

A. INTRODUCTION

La fréquence des différentes pannes des moteurs est différente selon les conditions spécifiques de fonctionnement, mais les statistiques montrent que le taux de défaillance annuel est de 0,5 à 4%.

La plupart des défaillances trouvent leur origine dans les surcharges.

Les défauts d'isolation eux, entraînent des défauts de terre ou des courts-circuits entre spires et enroulements. Ils sont les conséquences de surtensions ou de contaminations par l'humidité, l'huile, la graisse, la poussière ou d'autres produits chimiques.

A.1 Types de défaillances et dommages

La répartition approximative des dommages est la suivante :

- Surcharge 30%
- Dommages à l'isolation 20%
- Défaillance de phase 14%
- Dommages aux paliers 13%
- Vieillessement 10%
- Dommages aux rotors 5%
- Divers 8%

Causes	Effets	Dommages possibles
Surcharge thermique: • Conditions de démarrage extrêmes • Rotor bloqué • Surcharge de longue durée • Sous-tension • Fonctionnement intermittent inadmissible	Surintensité et donc échauffement inadmissible des enroulements	Cage de rotor dessoudée Enroulements stator brûlés
Problèmes de refroidissement: • Refroidissement perturbé • Temp. ambiante trop élevée	Echauffement inadmissible	Enroulements stator brûlés
Causes électriques: • Fonctionnement sur une phase • Asymétrie tension • Défaut de terre • Court-circuit entre spires • Court-circuit entre enroulements	Surintensité asymétrique Echauffement inadmissible selon dimension moteur et charge	Enroulement ou partie d'enroulement brûlé Dommages aux paliers
Causes mécaniques: • Mauvais équilibrage • Mauvais alignement de l'entraînement • Entraînement mal monté (par exemple charge sur paliers trop importante à cause d'une courroie)	Détérioration irrégulière des paliers	Dommages aux paliers

Tab .1 Causes de défaillance, effets et dommages possibles pour les moteurs

A.2 Courant de démarrage d'un moteur asynchrone triphasé

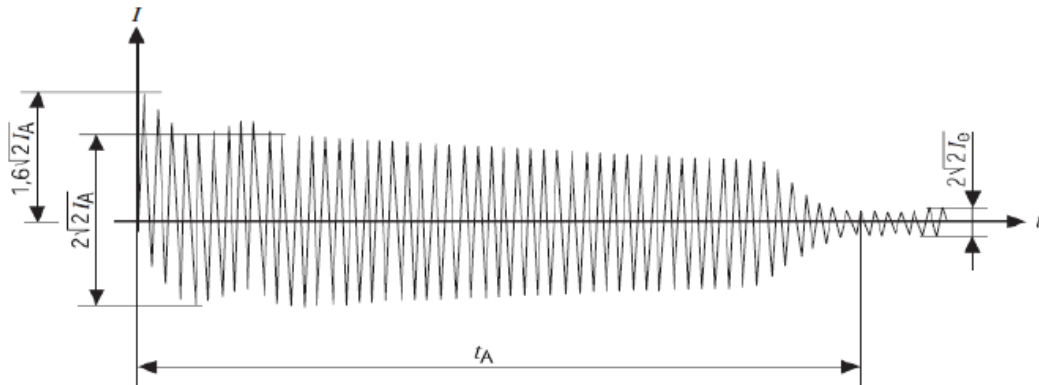


Fig.1 Mise en marche d'un moteur à cage avec démarrage direct.

A.3 Influence de la température sur le moteur

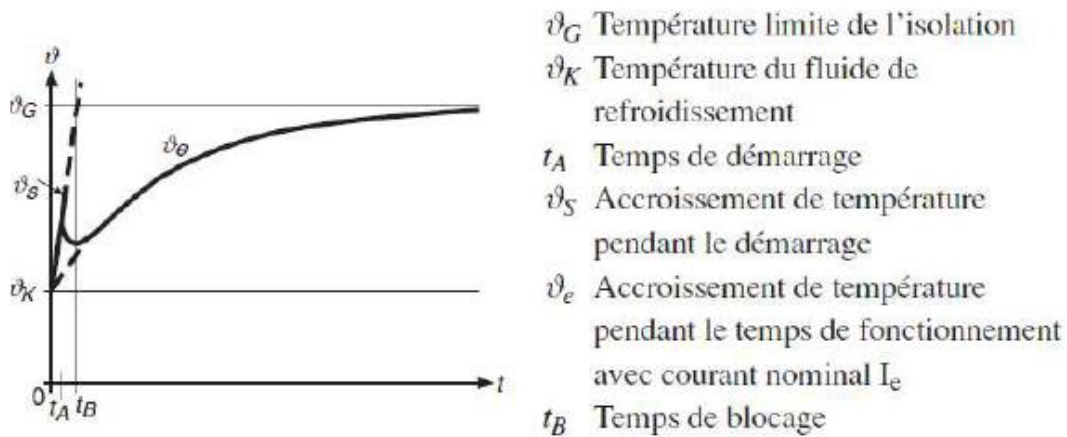


Fig.2 Accroissement de température dans les enroulements du moteur .

A.4 Classe d'isolation des matériaux

Classe isolation	Temp. fluide refr. maxi. en °C	Élévation temp. limite en K	Temp. max. perm. admissible en °C
E	40	75	120
B	40	80	130
F	40	105	155
H	40	125	180

Tab .2 Classes d'isolation des matériaux et température permanente admissible des enroulements

A.5 Surchauffe et influence sur la durée de vie (vieillessement)

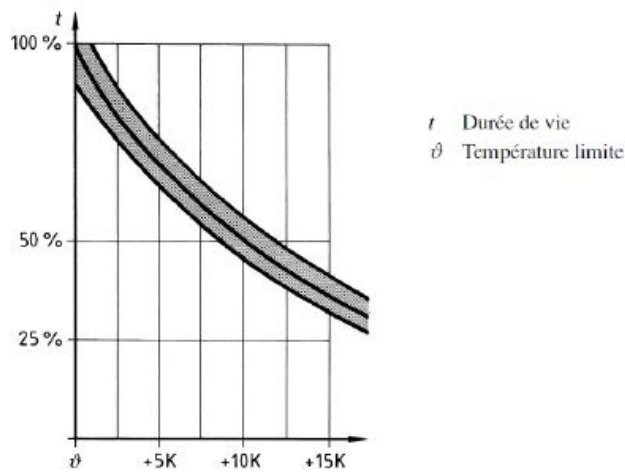


Fig.3 Diminution de la durée de vie moyenne dans les enroulement en cas de sur températures .

B. ORIGINES DES DEFAUTS

B.1 surcharges

Temps de réaction normalisés sur surcharges

Fonction		Pas de réaction depuis état froid	Réaction après augmentation courant	Réaction depuis état chaud	Réaction depuis état froid
Multiple de la valeur courant		1,05	1,2	1,5	7,2
Temps décl.	10 A	≥ 2 h	< 2 h	< 2 min	2...10 s
selon	10	≥ 2 h	< 2 h	< 4 min	4...10 s
classe de	20	≥ 2 h	< 2 h	< 8 min	6...20 s
décl.	30	≥ 2 h	< 2 h	< 12 min	9...30 s

✓ Surcharge par coupure ou déséquilibre de phase

La coupure d'une liaison provient en général d'une borne desserrée ou d'un fil coupé.

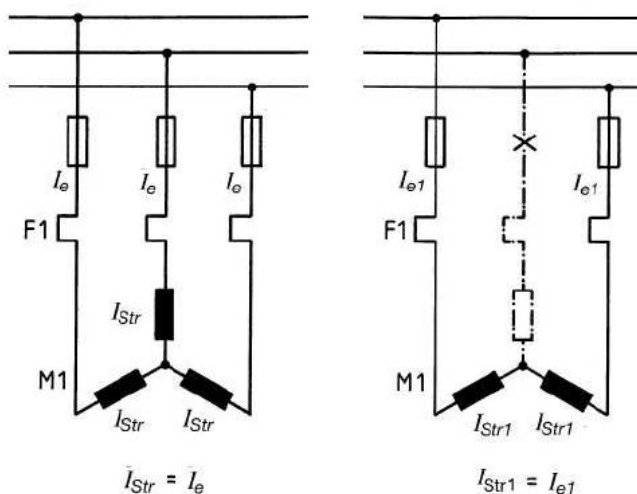


Fig. 4 Coupure d'une phase en couplage étoile

Le courant diminue dans un premier temps, le couple aussi, ce qui majore le courant dans un second temps (coupure par le relais thermique, par détection de déséquilibre).

