

B.61-21

Principes



Plan de protection des réseaux HTA

Structure du document

* B•61-21

* B•61-22

** B•61-23

* B•61-24

** B•61-25

Principes

Réglage des protections

Régime du neutre par impédance de limitation

Réglage des protections

Régime du neutre par impédance de compensation

Electrotechnique de réseau

Mise en œuvre

* Edition Février 1994

** Edition ultérieure

Ce document a été réalisé par :

- le STE d'EDF GDF SERVICES

avec la participation :

- de la DER
- du GAA TE de Marseille
- de sites de formation du SFP
- de Centres EDF GDF SERVICES



Conception et mise en œuvre :

PLAN DE PROTECTION DES RESEAUX HTA

B.61-21

Principes



Commentaire

Vous trouverez au cours de la lecture de ce chapitre des codes barres et des fenêtres dans la marge.

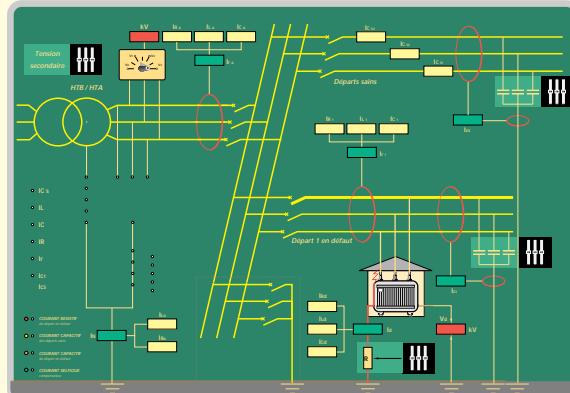
Ceux-ci renvoient d'une part à l'Enseignement Assisté par Ordinateur PREDIS et d'autre part à la maquette "Régime du neutre HTA". Ces renvois permettent d'obtenir ainsi une information complémentaire sur le point traité.



BP 1



Maquette : Régime du neutre HTA



Maquette
Régime du Neutre HTA
Manipulations :
A5 - A8
B3 - C3

Sommaire

1 • Structure des réseaux et typologie des défauts	9
1.1. - Structure des réseaux HTA	9
1.1.1. - Structure arborescente.....	9
1.1.2. - Structure coupure d'artère.....	10
1.1.3. - Structure double dérivation.....	10
1.1.4. - Structure mixte des réseaux ruraux.....	11
1.2. - Typologie et analyse des défauts	12
1.2.1. - Définitions.....	12
1.2.2. - Défauts particuliers	13
1.3. - Classement des défauts	14
1.3.1. - Définitions.....	14
1.3.2. - Nature des défauts.....	15
1.3.3. - Définition des coupures.....	17
2 • Plan de protection : objectifs et définitions	19
2.1. - Objectifs	19
2.2. - Qualités - Performances	19
2.3. - Organisation	19
3 • Environnement du plan de protection	21
3.1. - Réglementation	21
3.1.1. - Réglementation française.....	21
3.1.2. - Pratiques européennes	21
3.2. - Les différentes possibilités de mise à la terre du neutre HTA	22
3.2.1. - Les différentes solutions techniques.....	22
3.2.2. - Critères de choix en faveur de l'une ou l'autre solution	22
3.3. - Choix du régime de neutre par EDF	23
3.3.1. - Les dispositions actuelles.....	23
3.3.2. - Les dispositions immédiates.....	24
3.3.3. - Les dispositions futures.....	25
3.3.4. - Mise à la terre du neutre HTA en un seul point	25

