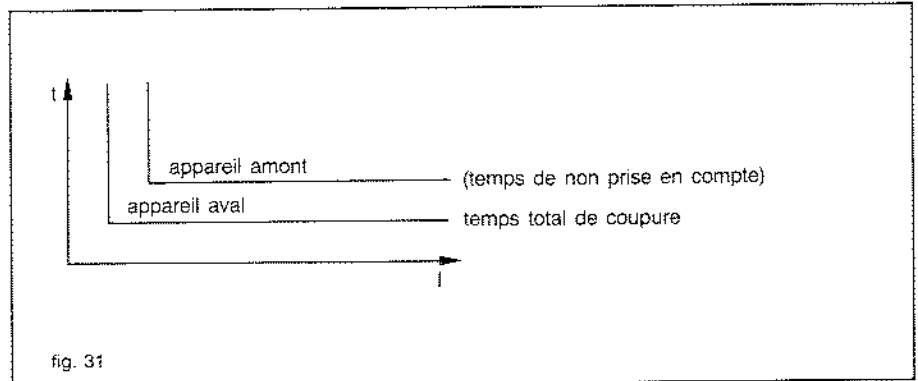


fig. 31

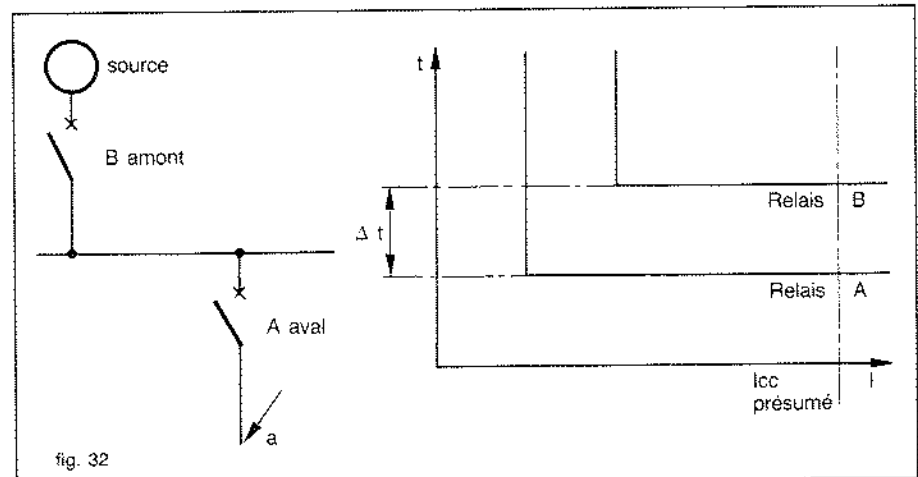


fig. 32

#### éléments de réglage en sélectivité chronométrique (fig. 32)

L'écart  $\Delta t$  inclut :

- l'erreur en temporisation des relais A et B
- le temps de mémoire du relais B
- le temps de fonctionnement du disjoncteur A
- une marge de sécurité

En pratique, on prend  $\Delta t \geq 0,3$  s (fig. 33). Une bonne précision et une bonne fidélité des réglages des seuils et des temporisations peuvent permettre des écarts de réglage plus faibles.

En résumé, les réglages des relais à maximum de courant utilisés pour la protection contre les courts-circuits phase-phase et les défauts phase-terre doivent tenir compte :