✓ Asymétrie de tension dans le réseau

Les tensions entre phases ainsi que les tensions de phase des réseaux de courant alternatif ne sont pas exactement identiques. Les causes en sont par exemple :

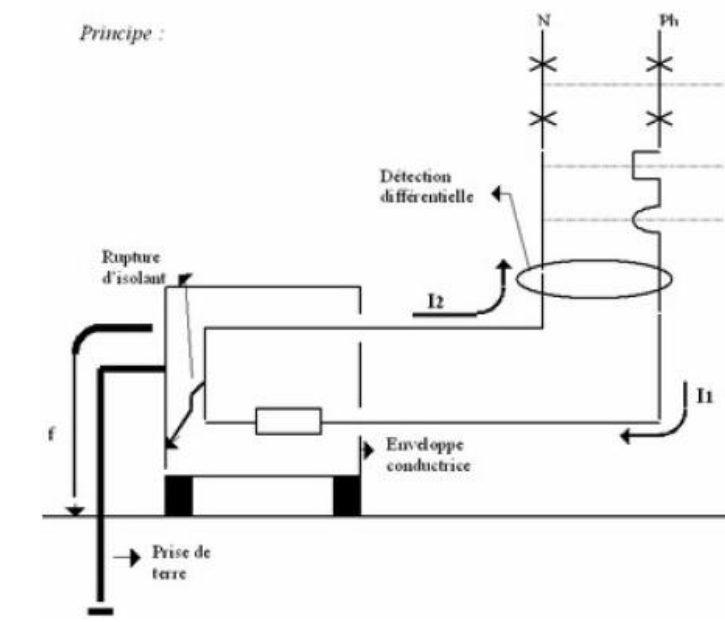
- Conducteurs réseau très longs
- Contacts défectueux sur les disjoncteurs et les contacteurs
- Bornes desserrées

B.2 Défaits d'isolation

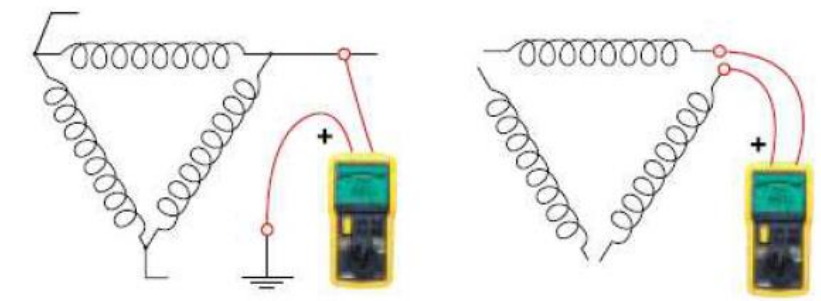
Les défauts d'isolation résultent principalement des chocs de tension et conduisent souvent à des courts-circuits entre les pièces de machine reliées à la terre.

Les origines de ces décharges sont les coups de foudre, les commutations du réseau, les décharges des condensateurs et le fonctionnement d'appareils électroniques de puissance.

➤ Défaut à la terre (à la masse)



➤ Principe de la mesure d'isolement sur une machine triphasée



➤ Court-circuit

On distingue les courts-circuits sur un pôle contre la terre ainsi que sur deux et trois pôles avec et sans contact de terre. Les causes principales des courts-circuits sont les défauts d'isolation et les dommages mécaniques.

➤ Une mauvaise manœuvre de l'appareillage peut également en être la cause.

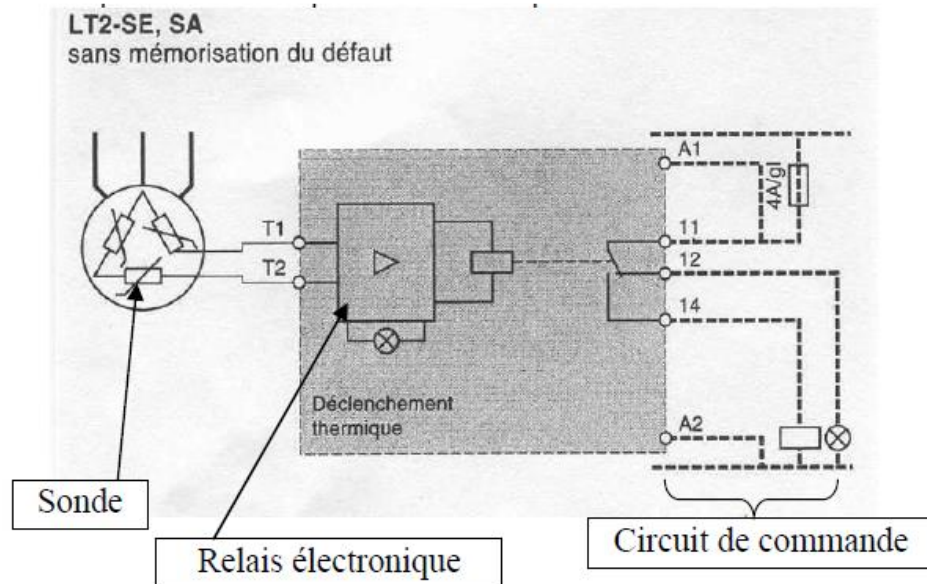
Les courants de court circuit dépendent des impédances se trouvant sur le chemin du défaut. Ils peuvent atteindre des valeurs très élevées (**courant I_{cc} en kA**).

Les dommages au matériel augmentant avec la durée des courts-circuits et le carré du courant, ceux-ci doivent donc être ***rapidement détectés et éliminés, le plus souvent avant que le maximum de courant de défaut ne soit atteint.***

C. PROTECTION DES MOTEURS

C.1 Mesure de la température dans les enroulements du moteur : Sonde CTP ou PTC

Mesure de température avec sondes incorporées dans l'enroulement du stator : la sonde mesure directement la température dans l'enroulement du moteur, on a donc une information "vraie" de la température interne du moteur, mais seulement exactement à l'endroit où elle se trouve. De plus, il faut prendre en compte le temps de réponse thermique de la sonde qui est souvent supérieur à 10 secondes.



Les sondes les plus utilisées à coefficient de température positif (CTP). On les désigne également par thermistor. Les sondes miniaturisées (voir **Figure**) ont une résistance plus faible au-dessous de la température de réponse nominale et elles augmentent très fortement leur résistance au voisinage de la température de réponse nominale.

Cette variation de résistance est exploitée par un appareil de déclenchement. La température de réponse nominale est donnée par la sonde PTC et elle est donc indépendante de l'appareil de déclenchement.

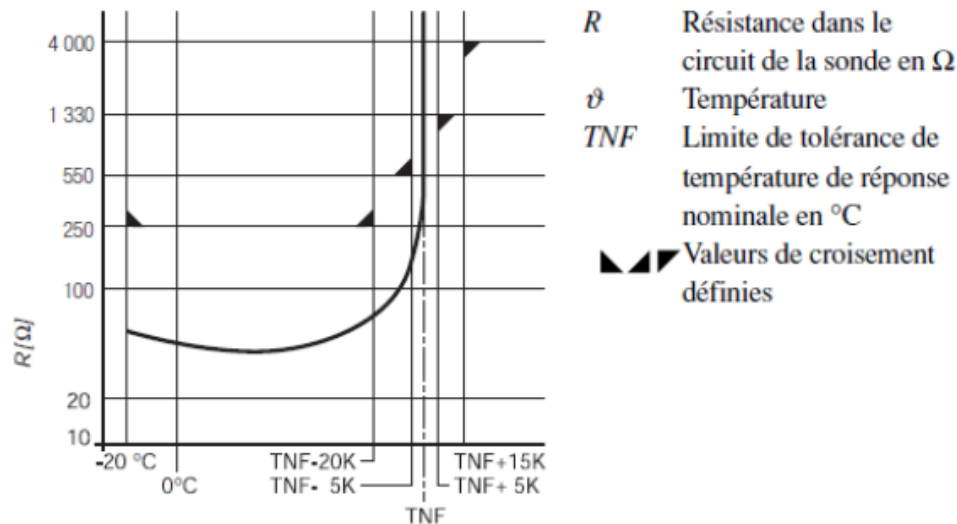


Fig.5 caractéristique résistance –température d’une sonde PTC selon la norme IEC

Attention, Ces dispositifs ne protègent pas contre la marche en monophasé. Un relais thermique doit alors être utilisé.

C.2 Détection de surcharge par mesure du courant moteur : Relais thermique

Le courant absorbé par le moteur constitue une mesure de l’échauffement de ce dernier. Comme les températures de l’enroulement du stator et du corps du rotor ne sont pas mesurées, il existe une relation entre courant et température.