4 • Evolution technologique des matériaux	27
4.1. - Palier électromécanique	27
4.1.1. - Avantages principaux	27
4.1.2. - Inconvénients	27
4.2. - Palier électronique	27
4.3. - Palier 86	28
5 • Principes des protections et automatismes..	31
5.1. - Protections contre les défauts entre phases ...	31
5.1.1. - Principe de réglage en intensité des relais de courant de phase.....	31
5.1.2. - Fonctionnement et sélectivité	31
5.2. - Protections contre les défauts entre phase et terre	34
5.2.1. - Rappel électrotechnique : impédance de limitation 300 A ou 150 A.....	34
5.2.2. - Protection ampèremétrique à temps constant	35
5.2.3. - Protection ampèremétrique à deux seuils homopolaires à temps constant ...	37
5.2.4. - Protection ampèremétrique à temps dépendant (ou à temps inverse)	39
5.2.5. - Protection wattmétrique homopolaire.....	40
5.2.6. - Protection voltmétrique homopolaire	43
5.2.7. - Protections contre les défauts résistants.	44
5.3. - Protections du transformateur HTB/HTA	44
5.3.1. - Protections internes	44
5.3.2. - Protections externes.....	44
5.3.3. - Protection de masse cuve	45
5.4. - Protections des différents éléments entre le disjoncteur HTB et le disjoncteur arrivée	46
5.4.1. - Liaisons HTB.....	46
5.4.2. - Liaison entre transformateur HTB/HTA et tableau HTA (figure 20).....	46
5.4.3. - Masse grille.....	47
5.4.4. - Protections du système de mise à la terre du neutre HTA	48
5.5. - Protections masse tableau et jeu de barres.....	48
5.5.1. - Masse tableau.....	48
5.5.2. - Protection jeu de barres	50
5.6. - Automates de reprise de service	51
5.6.1. - Elimination des défauts	51
5.6.2. - Automatismes de Réenclenchements Rapides et Lents.....	51

5.6.3. - Rechercheur de terre résistante	54
5.6.4. - Automatisme de permutation transformateur HTB/HTA (ATLT).....	56
5.6.5. - Disjoncteur shunt	58
5.7. - Automatismes d'exploitation	60
5.7.1. - Automatisme condensateurs.....	60
5.7.2. - Automatisme Télécommande Centralisée à Fréquence Musicale (TCFM)	61
5.7.3. - Automatisme délestage fréquencemétrique.....	62
5.7.4. - Automatisme régulation de tension	62
6 • Principes et organisation du plan de protection	63
6.1. - Principes généraux d'élimination des défauts	63
6.2. - Organisation du plan de protection	63
6.2.1. - Principes.....	63
6.2.2. - Application au palier classique	64
6.2.3. - Palier 1986	66
6.3. - Protections départs HTA	68
6.3.1. - Protection contre les défauts entre phases.....	68
6.3.2. - Protection contre les défauts phase-terre.....	69
6.3.3. - Conditions de mise en œuvre d'une protection wattmétrique sur les départs HTA.....	69
6.3.4. - Temporisation.....	72
6.3.5. - Régime Spécial d'Exploitation (RSE)	73
6.4. - Coordination avec le Disjoncteur Réenclencheur en Réseau (DRR)	74
6.4.1. - Le fonctionnement du DRR	75
6.4.2. - Boîtier de Coordination des Réenclenchements (BCR)	76
6.4.3. - Illustration du fonctionnement.....	77
6.4.4. - Fonctionnement en cas de RSE	78
6.5. - Protections arrivées HTA	79
6.5.1. - Principes de réglage	79
6.5.2. - Arrivées en simple attache	79
6.5.3. - Arrivées en multi-attaches	79
6.5.4. - Temporisation	80
6.5.5. - Protection de secours du disjoncteur arrivée (T3-T2).....	81

6.6. - Protection liaison	81
6.6.1. - Liaison entre transformateur	
HTB/HTA et tableau HTA	81
6.6.2. - Protections complémentaires de la	
mise à la terre du neutre HTA	83
6.7. - Protections masse tableau, masse cuve,	
masse grille	85
6.8. - Protection jeu de barres HTA	86
7 • Réglage des protections ampèremétriques	
homopolaires HTA : limites et	
compromis possibles	89
7.1. - Les limites du plan de protection	
homopolaire actuel	89
7.1.1. - Les principes actuels.....	89
7.1.2. - Les évolutions	89
7.1.3. - Les contraintes.....	90
7.2. - Les adaptations possibles	90
7.2.1. - Adaptation de réglage.....	90
7.2.2. - Mise à niveau des protections départs...	90
8 • Le fonctionnement du plan de	
protection et ses limites	93
8.1. - Fonctionnement des protections	93
8.1.1. - Défauts non permanents.....	93
8.1.2. - Défauts permanents.....	93
8.1.3. - Déclenchements d'arrivées HTA	94
8.2. - Analyse des dysfonctionnements des	
protections et du contrôle commande	95
8.2.1. - Ouvertures intempestives des	
disjoncteurs de départ	95
8.2.2. - Ouvertures intempestives des	
disjoncteurs arrivées HTA	96
8.2.3. - Déclenchements des transformateurs	
HTB/HTA	99
Glossaire	101
Bibliographie	107