#### Au niveau du seuil

- du plus faible des courants de court-circuit pouvant se développer en aval de

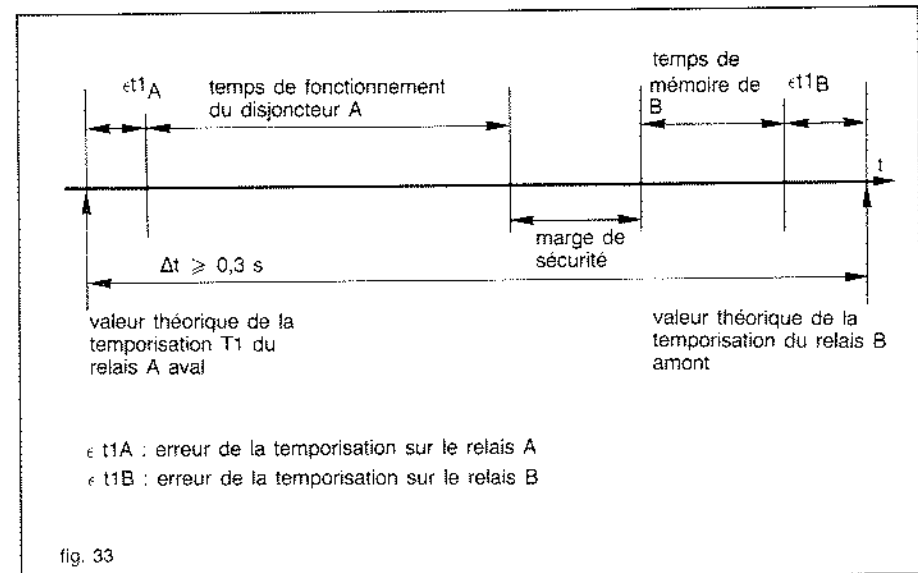


fig. 33



la prise d'information. Le réglage sera inférieur à 0,5 fois la valeur de ce courant.

□ immédiatement supérieur à la plus forte des surcharges.

□ supérieur au seuil du relais aval (environ 30%).

■ du courant capacitif. Le réglage sera supérieur à 30% du plus fort courant capacitif traversant le relais. Cette règle étant essentiellement applicable au relais de terre.

#### Au niveau des temporisations

■ 0,3 s de plus que le relais aval en sélectivité chronométrique

■ le passage nécessaire de pointes d'intensité dues à l'enclenchement des transformateurs à vide, et éventuellement celles dues à la reprise des moteurs, détermine la limite inférieure des temporisations. Voir § 4 protections typiques.

#### Aspect pratique

Le calcul des réglages en seuil et en temps des relais ainsi que la vérification de la coordination par un tracé, constituent l'étude de sélectivité. Elle se fait sur un papier log-log. On utilise pour une décade une longueur double en abscisse (I<sub>A</sub>) et une longueur simple en ordonnée (temps), ce qui permettra de représenter les tenues thermiques adiabatiques  $I^2t = C$  par une droite diagonale d'un carré (optimisation des erreurs).

Le tracé permet de vérifier si besoin est :

■ la sélectivité entre disjoncteurs et coupe-circuit,

■ la tenue thermique des câbles transformateurs, etc. aux courants de court-circuit. Pour ce faire, le courant de court-circuit au point considéré doit être calculé.

### système de sélectivité logique

Ce système développé et breveté par Merlin et Gerin correspond à une technique de sélectivité basée sur le verrouillage temporaire des relais amont.

De par ce principe, des écarts de réglage nuis ou négatifs peuvent être obtenus. Seules les pointes d'enclenchement empêchent d'annuler les temporisations. En particulier, lorsque le réglage de la temporisation des protections situées à l'origine de l'installation est faible et imposé, la sélectivité logique permet de réaliser la sélectivité totale au déclenchement quel que soit le nombre d'étages de protection, indépendamment des niveaux de tension.

Le déclenchement ampèremétrique des alternateurs auxiliaires est réalisé pen-

dant la valeur transitoire des courants de court-circuit.

Les contraintes thermiques sont diminuées sur défaut près de l'origine de l'installation.

■ la stabilité du réseau est améliorée ; les perturbations apportées par le défaut au fonctionnement des machines tournantes, sont limitées (Machines synchrones, reprise au vol des moteurs asynchrones).

■ l'extension d'un réseau est toujours possible sans reprise du réglage des relais existants, en particulier au niveau de la protection générale située à l'origine de l'installation.

#### Principe du système de sélectivité logique

Succinctement, le principe est rappelé ci-dessous (fig. 34).

Le relais aval envoie un ordre d'attente logique au relais amont par une ligne pilote bifilaire.

Seul le relais directement en amont du défaut est libre et fait ouvrir son disjoncteur associé.

Les relais amont sont ensuite automatiquement libérés. L'attente logique est réglée par l'utilisateur à la durée présumée d'élimination du défaut.

La sélectivité logique est utilisée pour la protection contre les courts-circuits entre phases et contre les défauts phase-terre (régime neutre impédant).

### protection de zone par mesure ampèremétrique différentielle

L'insensibilité de la protection aux défauts extérieurs à la machine ou à la zone couverte fait que ce type de protection n'est pas à prendre en compte dans les études de sélectivité chronométrique ou logique.