Courbe de déclenchement

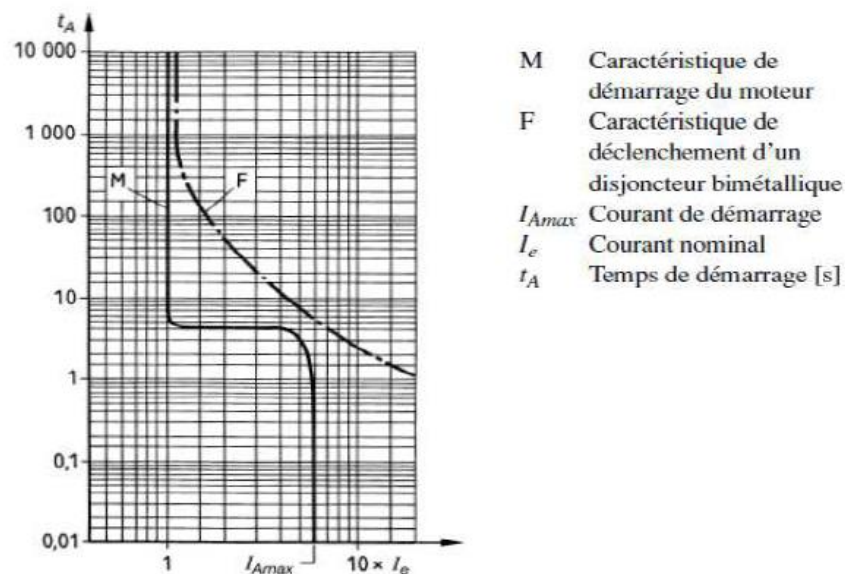
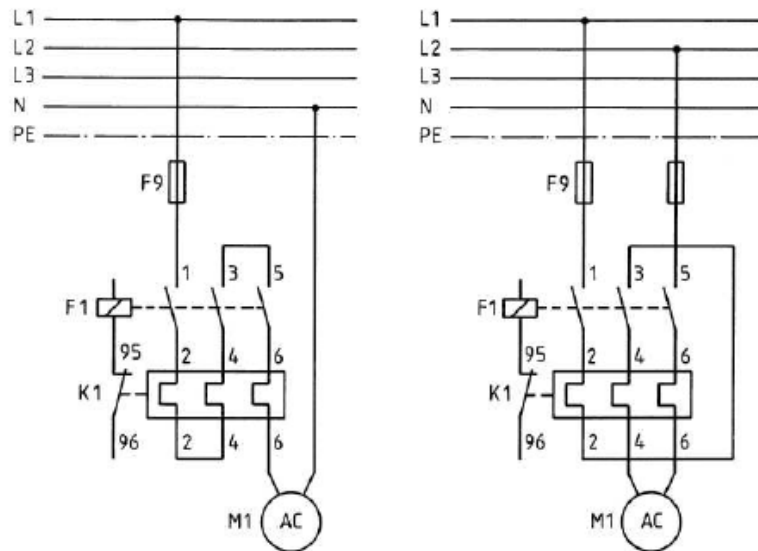


Fig.6 Les dispositifs de protection du moteur doivent permettre son démarrage

Relais thermique tripolaire utilisé pour les moteurs monophasés ou continu



Relais thermique tripolaire utilisé pour les moteurs monophasés ou continu

Le relais thermique ne coupe pas directement le circuit de puissance, il le fait par l'intermédiaire d'un contacteur qui doit admettre la surcharge transitoire, comme par exemple pendant le démarrage.

C.3 Protection du départ moteur contre les fortes surintensités :

C.3.1 Protection par fusibles type aM

La protection contre les surcharges étant assurée par le relais thermique, **les fusibles doivent être du type aM (accompagnement Moteur).**

On choisit le calibre supérieur ou égal à l'intensité nominale du moteur.

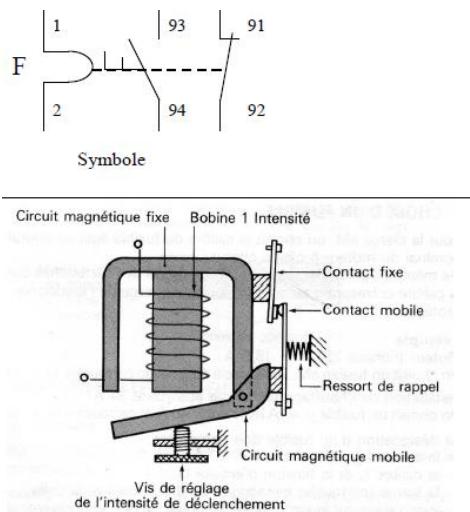
C.3.2 Protection par relais magnétique ou relais à maximum d'intensité.

Selon la norme NFC 15-100, appareil de PROTECTION. Son rôle est d'assurer la protection des moteurs contre les surcharges importantes ou lorsque les pointes d'intensité sont fréquentes.

Exemples :

- variation brutale de couple.
- Moteur de levage à forte puissance (moteur à bagues).
- Dans toutes les applications où le relais thermique ne peut pas convenir.

Principe et symbole



Lorsque $I_{mot} > I_{seuil}$, la partie mobile se déplace et entraîne l'ouverture d'un contact.

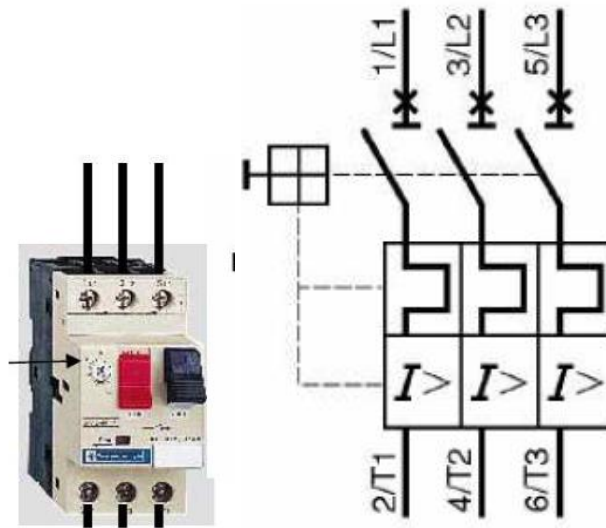
Le choix du calibre et du réglage s'effectue à partir de l'intensité admissible par le moteur

Le relais doit pouvoir supporter cette intensité et couper si cette valeur est dépassée.

Exemple : si $I_{adm} = 4 \times I_{nom}$, on règle à $4,3 \times I_{nom}$

C.4 Protection combinée, disjoncteur moteur

Symbole



Cet appareil combine :

- ✓ une protection contre les surcharges (ajustables)
- ✓ une protection contre les fortes surintensités (courbe de déclenchement fixe de type MA spécifique aux **moteurs**, déclenchement à **12In**)
- ✓ un pouvoir de coupure élevé **en kA** (pôles de coupure)

Le choix se fait en fonction de la puissance normalisée P du moteur sous la tension d'alimentation, le relais thermique doit avoir une plage de réglage compatible avec le courant nominal du moteur. Le pouvoir de coupure **Icu** doit être vérifié au point de raccordement.

Exemple de tableau de choix chez SCHNEIDER (type GV2).

puissances normalisées des moteurs triphasés 50/60 Hz en catégorie AC-3									plage de réglage des déclencheurs thermiques	courant de déclenchement magnétique I _d ±20 %	réf.
400/415 V			500 V			690 V					
P	I _{cu}	I _{cs}	P	I _{cu}	I _{cs}	P	I _{cu}	I _{cs}			
(1)	(1)		(1)	(1)		(1)	(1)	(1)			
kW	kA		kW	kA		kW	kA		A	A	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1... 0,16	1,5	GV2 ME01 ou GV2 P01
0,06	(3)	(3)	-	-	-	-	-	-	0,16... 0,25	2,4	GV2 ME02 ou GV2 P02
0,09	(3)	(3)	-	-	-	-	-	-	0,25... 0,40	5	GV2 ME03 ou GV2 P03
0,12	(3)	(3)	-	-	-	0,37	(3)	(3)	0,40... 0,63	8	GV2 ME04 ou GV2 P04
0,18	(3)	(3)	-	-	-	-	-	-	0,40... 0,63	8	GV2 ME04 ou GV2 P04
0,25	(3)	(3)	-	-	-	0,55	(3)	(3)	0,63... 1	13	GV2 ME05 ou GV2 P05
0,37	(3)	(3)	0,37	(3)	(3)	-	-	-	1... 1,6	22,5	GV2 ME06 ou GV2 P06
0,55	(3)	(3)	0,55	(3)	(3)	0,75	(3)	(3)	1... 1,6	22,5	GV2 ME06 ou GV2 P06
-	-	-	0,75	(3)	(3)	1,1	(3)	(3)	1... 1,6	22,5	GV2 ME06 ou GV2 P06
0,75	(3)	(3)	1,1	(3)	(3)	1,5	3	75	1,6... 2,5	33,5	GV2 ME07
0,75	(3)	(3)	1,1	(3)	(3)	1,5	8	100	1,6... 2,5	33,5	GV2 P07
1,1	(3)	(3)	1,5	(3)	(3)	2,2	3	75	2,5... 4	51	GV2 ME08
1,1	(3)	(3)	1,5	(3)	(3)	2,2	8	100	2,5... 4	51	GV2 P08
1,5	(3)	(3)	2,2	(3)	(3)	3	3	75	2,5... 4	51	GV2 ME08
1,5	(3)	(3)	2,2	(3)	(3)	3	8	100	2,5... 4	51	GV2 P08
2,2	(3)	(3)	3	50	100	4	3	75	4... 6,3	78	GV2 ME10
2,2	(3)	(3)	3	(3)	(3)	4	6	100	4... 6,3	78	GV2 P10
3	(3)	(3)	4	10	100	5,5	3	75	6... 10	138	GV2 ME14
3	(3)	(3)	4	50	100	5,5	6	100	6... 10	138	GV2 P14
4	(3)	(3)	5,5	10	100	7,5	3	75	6... 10	138	GV2 ME14
4	(3)	(3)	5,5	50	100	7,5	6	100	6... 10	138	GV2 P14
5,5	15	50	7,5	6	75	9	3	75	9... 14	170	GV2 ME16
5,5	(3)	(3)	7,5	42	75	9	6	100	9... 14	170	GV2 P16
-	-	-	-	-	-	11	3	75	9... 14	170	GV2 ME16
-	-	-	-	-	-	11	6	100	9... 14	170	GV2 P16
7,5	15	50	9	6	75	15	3	75	13... 18	223	GV2 ME20
7,5	50	50	9	10	75	15	4	100	13... 18	223	GV2 P20
9	15	40	11	4	75	18,5	3	75	17... 23	327	GV2 ME21
9	50	50	11	10	75	18,5	4	100	17... 23	327	GV2 P21
11	15	40	15	4	75	-	-	-	20... 25	327	GV2 ME22 (2)
11	50	50	15	10	75	-	-	-	20... 25	327	GV2 P22
15	10	50	18,5	4	75	22	3	75	24... 32	416	GV2 ME32
15	35	50	18,5	10	75	22	4	100	24... 32	416	GV2 P32