1 • Structure des réseaux et typologie des défauts

1.1. - Structure des réseaux HTA

Le choix d'un plan de protection est directement lié au choix de la structure et du mode d'exploitation du réseau, ainsi que du régime de neutre qui lui est appliqué.

Les choix sont eux-mêmes le résultat d'un compromis entre des exigences de qualité de la fourniture à la clientèle, de maîtrise des surtensions, de simplicité et de coût.

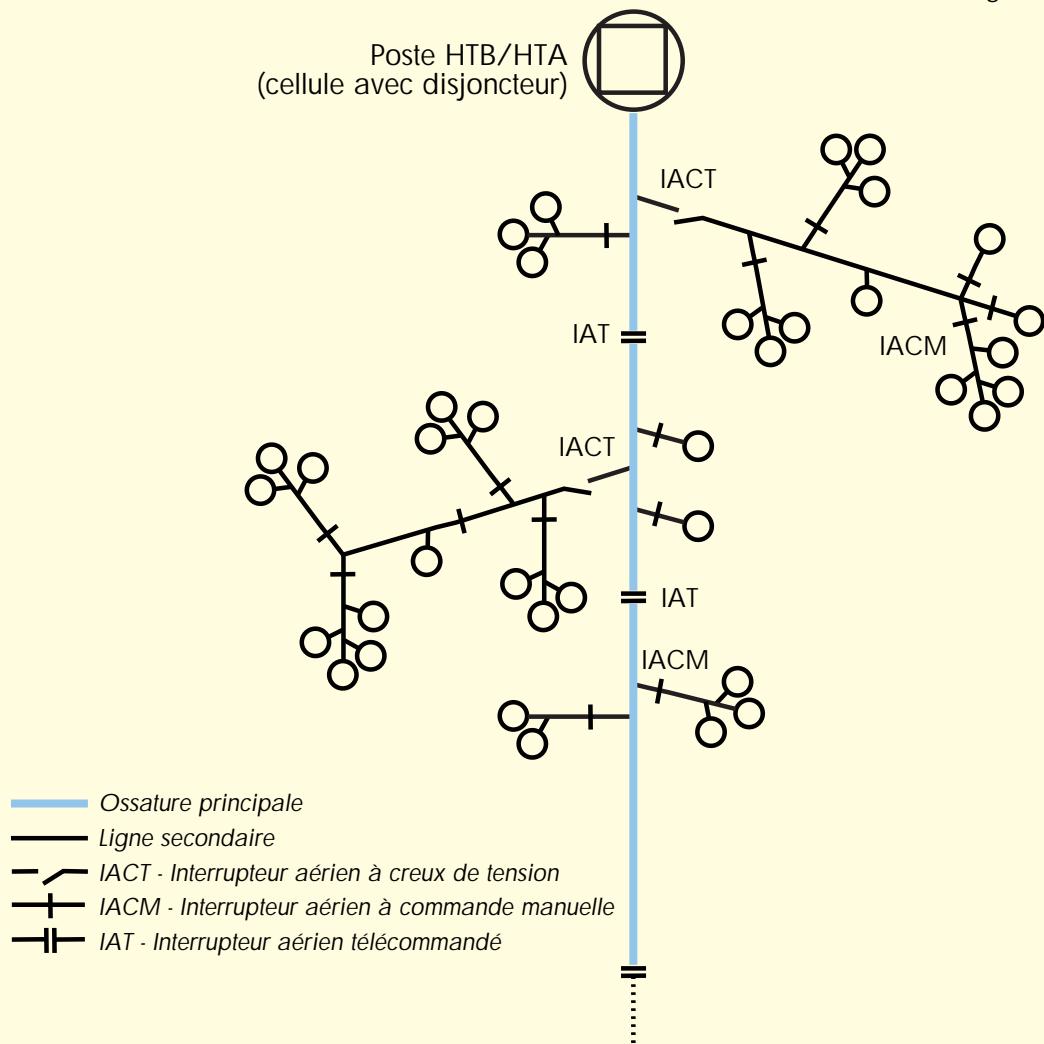
Les structures de réseaux peuvent être classées en trois types :

1.1.1. - Structure arborescente

- Cette structure est appliquée essentiellement aux réseaux ruraux réalisés en technique aérienne et desservant des zones à faible densité de charge.