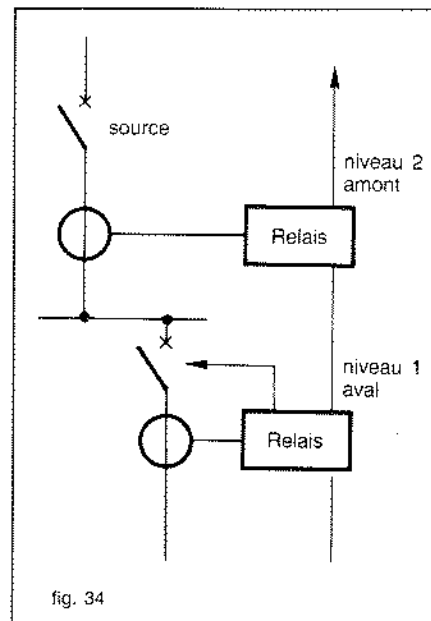


fig. 34

## 4. protections typiques

L'objet de cette dernière partie est d'établir la liste des protections spécifiques à chaque fonction de la distribution MT; le terme « fonction » correspondant le plus souvent aux cellules qui constituent le tableau.

### protections des arrivées ou des départs « feeders »

#### En régime neutre impédant :

- un relais à maxi de courant à temps indépendant bipolaire contre les courts-circuits phase-phase.
- un relais à maxi de courant à temps indépendant unipolaire, insensibilisé aux harmoniques 3 contre les défauts phase-terre.
- deux relais à maxi de courant directionnel sur chaque arrivée en parallèle.

#### En régime neutre isolé

Un relais à maxi de courant à temps indépendant tripolaire (demandé par C 13 200) contre les défauts phase-phase.

Emploi d'un relais à maxi de courant à temps indépendant unipolaire, insensibilisé aux harmoniques 3 contre les défauts phase-terre, ou emploi d'un relais directionnel homopolaire.

Il est rappelé que la détection du premier défaut est obligatoire.

#### Remarques (fig. 35)

Si la cellule alimente un départ transformateur puissant, on adjoindra un relais à maxi de courant à temps indépendant bipolaire ou tripolaire à seuil bas. Le but de ce relais est d'assurer une protection complémentaire contre les courts-circuits se produisant aux bornes du secondaire dudit transformateur. Ceci n'est possible que si :

$$a \cdot I_n < I_s < 0,5 I_{2cc}$$

$I_n$  : courant nominal des transformateurs de courant.

$a \cdot I_n$  : surcharge admissible temporaire.  
 $I_s$  : seuil du relais

$I_{2cc}$  : courant de court-circuit triphasé équilibré au secondaire vu au primaire du transformateur.

La protection de surcharge du réseau aval est une autre application de ce relais. D'autres protections telles que : relais de fréquence, relais de tension, relais à retour de courant, équipent souvent ces cellules.

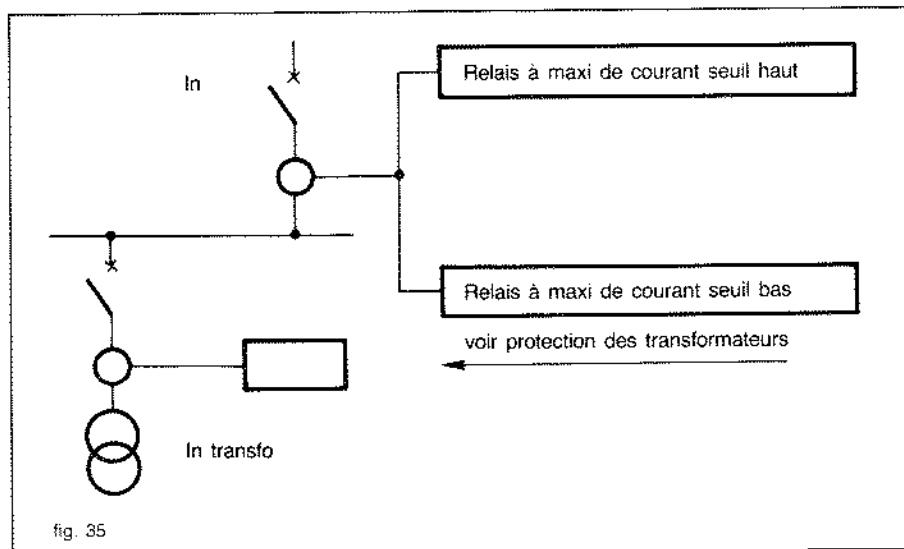


fig. 35

### protection des générateurs (alternateurs) auxiliaires

#### Contre les défauts externes électriques :

■ un relais à maximum de courant bipolaire (neutre impédant), tripolaire (neutre isolé) à temps constant contre les courts-circuits phase-phase. Les réglages du relais devront prendre en compte :

- la nécessité de déclencher rapidement sur impédance transitoire de l'alternateur.
- le besoin de sélectivité.