I. TYPES DE DEFAUTS

Les défauts tels que surcharge, déséquilibre, défauts internes entre phases sont de même type pour les générateurs et pour les moteurs.

Seuls les types de défauts propres aux générateurs sont décrits ci-dessous.

1. Court-circuit externe entre phases

Lorsqu'un court-circuit survient sur un réseau proche d'un générateur, la représentation du courant de défaut est analogue à celle de la figure 1.

La valeur maximum du courant de court-circuit doit être calculée en prenant en compte l'impédance subtransitoire X_d de la machine.

La valeur de courant détectée par une protection très faiblement temporisée (environ 100 ms) doit être calculée en prenant en compte l'impédance transitoire X'_d de la machine.

La valeur du courant de court-circuit en régime permanent doit être calculé en prenant en compte l'impédance synchrone X .

Ce dernier courant est faible, en général inférieur au courant nominal du générateur.

L'intervention des régulateurs de tension permet souvent de le maintenir pendant quelques secondes au-delà du courant nominal (2 ou 3 fois).

2. Défaut interne entre phase et masse

Ce défaut est du même type que pour les moteurs et ses conséquences dépendent du régime de neutre adopté. Mais une particularité par rapport au moteur est le fait que le générateur fonctionne découplé du réseau pendant les périodes de démarrage et d'arrêt, et aussi lors de fonctionnements en essais ou en stand-by.

Le régime de neutre peut être différent selon que le générateur est couplé ou découplé et les dispositifs de protection doivent être adaptés aux 2 cas de figure.

3. Perte d'excitation

La perte d'excitation d'un générateur préalablement couplé au réseau provoque sa désynchronisation de ce réseau. Il fonctionne alors en asynchrone, en légère survitesse, et absorbe de la puissance réactive.

Les conséquences sont un échauffement du stator car le courant réactif peut être élevé, et un échauffement du rotor car il n'est pas dimensionné pour les courants induits.

4. Perte de synchronisme

La désynchronisation du générateur survient lors d'une forte perturbation qui rompt l'équilibre du régime permanent : par exemple, un court-circuit dans le réseau a pour conséquence une chute de la puissance électrique fournie par le générateur, et l'accélération de ce dernier qui reste toujours entraîné par la machine d'entraînement.

5. Fonctionnement en moteur

Lorsque le générateur est entraîné comme un moteur par le réseau électrique auquel il est raccordé, il fournit de l'énergie mécanique sur l'arbre, cela peut provoquer de l'usure et des dégâts à la machine d'entraînement.

6. Variations de tension et de fréquence

Les variations de tension et de fréquence en régime établi sont dues au mauvais fonctionnement des régulateurs correspondants et elles provoquent les inconvénients suivants :

- *une fréquence trop élevée provoque un échauffement anormal des moteurs,
- *une fréquence trop faible provoque une perte de puissance des moteurs,
- *une variation de fréquence provoque une variation de vitesse des moteur qui peut entraîner des dégradations mécaniques, ainsi que des dysfonctionnements des dispositifs électroniques,

- *une tension trop élevée contraint l'isolation de tous les éléments du réseau, cause un échauffement des circuits magnétiques et un endommagement des charges sensibles,
- *une tension trop faible provoque une perte de couple et une augmentation du courant et de l'échauffement des moteurs,
- *une fluctuation de tension entraîne une variation de couple des moteurs ; elle est à l'origine du flicker (papillotement des sources lumineuses).

7. Gestion du générateur

La gestion normale du générateur peut être perturbée :

- *mise sous tension accidentelle lors d'un non-respect de la séquence normale de démarrage: le générateur à l'arrêt couplé au réseau se comporte en moteur et peut endommager la machine d'entraînement,
- *gestion d'énergie : lorsque plusieurs sources sont en parallèle, nécessité d'adapter à la puissance appelée par les charges le nombre de sources ; il y a également le cas d'îlotage d'une installation avec sa production

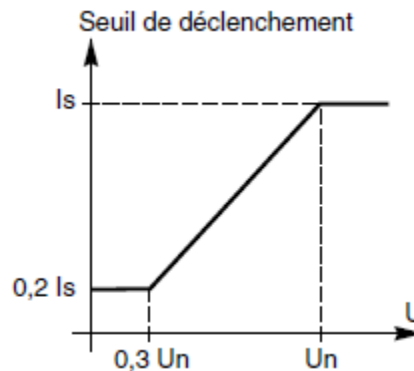


Fig. 1 : seuil de la protection à maximum de courant à retenue de tension

II. DISPOSITIFS DE PROTECTION

1. Surcharge

Les dispositifs de protection de surcharge du générateur sont les mêmes que ceux des moteurs :

- *maximum de courant à temps dépendant (ANSI 51),
- *image thermique (ANSI 49RMS),
- *sondes de température (ANSI 49T).

2. Déséquilibre

La protection est assurée comme pour les moteurs par une détection de la composante inverse du courant à temps dépendant ou indépendant (ANSI 46).

3. Court-circuit externe entre phases (dans le réseau)

*La valeur du courant de court-circuit étant décroissante dans le temps, et de l'ordre du courant nominal (sinon plus faible) en régime permanent, une simple détection de courant peut être insuffisante.

Ce type de défaut est détecté efficacement par une protection à maximum de courant à retenue de tension (ANSI 51V) dont le seuil augmente avec la tension (fig. 1).

Le fonctionnement est temporisé.

*Lorsque la machine est équipée d'un système de maintien du courant de court-circuit à environ $3 I_n$, on préconise une protection à maximum de courant phase (ANSI 51).

*Une autre solution consiste à utiliser une protection à minimum d'impédance temporisée (ANSI 21G) ; elle peut également servir de secours (ANSI 21B, back up) à la protection à maximum de courant.

4. Court-circuit interne entre phases (dans le stator)

*La protection différentielle (ANSI 87G) haute impédance ou à pourcentage apporte une solution sensible et rapide.

*Si le générateur fonctionne en parallèle avec une autre source, une protection à maximum de courant phase directionnelle (ANSI 67) peut détecter des défauts internes.

*Dans certains cas et en particulier pour un générateur de faible puissance par rapport au réseau auquel il est raccordé, la protection contre le court-circuit interne entre phases peut être réalisée de la manière suivante (fig. 2) :

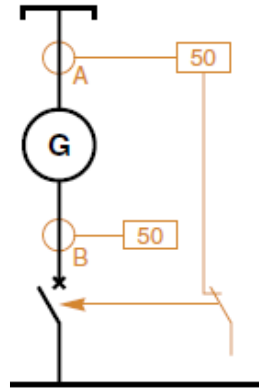


Fig. 2 : alternateur couplé avec d'autres sources

-une protection à maximum de courant instantanée (A), validée lorsque le disjoncteur du générateur est ouvert, les capteurs de courant étant situés du côté du point neutre, avec un réglage inférieur au courant nominal,

-une protection à maximum de courant instantanée (B), les capteurs de courant étant situés du côté du disjoncteur, avec un réglage supérieur au courant de court-circuit du générateur.

5. Défaut à la masse du stator

*Si le neutre est à la terre au point neutre du générateur, on utilise une protection à maximum de courant terre (ANSI 51G) ou une protection différentielle de terre restreinte (ANSI 64REF).

*Si le neutre est à la terre dans le réseau et non au point neutre du générateur, le défaut à la masse est détecté :

-par une protection à maximum de courant terre au niveau du disjoncteur du générateur quand celui-ci est couplé au réseau,

-par un dispositif de surveillance d'isolement pour régime de neutre isolé quand le générateur est découplé du réseau.