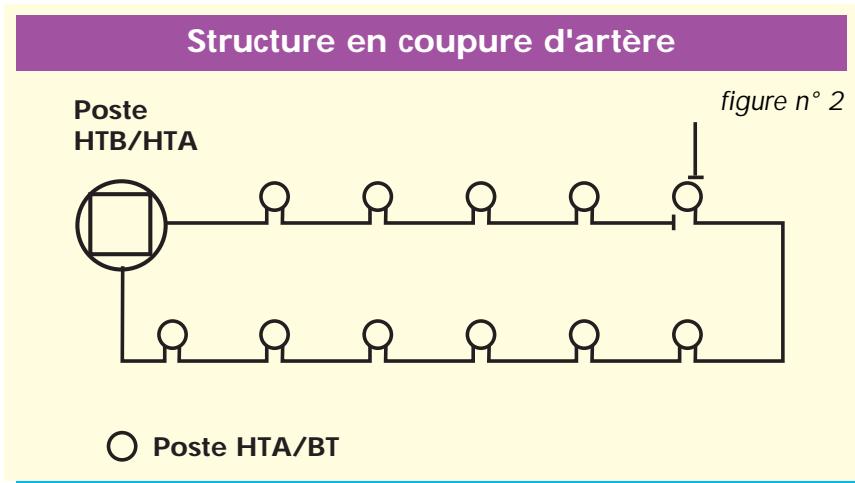
Structure arborescente

figure n° 1



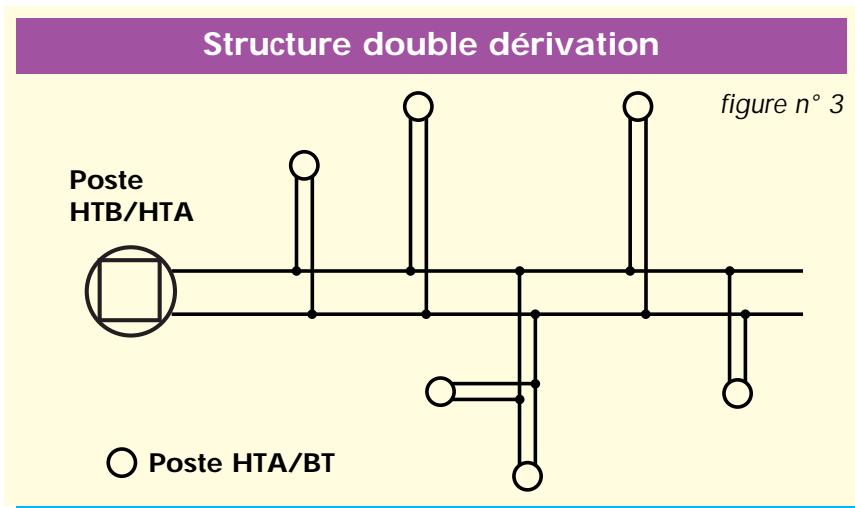
1.1.2. - Structure coupure d'artère

- Cette structure est utilisée dans les agglomérations ou dans les zones à "devenir aggloméré".



1.1.3. - Structure double dérivation

- Cette structure est employée dans les zones urbaines.
- Il existe un verrouillage entre les deux interrupteurs pour éviter une alimentation simultanée par les deux câbles.



Ces deux dernières structures sont appliquées aux zones à densité de charge plus importante et en particulier aux réseaux souterrains qui, de par leur délai de dépannage, nécessitent des possibilités de tronçonnement et de reprise.