■ un relais à maximum de courant homopolaire (si neutre impédant) à temps constant si le générateur homopolaire (résistance de terre) est connecté au neutre de l'alternateur.

■ un relais sensible à la composante inverse d'intensité contre les débits déséquilibrés.

#### Contre les défauts internes électriques

■ un relais à maximum de courant tripolaire à mesure différentielle longitudinale contre les défauts phase-phase.

■ un relais à maximum de courant homopolaire si le générateur homopolaire est sur le jeu de barres.

ou  
 ■ un relais à maximum de courant homopolaire dont le tore (capteur) se trouve

dans la connexion de mise à la terre du neutre de l'alternateur

ou

un relais de courant homopolaire à mesure différentielle longitudinale.

■ un relais à maximum de tension homopolaire avant couplage si le générateur de courant homopolaire est sur le jeu de barres. Le réglage en temps de ce relais doit majorer tous les réglages des relais du réseau ou un contrôleur permanent d'isolement déconnecté avant couplage.

#### Contre les erreurs d'exploitation

■ un relais à image thermique contre les surcharges.

■ un relais sensible à la composante inverse d'intensité contre les débits déséquilibrés.

**Attention : les déséquilibres inverses se transmettent au travers des transformateurs, de couplage Yd ; Dy ; Yy.**

#### Contre les défauts de la machine motrice

■ un relais à retour de courant actif détectant les marches en moteur synchrone.

Pratiquement on utilisera ce relais sur Groupe Diesel, conjointement à un contrôle de la tension.

■ un relais contre les variations de fréquence. Ce relais à mini de fréquence est obligatoire si l'alternateur est couplé à un réseau de distribution sujet aux réenclenchements rapides.

### Contre les défauts sur le circuit d'excitation

- un relais de tension mini - maxi : contrôle du régulateur.
  - un relais à retour de courant réactif, absorption d'énergie réactive par la machine désexcitée.
- Si l'enroulement d'excitation est accessible :
- emploi de relais ampèremétriques contre les coupures et les courts-circuits.
  - emploi d'un contrôleur d'isolement (défauts masse-rotor).

### protection des transformateurs

#### Contre les défauts électriques externes et internes

Le relais Buchholz ou pressostat détecte les défauts électriques internes des transformateurs immergés.

L'emploi de relais indirects est cependant fréquent, compte tenu de leur faible temps de réponse. On emploie :

- un relais à maxi de courant bipolaire (neutre impédant), tripolaire (neutre isolé) avec :
- un seuil haut instantané (50 ms) contre les défauts phase-phase au primaire.
- un seuil bas à temps indépendant contre les défauts phase-phase au secondaire vus au primaire. La temporisation permet le fonctionnement sélectif des protections du réseau aval au transformateur.

Le réglage du seuil haut est immédiatement au-dessus de  $I_{120c}$  courant de court-circuit triphasé au secondaire vu au primaire.

Le réglage du seuil bas se fera à partir de  $2I_N$  ; on peut considérer, sauf cas particulier, que les surcharges ne peuvent excéder  $2I_N$ .

$$\frac{I_N}{I_{120c}} = \frac{I_N}{I_{110c}} + U_{cc}$$

$I_N$  : intensité nominale ddu transformateur sous le réseau primaire  $U_N$

$I_{110c}$  : courant de court-circuit triphasé primaire

$I_{120c}$  : courant de court-circuit triphasé secondaire vu au primaire

$U_{cc}$  : tension de court-circuit du transformateur en valeur décimale (ex. 0,1)

En sélectivité logique, le relais à un seuil suffit. Il prend en compte  $I_{120c}$  dans un temps compatible avec l'enclenchement du transformateur à vide.

Le passage de la pointe d'enclenchement à vide du transformateur sera toujours vérifiée.