*Si le neutre est impédant au point neutre du générateur, on utilise une protection 100 % masse stator (ANSI 64G) qui est l'association de deux fonctions :

-maximum de tension résiduelle, qui protège 80 % des enroulements (ANSI 59N),

-minimum de tension point neutre harmonique trois (H3), qui protège les 20 % des enroulements du côté neutre (ANSI 27TN).

*Si le neutre est isolé, la protection contre les défauts à la masse est assurée par un dispositif de surveillance d'isolement ; ce dispositif fonctionne, soit par détection de la tension résiduelle (ANSI 59N), soit par injection de courant continu entre neutre et terre. Si ce dispositif existe au niveau du réseau, il surveille le générateur quand celui-ci est couplé, mais un dispositif propre au générateur et validé par la position ouverte du disjoncteur du générateur est nécessaire pour surveiller l'isolement quand le générateur est découplé.

6. Défaut à la masse du rotor

Lorsque le circuit d'excitation est accessible, le défaut à la masse est surveillé par un contrôleur permanent d'isolement.

7. Perte d'excitation

Elle est détectée, soit par une protection à maximum de puissance réactive temporisée (ANSI 32Q) pour les réseaux de forte puissance, soit par une protection à minimum d'impédance (ANSI 40) pour les réseaux îlotés avec générateurs, soit par une surveillance directe du courant dans le circuit d'excitation s'il est accessible (ANSI 40DC).

8. Perte de synchronisme

Elle est assurée par une protection spécifique de perte de synchronisme (ANSI 78PS) ; le principe de mesure du glissement est basé soit sur l'estimation de l'instabilité de la machine par la loi des aires, soit sur la détection d'oscillations de puissance active (fig. 1) ; une protection à maximum de vitesse (ANSI 12) peut servir de secours

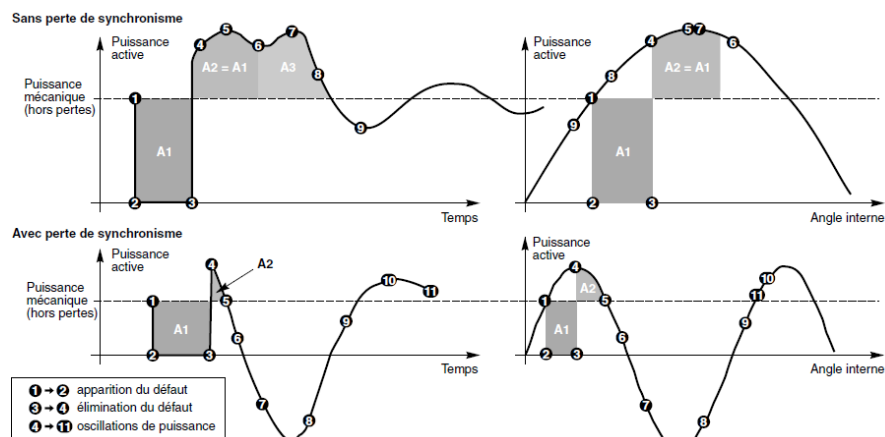


Fig. 1 : transits de puissance active dans un générateur suite à un court-circuit

9. Fonctionnement en moteur

Il est détecté par un relais de retour de puissance active (ANSI 32P) absorbée par le générateur.

10. Variation de tension et de fréquence

Elle est surveillée par une protection à maximum et à minimum de tension (ANSI 59 et 27) d'une part, et par une protection à maximum et à minimum de fréquence (ANSI 81H et 81L) d'autre part.

Ces protections sont temporisées car les phénomènes ne nécessitent pas une action instantanée et parce qu'il faut laisser aux protections du réseau et aux régulateurs de tension et de vitesse le temps de réagir.

Le contrôle de flux (ANSI 24) peut détecter un surfluxage.

11. Mise sous tension accidentelle

Le suivi du démarrage d'un générateur selon une séquence normale, est assuré par une protection de mise sous tension accidentelle (ANSI 50/27) ; elle est constituée par la mise en œuvre simultanée :

- d'un maximum de courant instantané et d'un minimum de tension,
- cette dernière est temporisée pour éviter un déclenchement intempestif en cas de défaut triphasé ; une autre temporisation autorise le démarrage du générateur sans présence de courant avant couplage.

12. Gestion d'énergie

Une gestion appropriée de la répartition des flux de puissance active est possible par l'utilisation de protections à minimum de puissance active directionnelles (ANSI 37P), qui vont commander de façon adéquate des ouvertures de disjoncteurs de sources et de charges (exemple fig. 2)

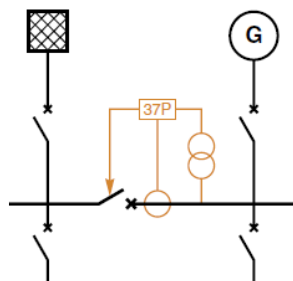


Fig. 2 : îlotage d'une installation avec son unité de production

Défauts	Dispositif de protection adapté		Code ANSI	Indications de réglage
Défauts liés à la machine d'entraînement				
Surcharge	Maximum de courant		51	Seuil I_n , courbe à temps dépendant
	Image thermique		49RMS	Selon les caractéristiques de fonctionnement du générateur : échauffement maximal 115 à 120 %
	Sonde de température		49T	Dépend de la classe thermique du générateur
Fonctionnement en moteur	Directionnelle de puissance active		32P	Seuil 5 % (turbine) à 20 % (diesel) de S_n Temporisation de quelques secondes
Variation de vitesse	Détection mécanique de survitesse, sous-vitesse		12, 14	Seuil $\pm$ 5 % vitesse nominale Temporisation de quelques secondes
Défauts du réseau d'alimentation				
Court-circuit externe	Avec maintien du courant à 3 In	Maximum de courant	51	Seuil 2 In Temporisation sélective avec l'aval
	Sans maintien du courant à 3 In	Maximum de courant à retenue de tension	51V	Seuil 1,2 In Temporisation sélective avec l'aval
		Minimum d'impédance (secours)	21B	Environ 0,3 Zn Temporisation sélective avec l'aval
Mise sous tension accidentelle	Mise sous tension accidentelle		50/27	Seuil de courant = 10 % In générateur Seuil de tension = 80 % Un Temps d'inhibition sur creux de tension = 5 secondes Temps minimum d'apparition de courant après apparition de tension = 250 ms
Défauts internes au générateur et sa commande				
Court-circuit entre phases	Différentielle à haute impédance		87G	Seuil 5 à 15 % In Sans temporisation
	Différentielle à pourcentage		87G	Pente 50 %, seuil 5 à 15 % In Sans temporisation
	Maximum de courant phase directionnelle		67	Seuil In Temporisation selon la sélectivité par rapport aux autres sources
Déséquilibre	Maximum de composante inverse		46	Seuil 15 % In Temporisation de quelques secondes
Défaut à la masse stator	Si neutre à la terre au niveau du stator générateur	Maximum de courant terre	51G	Seuil 10 % Imaxi défaut terre Temporisation sélective avec l'aval
		Différentielle de terre restreinte	64REF	Seuil 10 % In Sans temporisation
	Si neutre impédant au niveau du stator générateur	100 % masse stator	64G/59N	Seuil Vr _{sd} = 30 % de V _n Temporisation 5 secondes
			64G/27TN	Seuil adaptatif = 15 % Vr _{sd} harmonique 3
	Si neutre à la terre dans le réseau	Maximum de courant terre du côté du disjoncteur du générateur	51N/51G	Seuil 10 à 20 % Imaxi défaut terre Temporisation de l'ordre de 0,1 seconde
		Maximum de tension résiduelle si le générateur est découplé	59N	Seuil Vr _{sd} = 30 % de V _n Temporisation de quelques secondes
	Si neutre isolé	Maximum de tension résiduelle	59N	Seuil Vr _{sd} = 30 % de V _n Temporisation de quelques secondes
Défaut masse rotor	Contrôleur permanent d'isolement			
Perte d'excitation	Maximum de puissance réactive directionnelle		32Q	Seuil 30 % de S _n Temporisation de quelques secondes
	Mesure d'impédance		40	X _a = 0,15 Zn, X _b = 1,15 Zn, X _c = 2,35 Zn Temporisation cercle Zn : 0,1 seconde Temporisation cercle X _d : sélective avec l'aval
Perte de synchronisme	Perte de synchronisme		78PS	Loi des aires : temporisation 0,3 seconde Inversion de puissance : 2 tours, durée 10 secondes entre 2 inversions de puissance
Régulation de tension	Maximum de tension		59	Seuil 110 % Un Temporisation de quelques secondes
	Minimum de tension		27	Seuil 80 % Un Temporisation de quelques secondes
Régulation de fréquence	Maximum de fréquence		81H	Seuil + 2 Hz de fréquence nominale
	Minimum de fréquence		81L	Seuil – 2 Hz de fréquence nominale
Echauffement des paliers	sondes de température		38	Selon spécifications constructeur
Gestion d'énergie	Minimum de puissance active directionnelle		37P	Selon l'application

I/ INTRODUCTION

Les principaux défauts qui peuvent affecter un transformateur sont :

- surcharge
- court-circuit
- défaut à la masse

1/ Surcharge

La surcharge peut être due à l'augmentation du nombre de charges alimentées simultanément ou à l'augmentation de la puissance absorbée par une ou plusieurs charges. Elle se traduit par une surintensité de longue durée qui provoque une élévation de température préjudiciable à la tenue des isolants et à la longévité du transformateur.