B • 6 1 - 2 1
Page 10

Ces trois structures sont exploitées en départs **non bouclés de façon permanente**. Les bouclages ne sont effectués que pendant la durée minimale permettant les reports de charge sans coupure de la clientèle. On admet que le plan de protection fonctionne de manière dégradée lors de ces bouclages occasionnels.

En 1992, 79 % des réseaux étaient aériens, 21 % souterrains.

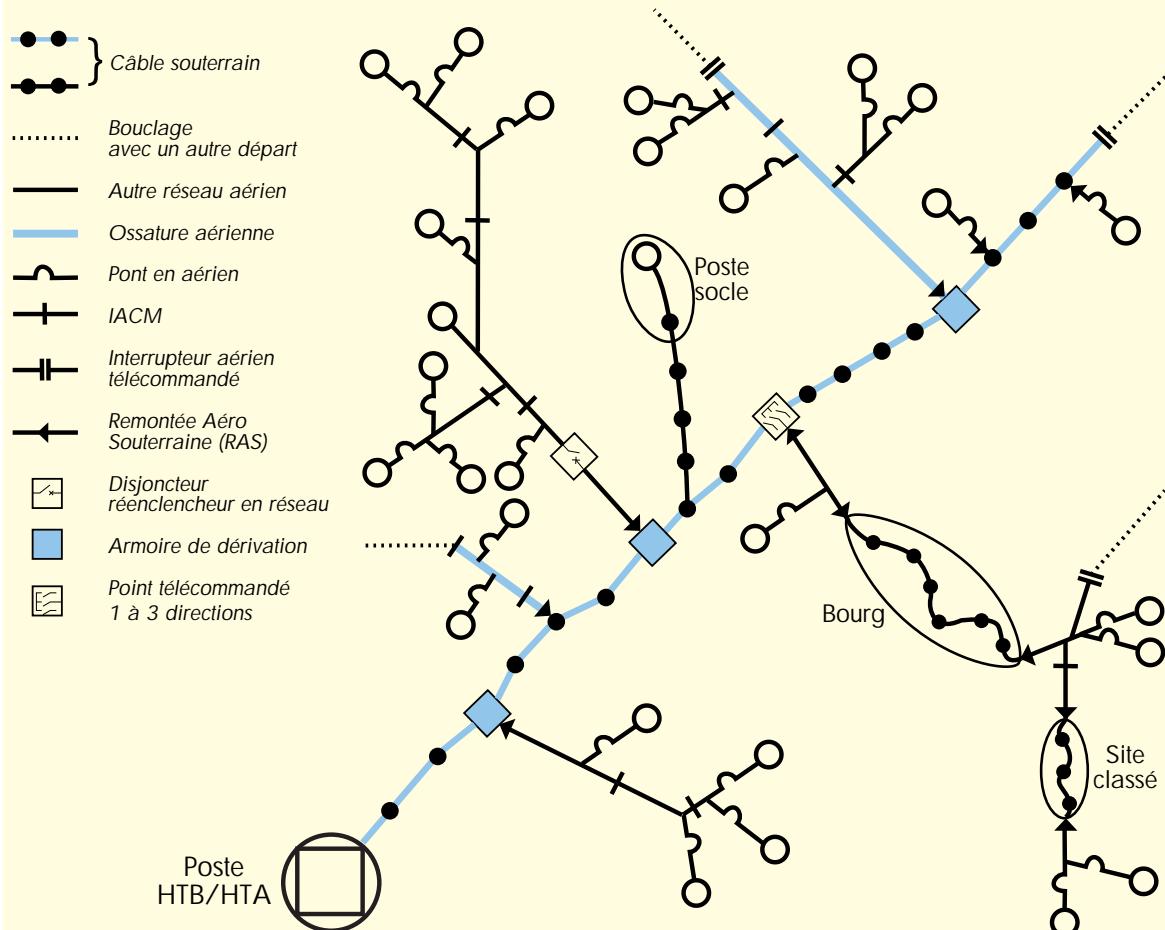
La volonté de maîtriser les incidents généralisés d'origine climatique (tempête, neige collante, givre), la satisfaction des besoins d'amélioration de l'environnement (protocole Etat-EDF du 25 août 1992), font apparaître des **structures mixtes**.