Le seuil  $n_r$  des relais seuil haut, seuil bas ou logique devra être tel que :

$$n_r > \frac{1}{\sqrt{2}} n_e \frac{I_{NTRANSFO}}{I_{NTO}} e^{-\frac{tr}{te}}$$

dans laquelle :

$$n_r = \text{seuil du relais} = \frac{I_{\text{seuil}}}{I_{NTO}}$$

$tr$  = temporisation du relais (diminuée du temps de mémoire)

$te$  = constante de temps de la composante apériodique du courant d'enclenchement, c'est une donnée du transformateur.

$I_{NTRANSFO}$  : intensité nominale du transformateur sous le réseau primaire  $U_N$

$I_{NTO}$  : intensité nominale des transformateurs de courant

$$n_e = \frac{I_{\text{crête}} \text{ enclenchement}}{I_N \text{ efficace}}$$

c'est une donnée du transformateur

puissance de transformateur en kVA	$n_e$	$tes$
50	15	0,10
100	14	0,15
160	12	0,20
400	12	0,25
630	11	0,30
800	10	0,30
1000	10	0,35
1250	9	0,35
1600	9	0,40
2000	8	0,45

■ un relais à maximum de courant homopolaire sur réseau à neutre impédant ou sous certaines conditions sur réseau à neutre isolé.

**Nota :** la protection phase-masse secondaire est réalisée par un relais à maxi de courant homopolaire dont le capteur tore est placé dans la liaison de mise à la terre du neutre. Si le régime secondaire est neutre impédant, ce relais agira sur le disjoncteur primaire.

■ la protection différentielle de transformateur sera nécessaire lorsque l'énergie circule dans les deux sens, ce qui normalement exclut les petites unités. Comme toutes les protections différentielles, elle est réglée au-dessous du courant nominal et est indépendante de la temporisation des autres relais du réseau. La protection est uniquement sensible aux défauts internes du transformateur. Elle ne supprime pas la nécessité de relais à maxi de courant au court-circuit sur défauts extérieurs.

Le relais est complexe car il faut :

- distinguer la pointe d'enclenchement d'une fermeture sur court-circuit.

■ compenser le nombre de spires, le couplage, l'indice horaire, tout en tenant compte du courant magnétisant. Il est réglé autour de 25% de  $I_N$ .

#### Contre les erreurs d'exploitation

Emploi d'un relais à image thermique bipolaire s'il n'existe pas de récepteurs monophasés. Dans le cas contraire, on utilisera un relais tripolaire ou un relais bipolaire associé à un relais de déséquilibre. Le relais à image thermique est nécessaire sur les transformateurs secs. Il sera utilisé conjointement au thermostat sur les grosses unités.

### protection des moteurs asynchrones

#### Contre les défauts externes

On emploie :

■ un relais de retour d'énergie découplant les grosses unités si, sur coupure du réseau, la réalimentation d'autres charges est possible. Dans certains cas, on associe à ce relais, un relais à minimum de tension rémanente, vérifiant après démagnétisation et ralentissement suffisants la possibilité de recouplage au réseau.

■ un relais à minimum de tension. Si les relais ci-dessus sont en général communs à plusieurs moteurs, on monte en protection individuelle :

■ un relais ampèremétrique contre la présence de composante inverse ou de rupture de phase dans le réseau.

#### Contre les défauts électriques internes

La zone protégée comprend la ligne d'alimentation du moteur et ce dernier. On emploie :

■ un relais à maxi de courant, bipolaire (neutre impédant), tripolaire (neutre isolé) contre les courts-circuits phase-phase. Le relais est réglé au-dessus du courant de démarrage.

Ou un relais à maxi de courant tripolaire différentiel longitudinal Entrée-Sortie. Ce relais est réglé au-dessous du courant nominal du moteur. (Se trouve surtout sur les grosses unités).

■ un relais à maxi de courant homopolaire sur capteur tore contre les défauts phase-masse (neutre impédant), ou relais de courant pour la détection directionnelle. Si la ligne est longue, il y a influence du courant capacitif.

■ un relais ampèremétrique à maxi de courant inverse contre :

- les coupures de phase,
  - les déséquilibres de phases suite à court-circuit entre spires d'un enroulement.
- Le relais réalise également la protection au défaut externe.

### Contre les défauts d'exploitation

- un relais à image thermique contre les surcharges.
- un relais limiteur de démarrage si les conditions d'exploitation le nécessitent.

### Contre les défauts mécaniques

- un relais contre les blocages en marche du rotor.
- sur moto-pompe, emploi d'un relais à baisse d'intensité.