2/ Court-circuit

Le court-circuit peut être interne au transformateur ou externe.

Interne : il s'agit d'un défaut entre conducteurs de phases différentes ou d'un défaut entre spires du même enroulement. L'arc de défaut dégrade le bobinage du transformateur et peut entraîner un incendie. Dans un transformateur à huile, l'arc provoque l'émission de gaz de décomposition ; si le défaut est faible, il y a un petit dégagement gazeux, et l'accumulation de gaz devient dangereuse. Un court-circuit violent provoque des dégâts très importants qui peuvent détruire le bobinage mais aussi la cuve en répandant l'huile enflammée.

Externe : il s'agit d'un défaut entre phases dans les liaisons en aval. Le courant de court-circuit aval provoque dans le transformateur des efforts électrodynamiques susceptibles d'affecter mécaniquement les bobinages et d'évoluer ensuite sous forme de défaut interne.

3/ Défaut à la masse

Le défaut à la masse est un défaut interne. Il peut se produire entre bobinage et cuve ou entre bobinage et noyau magnétique. Pour un transformateur à huile, il provoque un dégagement gazeux. Comme le court-circuit interne, il peut entraîner la destruction du transformateur et l'incendie.

L'amplitude du courant de défaut dépend du régime de neutre des réseaux amont et aval, elle dépend aussi de la position du défaut dans le bobinage.

II/ DISPOSITIFS DE PROTECTION

1/Surcharge

La surintensité de longue durée peut être détectée par une protection à maximum de courant phase temporisée à temps indépendant ou à temps inverse (ANSI 51), sélective avec les protections secondaires.

On surveille la température du diélectrique (ANSI 26) pour les transformateurs à isolation liquide ou la température des enroulements (ANSI 49T) pour les transformateurs secs.

On utilise une protection à image thermique (ANSI 49RMS) pour surveiller avec une meilleure sensibilité l'élévation de température : l'échauffement est déterminé par simulation du dégagement de chaleur fonction du courant et de l'inertie thermique du transformateur.

Pour les transformateurs MT/BT, une surcharge peut être détectée côté basse tension par le déclencheur long retard du disjoncteur BT principal.

2/ Court-circuit

Plusieurs protections peuvent être mises en œuvre.

- Pour les transformateurs dans l'huile, des dispositifs sensibles au dégagement de gaz et au déplacement d'huile (ANSI 63) provoqués par un court-circuit entre spires d'une même phase ou un court-circuit entre phases :

*relais Buchholz pour les transformateurs HT/HT de type respirant,

*détecteurs de gaz et pression pour les transformateurs HT/BT de type étanche.

- La protection différentielle de transformateur (ANSI 87T) (fig. 1) qui assure une protection rapide contre les défauts entre phases. Elle est sensible et elle s'utilise pour les transformateurs vitaux de forte puissance.

- Une protection à maximum de courant phase instantanée (ANSI 50) (fig. 2) associée au disjoncteur situé au primaire du transformateur assure la protection contre les courts-circuits violents au primaire. Le seuil de courant est réglé à une valeur supérieure au courant dû à un court-circuit au secondaire : la sélectivité ampèremétrique est ainsi assurée.
- Un fusible HT peut assurer la protection des transformateurs de petite puissance.

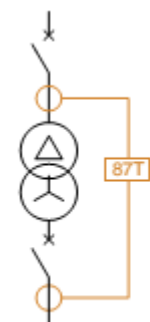


Fig. 1 : protection différentielle de transformateur

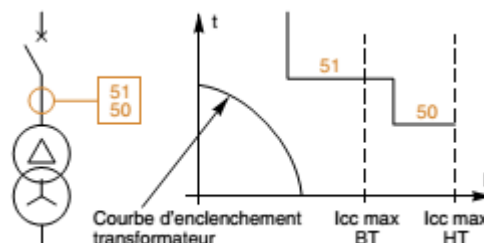


Fig. 2 : protection de transformateur à maximum de courant

3/ Défaut à la masse

*Masse cuve (fig. 3)

Cette protection à maximum de courant faiblement temporisée (ANSI 51G) installée sur la connexion de mise à la terre de la masse du transformateur (si son réglage est compatible avec le régime de neutre) constitue une solution simple et efficace contre les défauts internes entre un enroulement et la masse ; elle nécessite d'isoler le transformateur par rapport à la terre.

Cette protection est sélective : elle n'est sensible qu'aux défauts à la masse du transformateur des côtés primaire et secondaire. Une autre solution consiste à assurer la protection contre les défauts à la terre :

*par la protection de terre (ANSI 51N) située sur le réseau amont pour le défaut masse affectant le primaire du transformateur,

*par la protection de terre (ANSI 51N) située sur l'arrivée du tableau alimenté, si la mise à la terre du neutre du réseau aval est réalisée sur le jeu de barres (fig. 4).

Ces protections sont sélectives : elles ne sont sensibles qu'aux défauts phase-terre situés dans le transformateur ou sur les liaisons amont et aval.

*par une protection de terre restreinte (ANSI 64REF) si la mise à la terre du neutre du réseau en aval se fait au niveau du transformateur (fig. 5). Il s'agit d'une protection différentielle qui détecte la différence des courants résiduels mesurés sur la mise à la terre du neutre d'une part et sur la sortie triphasée du transformateur d'autre part.

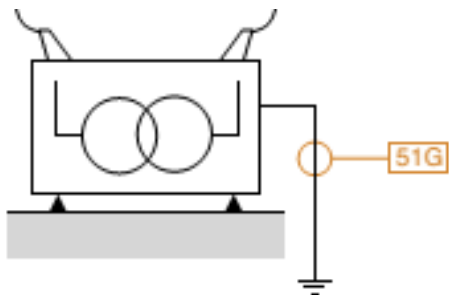


Fig. 3 : protection de masse cuve transformateur

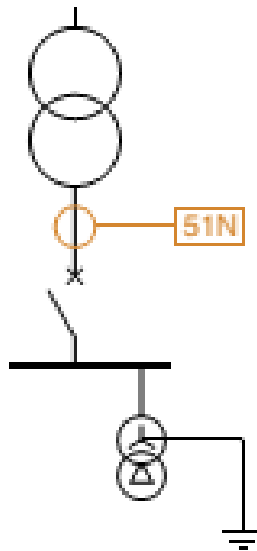


Fig. 4 : protection de terre

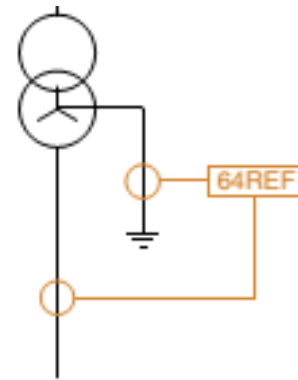


Fig. 5 : protection de terre
restreinte

*par une protection de terre point neutre (ANSI 51G) si la mise à la terre du neutre du réseau en aval se fait au niveau du transformateur (fig. 6).

*par une protection à maximum de tension résiduelle (ANSI 59N) si le neutre du réseau en aval est isolé de la terre (fig. 7).

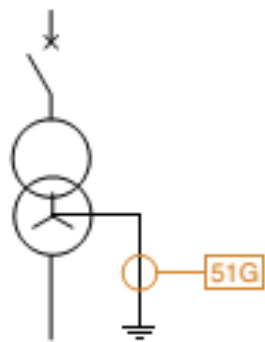


Fig. 6 : protection de terre
point neutre

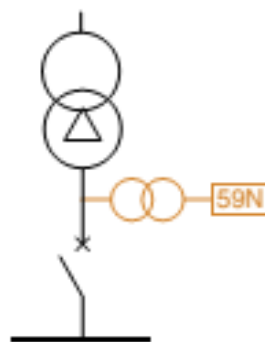


Fig. 7 : protection à maximum
de tension résiduelle

Défaut	Dispositif de protection adapté	Code ANSI	Indications de réglage
Surcharge			
	Surveillance température diélectrique (transformateur à isolation liquide)	26	Alarme 95 °C ; déclenchement 100 °C
	Surveillance température des enroulements (transformateur sec)	49T	Alarme 150 °C ; déclenchement 160 °C
	Image thermique	49 RMS	Seuil d'alarme = 100 % de l'échauffement Seuil de déclenchement = 120 % de l'échauffement Constante de temps de l'ordre de 10 à 30 minutes
	Disjoncteur basse tension		Seuil $\hat{S}$ In
Court-circuit			
	Fusible		Choix du calibre selon méthode appareilleur
	Maximum de courant phase instantanée	50	Seuil haut > Icc aval
	Maximum de courant à temps indépendant	51	Seuil bas < 5 In Temporisation $\hat{S}$ Taval + 0,3 seconde
	Maximum de courant à temps dépendant	51	Seuil bas à temps inverse sélectif avec l'aval, environ 3 In
	Différentielle à pourcentage	87T	Pente = 15 % + étendue du réglage Seuil mini 30 %
	Buchholz ou détection gaz et pression	63	logique
Défaut terre			
	Maximum de courant masse cuve	51G	Seuil > 20 A, temporisation 0,1 seconde
	Maximum de courant terre	51N/51G	Seuil δ 20 % I _{max} défaut terre et > 10 % calibre TC (si 3TC et retenue H2) Temporisation 0,1 seconde si MALT dans le réseau Temporisation fonction de la sélectivité si MALT sur le transformateur
	Différentielle de terre restreinte	64REF	Seuil 10 % In, pas de temporisation
	Maximum de courant terre point neutre	51G	Seuil < I _{permanent} résistance de limitation
	Maximum de tension résiduelle	59N	Seuil environ 10 % de V _{rsd} maximum
Surfluxage			
	Contrôle de flux	24	Seuil > 1,05 Un/fn Temporisation : temps constant 1 heure