L'amélioration de la technologie des câbles et la diminution des coûts grâce à la pose mécanisée contribueront à accélérer cette tendance.

1.1.4. - Structure mixte des réseaux ruraux

Structure d'un réseau rural

figure n° 4



L'évolution de la nature des réseaux aura pour conséquence une évolution du régime de neutre, et par conséquent du plan de protection, afin de maîtriser les surtensions et d'atteindre nos objectifs de qualité.

1.2. - Typologie et analyse des défauts

1.2.1. - Définitions

En fonction du nombre de conducteurs affectés :

a) Monophasé

Il s'agit d'un défaut entre une phase et la terre.



BP 1

b) Biphasé

Il s'agit d'un défaut entre deux phases par l'intermédiaire de la terre ou non.

c) Triphasé

Il s'agit d'un défaut entre trois phases par l'intermédiaire de la terre ou non.

En fonction de la localisation du défaut :

a) Défaut simple

Il est localisé **en un seul point** :

- le courant de retour via la terre locale passe toujours dans l'impédance de mise à la terre du neutre, si elle existe ;
- le courant de défaut bi ou triphasé reste circonscrit aux conducteurs actifs au siège du défaut.

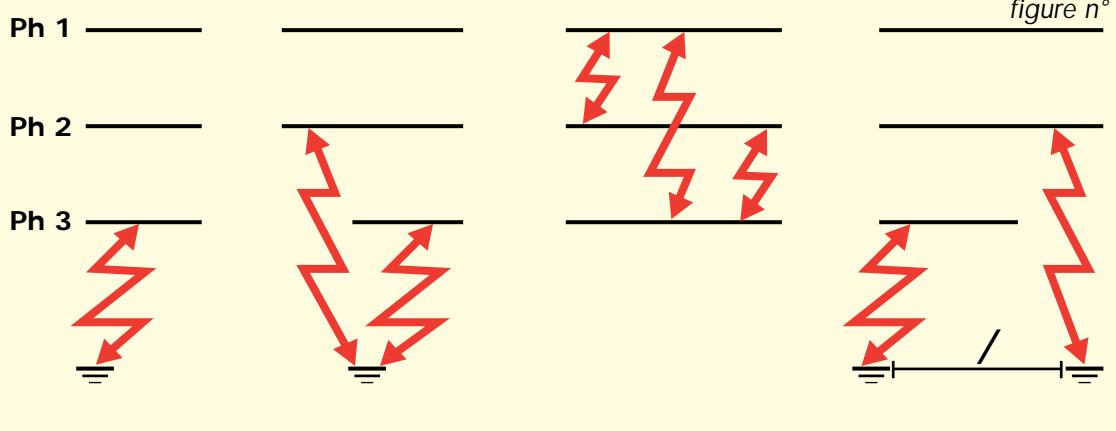
b) Défaut double

Les défauts doubles à la terre résultent généralement d'une évolution des tensions du réseau suite à un premier défaut monophasé simple :

- un second défaut affecte l'une des deux phases non intéressées par le premier défaut ;
- ce second défaut n'a pas lieu au même endroit que le premier.

Exemple de défauts

figure n° 5



Défaut monophasé
(défaut simple)

Défaut biphasé terre
(défaut simple)