## protection des moteurs synchrones

### Contre les défauts externes

- un relais à minimum de tension.
- un relais ampèremétrique contre la présence de composante inverse ou de rupture de phase dans le réseau.
- un relais à retour de courant actif afin d'éviter la marche en générateur.
- un relais détectant les baisses de fréquence, ce qui évitera au retour tension, après une micro-coupeure, le

couplage en opposition de phase.

- un relais ampèremétrique de découplage sur court-circuit externe.

### Contre les défauts internes

Ce sont les protections suivantes (voir protection des générateurs).

- un relais à maxi de courant tripolaire différentiel longitudinal Entrée-sortie contre les défauts phase-phase.
  - un relais à maxi de courant contre les défauts phase-terre.
  - un relais de déséquilibre inverse contre les variations d'impédance interne (rupture de bobinage, court-circuit entre spires)
  - un relais de retour de courant réactif (absorption d'énergie réactive par la machine désexcitée). Inhiber ce relais pendant la période de démarrage.
- On peut également utiliser, si l'enroulement inducteur est accessible, deux relais à courant continu contre les coupures et les courts-circuits ainsi qu'un contrôleur permanent d'isolement (défauts masse-rotor).

- un relais contre les blocages rotor en marche et les démarrages trop longs.
- un relais de surcharge à image thermique contre les augmentations de couple,
- un relais de limitation de la fréquence des démarrages.

## protection des batteries de condensateurs

Elle se limitera à la protection aux défauts internes, court-circuit phase-phase et défaut phase-terre (suivant régime de neutre).

- un relais à maxi de courant bipolaire (neutre impédant) ou tripolaire (neutre isolé) à temps défini et constant contre les défauts phase-phase.
  - un relais à maxi de courant unipolaire, homopolaire (neutre impédant) contre les défauts phase-masse.
- Des relais spécifiques sont souvent installés sur la batterie de condensateurs, tels que relais de déséquilibre, etc.

## 5. conclusion

La continuité d'exploitation et la limitation au strict minimum des conséquences des défauts de tous types sont obtenus par le bon choix des dispositifs de protection et de leur réglage. Nous souhaitons que ce document soit une aide efficace pour les concepteurs,

les installateurs et les exploitants ; ceci dans la connaissance des défauts et des relais de protection correspondants. Merlin Gerin avec sa gamme de relais statiques Vigirack reste avec vous au service de la sécurité des installations industrielles moyenne tension.

## 6. bibliographie

M. AMBLARD

### Conférence aux Colloques ELEC organisés par le GIMEE

Association des matériels de protection

M. SAPUTO

### Démarrage et protection des moteurs HT

Cahiers Techniques Merlin Gerin n° 1

MM. CALVAS et SAUTRIAU

### Protection des réseaux par le système de sélectivité logique

Cahiers Techniques Merlin Gerin n° 2

M. SAUTRIAU

### La sélectivité des protections

Cahiers Techniques Merlin Gerin n° 13

MM. JOLY et NORTIER

### Analyse des réseaux triphasés à l'aide des composants symétriques

Cahiers Techniques Merlin Gerin n° 18

MM. SAUTRIAU et TOUCHET

### Mise à la terre du neutre dans un réseau industriel HT

Cahiers Techniques Merlin Gerin n° 62

MM. DELEGLISE et TOUCHET

### Le transformateur et ses protections

Cahiers Techniques Merlin Gerin n° 94

M. VERSCHOORE

### Choix du régime du neutre d'un réseau industriel HT 1 à 36 kV

Cahiers Techniques Merlin Gerin n° 109

**Pierre Roccia,**  
Diplômé en 1969 ingénieur électri-  
cien de l'Institut National Polytech-  
nique de Grenoble. Après avoir oc-  
cupé un poste de chargé d'affaires  
dans le secteur des équipements  
industriels et de distribution publi-  
que haute tension, il a été chargé  
d'élargir la gamme des relais de pro-  
tection Merlin Gerin et de concrétis-  
er une philosophie technique sur la  
protection des réseaux industriels  
haute tension grâce à des dispositifs  
associés aux disjoncteurs. Le pré-  
sent cahier technique est un reflet  
de cette activité.

Chargé ensuite de formation, il est  
actuellement ingénieur d'études au  
service concepteur de la Division  
Équipements et Ensembles.