Protection des lignes

Les protections de réseaux doivent permettre :

- ✓ de détecter les défauts,
- ✓ d'éliminer les parties du réseau qui sont défectueuses en sauvegardant les parties saines. Le choix des protections doit être effectué en fonction de la configuration du réseau
- ✓ les protections contre les défauts entre phases,
- ✓ les protections contre les défauts à la terre, liées au régime de neutre du réseau.

I. Réseau à une arrivée

1. Défauts entre phases (fig. 1)

L'arrivée et les départs sont équipés de protections à maximum de courant phase (ANSI 51).

La sélectivité entre la protection de l'arrivée A et les protections des départs D est de type chronométrique.

- La protection au niveau D détecte le défaut 1 sur le départ, et déclenche le disjoncteur D avec un retard TD.
- La protection au niveau A, détecte les défauts 2 sur le jeu de barres, et déclenche avec un retard TA.

Elle agit également en secours, en cas de défaillance de la protection D.

On choisit : $I_{sA} \geq I_{sD}$ et $T_A \geq T_D + \Delta T$

ΔT : intervalle de sélectivité (en général 0,3 s).

La protection en D doit être sélective avec les protections situées en aval : si la temporisation demandée à la protection A est trop importante, il faut alors utiliser une sélectivité logique ou mixte (logique + chronométrique).

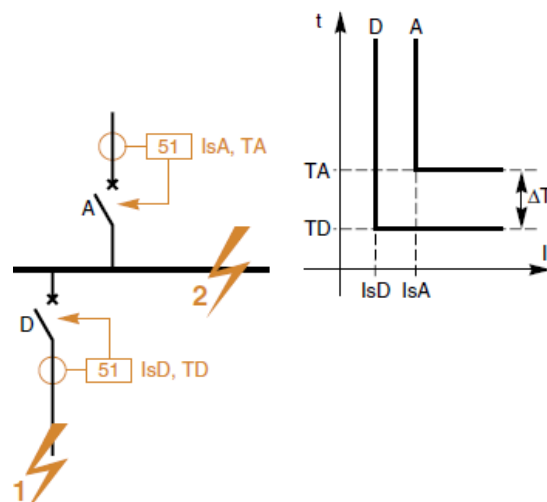


Fig. 1: protection sur défaut entre phases

2. Défauts phase-terre

a. Neutre à la terre par résistance au niveau du transformateur (fig.2)

Les départs, l'arrivée, ainsi que la connexion de mise à la terre du neutre, sont chacun équipés d'une protection à maximum de courant terre (ANSI 51G).

- ❖ défaut en 3 : le disjoncteur D1 s'ouvre sur action de la protection qui lui est associée,
- ❖ défaut en 4 : le disjoncteur A s'ouvre sur action de la protection de l'arrivée,

- ❖ défaut en 5 : la protection située sur la connexion de mise à la terre du neutre provoque l'ouverture du disjoncteur H au primaire du transformateur.

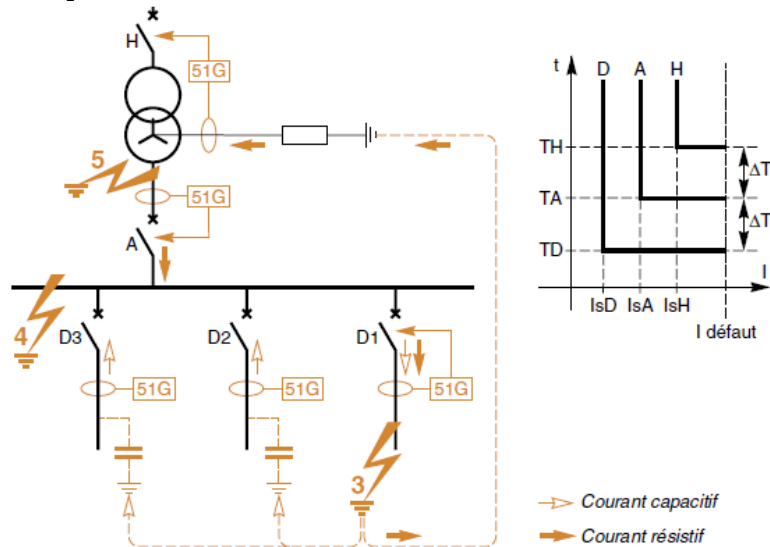


Fig. 2 : protection sur défaut phase-terre (neutre résistif transformateur)

b. Neutre à la terre par résistance au niveau du jeu de barres (fig. 3)

La mise à la terre par résistance est réalisée par un générateur homopolaire.

Les départs, l'arrivée, et le générateur homopolaire, sont chacun équipés d'une protection à maximum de courant terre (ANSI 51G).

La sélectivité entre les différentes protections est de type chronométrique.

Les protections des départs et celle de l'arrivée sont réglées sélectivement par rapport à la protection équipant l'impédance de mise à la terre. De même que dans le cas précédent, la protection de chaque départ est réglée à un seuil supérieur au courant capacitif propre au départ.

- En cas de défaut sur un départ 1, seul le disjoncteur du départ D1 s'ouvre.
- En cas de défaut sur le jeu de barres 2, seule la protection équipant la connexion de mise à la terre détecte le défaut. Elle ouvre le disjoncteur A.
- Enfin, en cas de défaut au secondaire du transformateur 3, la protection de l'arrivée détecte le défaut. Elle ouvre le disjoncteur H.

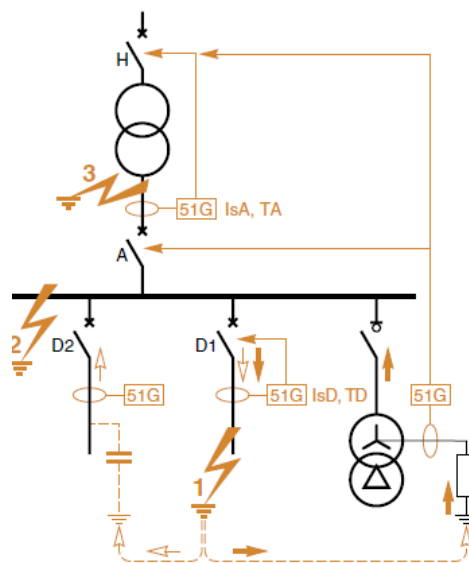


Fig. 3 : protection sur défaut phase-terre (neutre résistif sur jeu de barres)

II. Réseau à deux arrivées

1) Défauts entre phases (fig.4)

Réseau à deux arrivées transformateurs ou à deux arrivées lignes

Les départs sont équipés de protections à maximum de courant phases dont la temporisation est réglée à la valeur TD.

Les deux arrivées A1 et A2 sont équipées de protections à maximum de courant phases (ANSI 51) réglées sélectivement avec les départs, soit à une valeur $TA \geq TD + \Delta T$.

De plus, elles sont équipées de protections directionnelles (ANSI 67) dont la temporisation est réglée à $TR < TA - \Delta T$.

La sélectivité entre les protections des arrivées A et les protections des départs D est de type chronométrique.

La sélectivité entre les protections des alimentations H et les protections des arrivées A est de type chronométrique.

Ainsi, un défaut en 1 est éliminé par l'ouverture de D2 avec un retard TD.

Un défaut en 2 est éliminé par l'ouverture de A1 et A2 avec un retard TA (les protections directionnelles ne voyant pas le défaut).

Enfin, un défaut en 3 est vu par la protection directionnelle de A1 qui s'ouvre à l'instant TR, permettant de continuer l'exploitation de la partie saine du réseau.

Cependant le défaut 3 est toujours alimenté par T1. A l'instant $TH \geq TA + \Delta T$, H1 s'ouvre sous l'action de la protection à maximum de courant phases qui l'équipe.