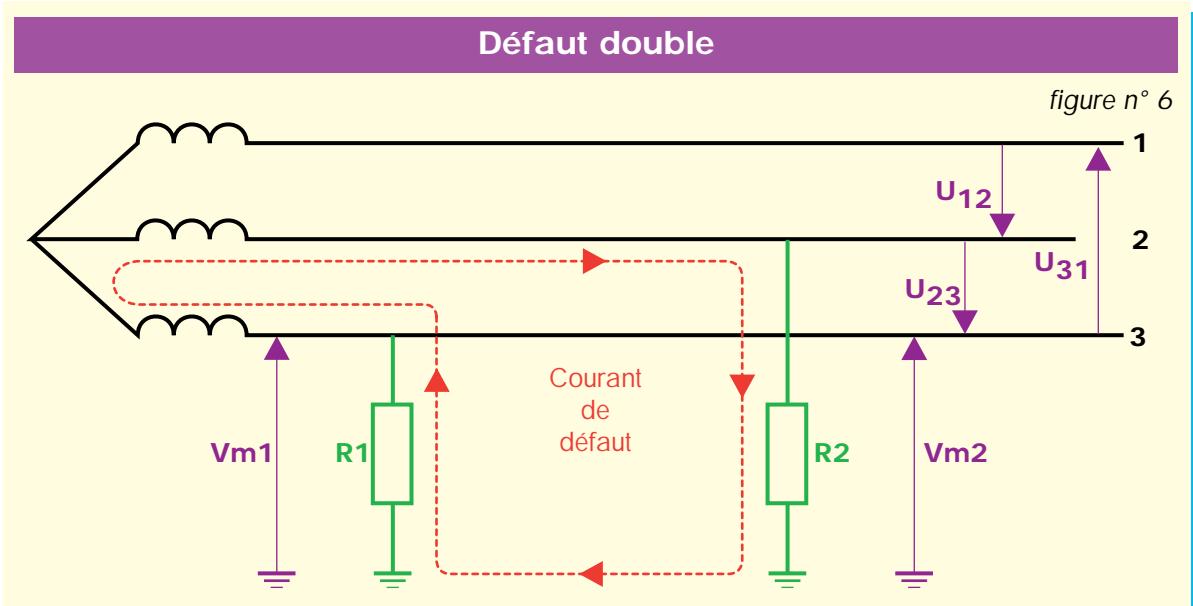
Défaut triphasé
(défaut simple)

Défaut biphasé
(défaut double)

1.2.2. - Défauts particuliers

a) Défaut double

Ces défauts (actuellement environ 5 % du nombre total des défauts) peuvent provoquer des dégâts importants sur les réseaux HTA et BT et les installations BT de la clientèle (figures 5 et 6).



Lorsqu'un défaut à la terre apparaît sur une phase du réseau HTA, il s'accompagne d'une montée en potentiel des deux autres phases par rapport à la terre. Si le défaut est franc, ou lors d'un fonctionnement du disjoncteur shunt, cette montée en potentiel atteint la tension composée. Elle est de plus susceptible de s'accompagner de phénomènes transitoires à fréquence élevée. Lorsqu'un point faible existe en réseau sur une de ces deux phases saines, un second défaut peut alors apparaître.

Un courant de court-circuit biphasé apparaît et transite par les terres locales des défauts.

Le calcul précis est donné au chapitre 2 du B 61-24.

b) Rupture de conducteur

Ces défauts (estimés actuellement à 20 % des défauts "aériens") peuvent présenter un risque pour les tiers dans le cas où le conducteur tombe à terre et lorsqu'il n'est pas détecté à cause de la faible valeur du courant de défaut (voir document B 61-24 chapitre 2).

Conducteurs à la terre côté poste source :

- le courant de défaut engendré dépend de la résistivité du sol : clôture, terrain sableux...

Conducteurs à la terre côté charge :

- le courant de défaut côté HTA est extrêmement faible quelle que soit la résistance du défaut. Il dépend de la charge aval au transformateur HTA/BT.

A titre d'exemple un défaut franc se produisant avec charge aval de 50 kW sous 20 kV se traduira par un courant de défaut d'environ 0,5 A. Le calcul est développé dans le document B 61-24 chapitre 2.

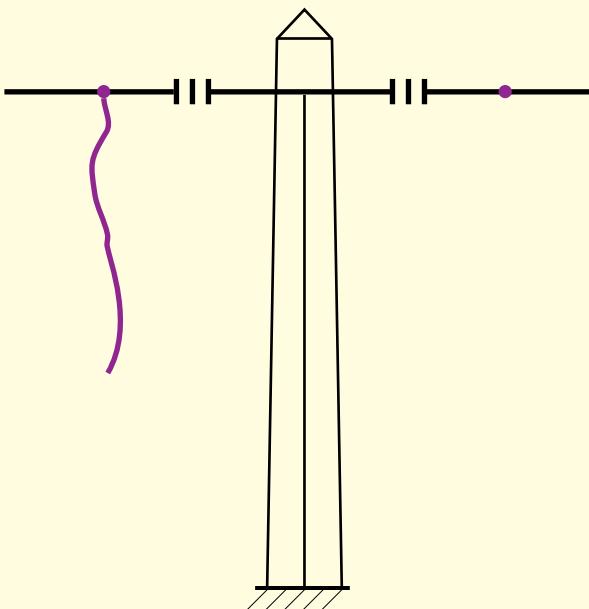
c) Rupture de conducteur sans contact à la masse (ligne aérienne)

Ces défauts se produisent lors d'une rupture d'un pont entre deux éléments de réseau. Il n'y a aucun risque pour les tiers du fait de l'absence de contact avec la masse.