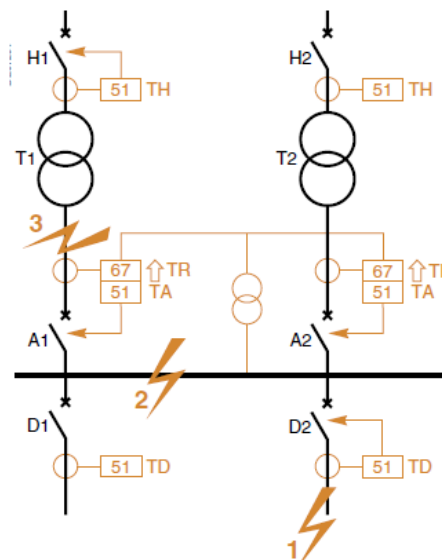


Fig. 4 : protection sur défaut entre phases

2) Défauts phase-terre (fig. 5)

Neutre à la terre par résistance au niveau des transformateurs d'arrivées

Les départs sont équipés de protections à maximum de courant terre (ANSI 51G) réglées à un seuil supérieur au courant capacitif correspondant et dont la temporisation est TD.

Les arrivées A1 et A2 sont équipées de protections directionnelles de terre (ANSI 67N) dont la temporisation est TR.

Les connexions de mise à la terre du neutre sont équipées de protections à maximum de courant terre (ANSI 51G) dont le seuil est supérieur aux réglages des protections des arrivées et des départs et dont la temporisation est $TN \geq TD + \Delta T$.

La sélectivité entre les différentes protections est de type chronométrique.

Ainsi, un défaut en 4 est éliminé par l'ouverture de D1.

Un défaut en 5 est éliminé par les ouvertures de A1, A2, H1 et H2 provoquées par les protections situées sur les connexions de mise à la terre du neutre des 2 transformateurs.

Un défaut en 6 est vu par la protection directionnelle terre de A1 qui s'ouvre à l'instant TR permettant de continuer l'exploitation de la partie saine du réseau.

Cependant, le défaut 6 est encore alimenté jusqu'à l'instant TN où la protection située sur la connexion de mise à la terre du transformateur correspondant provoque l'ouverture du disjoncteur H1.

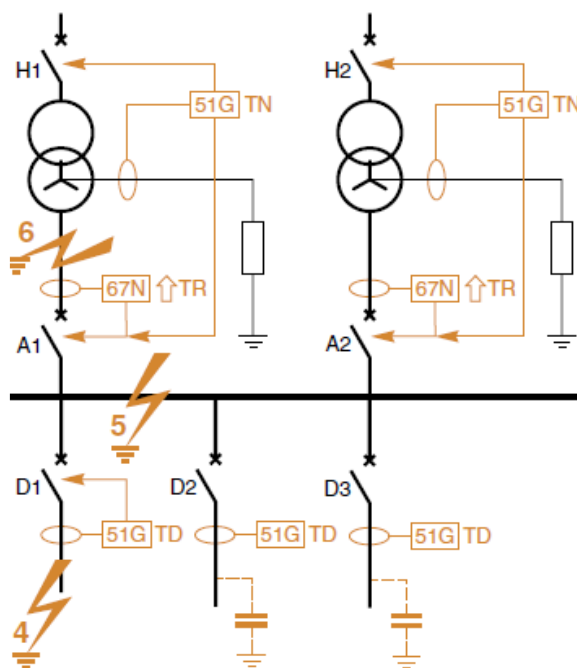


Fig. 5 : protection sur défaut phase-terre (neutre résistif transformateur)

Les jeux de barres sont des nœuds électriques d'aiguillage d'énergie ayant en général plus de deux extrémités.

Les protections spécifiques aux jeux de barres sont assurées de multiples façons, à partir des dispositifs de base

I. Types de défauts et dispositifs de protection

1-Défauts entre phases et entre phase et terre

a- Protection à maximum de courant

Les protections à maximum de courant (ANSI 51) et à maximum de courant terre (ANSI 51N) appliquées en sélectivité chronométrique peuvent rapidement donner lieu à un temps d'élimination de défaut trop important compte tenu du nombre de niveaux de sélectivité.

Sur l'exemple (fig. 1), la protection B déclenche en 0,4 s lors d'un défaut jeu de barres en 1; sur un défaut jeu de barres en 2, la protection A déclenche en 0,7 s, l'intervalle de sélectivité étant fixé à 0,3 s.

Aussi, la sélectivité logique (fig. 2) appliquée aux protections à maximum de courant apporte une solution simple à la protection des jeux de barres.

Un défaut en 3 est vu par la protection B qui émet un ordre d'attente logique vers la protection A.

La protection B déclenche après 0,4 s.

Mais un défaut en 4 n'est vu que par la protection A qui déclenche après 0,1 s ; un secours étant assuré en 0,7 s.

b-Protection différentielle (fig. 3)

La protection différentielle (ANSI 87B) fait la somme vectorielle par phase des courants entrant et sortant du jeu de barres ; lorsque le jeu de barres est sain, cette somme est nulle ; lorsque le jeu de barres est en défaut, cette somme n'est pas nulle, et on déclenche les disjoncteurs des alimentations du jeu de barres.

Cette protection est sensible, rapide et sélective.

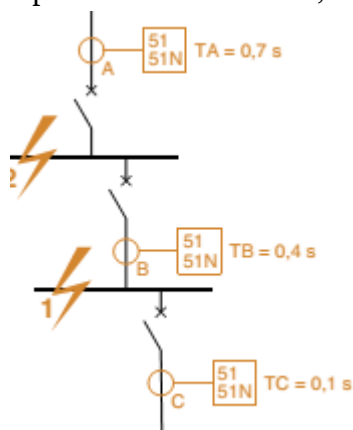


Fig. 1 : sélectivité chronométrique

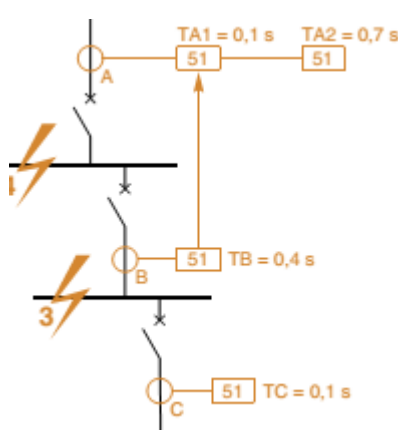


Fig. 2 : sélectivité logique

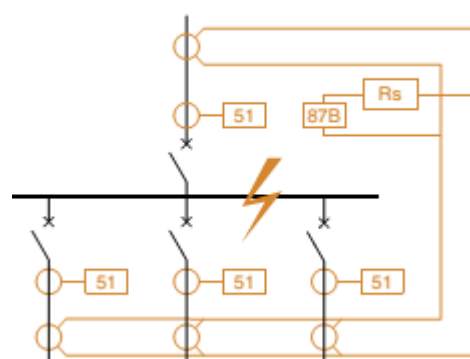


Fig. 3 : protection différentielle

2-Fonction de délestage

La fonction de délestage est utilisée lorsque le déficit de puissance disponible par rapport à la puissance demandée par les charges provoque une baisse anormale de la tension et de la fréquence : on ouvre alors certains départs consommateurs selon un scénario préétabli appelé plan de délestage, pour retrouver l'équilibre des puissances souhaité ; différents critères de délestage peuvent être choisis :

- *minimum de tension (ANSI 27),
- *minimum de fréquence (ANSI 81L),
- *dérivée de fréquence (ANSI 81R).

3-Défaillance de disjoncteur

La fonction de défaillance disjoncteur (ANSI 50BF) permet de pallier la non-ouverture d'un disjoncteur défaillant dont le déclenchement a cependant été commandé : on déclenche les disjoncteurs adjacents d'arrivées.

L'exemple (fig. 4) montre que sur défaut en 1 et défaillance du disjoncteur commandé, la protection de défaillance du disjoncteur est plus rapide que l'action par la sélectivité chronométrique amont : 0,6 s au lieu de 0,7 s.

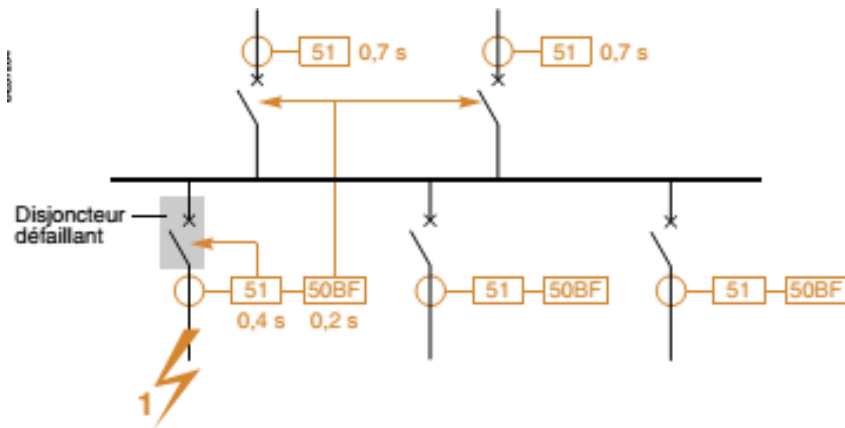


Fig. 4 : défaillance de disjoncteur