Les ponts ou bretelles sont des liaisons démontables les plus courtes possibles. Elles permettent des liaisons électriques de part et d'autre d'un support d'arrêt ou d'ancrage, entre réseau d'ossature et de dérivation, et pour le raccordement d'appareillage de réseau.

Rupture de pont sur ligne aérienne

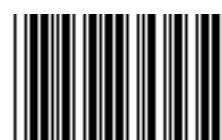
figure n° 7



1.3. - Classement des défauts

1.3.1. - Définitions

Le classement actuel des défauts se fait en fonction de la façon dont ils sont traités par les automatismes de reprise de service (réenclencheurs).



BP 2

a) Défauts auto-extincteurs : ils disparaissent naturellement avant fonctionnement des protections, en une durée inférieure à environ 100 ms.

b) Défauts fugitifs : ils nécessitent le fonctionnement des protections et sont éliminés par les automatismes de reprise de service après une ouverture d'environ 0,3 s ou par le disjoncteur shunt (voir paragraphe 5.6).

c) Défauts semi-permanents : ils nécessitent le fonctionnement des protections et sont éliminés par les automatismes de reprise de service à l'issue du 1er ou du 2ème réenclenchement lent (voir paragraphe 5.6).

d) Défauts permanents : ils ne sont pas éliminés par les réenclenchements et nécessitent une intervention de l'exploitant (voir paragraphe 5.6).

e) Défauts évolutifs : défaut monophasé évoluant au même lieu en défaut biphasé ou triphasé (accompagné d'un creux de tension perceptible par les clients).

f) Défauts intermittents : ce sont des défauts monophasés de durée de 10 à 20 ms qui se réamorcent selon une périodicité généralement comprise entre 100 et 200 ms. On les trouve actuellement sur les réseaux souterrains (1 % des défauts) et surtout sur les réseaux compensés.

* Autres appellations :

- défauts auto-extincteurs réamorçants ;
- défauts auto-extincteurs à réamorçage périodique.

1.3.2. - Nature des défauts

a) Typologie

La fréquence et la répartition des défauts sur un réseau électrique dépendent de la nature du réseau et de la technologie des matériels utilisés.

Le tableau ci-après montre l'évolution des défauts en nombre et en pourcentage entre 1967 (H75 ter) et 1991 :

Evolution des défauts

		H 75 ter (1967)		Réseau mixte actuel (1991) mixte (2)	
Défaut non permanent (1)	Monophasé Biphasé isolé Biphasé terre Triphasé Évolutif Double	95 %	67 % 33 % non comptabilisé 100 %	96,6 %	76 % 3 % 4 % 8 % 4 % 5 % 100 %
Permanent	Monophasé Biphasé isolé Biphasé terre Triphasé Évolutif	5 %	40 % 9 % 3 % 6 % 42 % 100 %	3,4 %	67 % 5 % 4 % 7 % 17 % 100 %
		100 % 150 défauts/ 100 km		100 % 130 défauts/ 100 km	

(1) Hors auto - extincteur

(2) Réseau échantillon (analyse de 6500 défauts)

On remarque principalement :

- une augmentation du pourcentage des défauts monophasés permanents et non permanents ;
- une diminution importante des défauts évolutifs pour les défauts permanents.

La remise à niveau progressive de nos réseaux liée à l'apparition de matériels isolés (bornes embrochables, câbles, etc.) est sans doute la cause principale de cette évolution.

Il apparaît également un pourcentage non négligeable de défauts doubles (5 %). Très peu sont permanents. Il faut noter que ces défauts n'étaient pas comptabilisés dans la H75 ter.

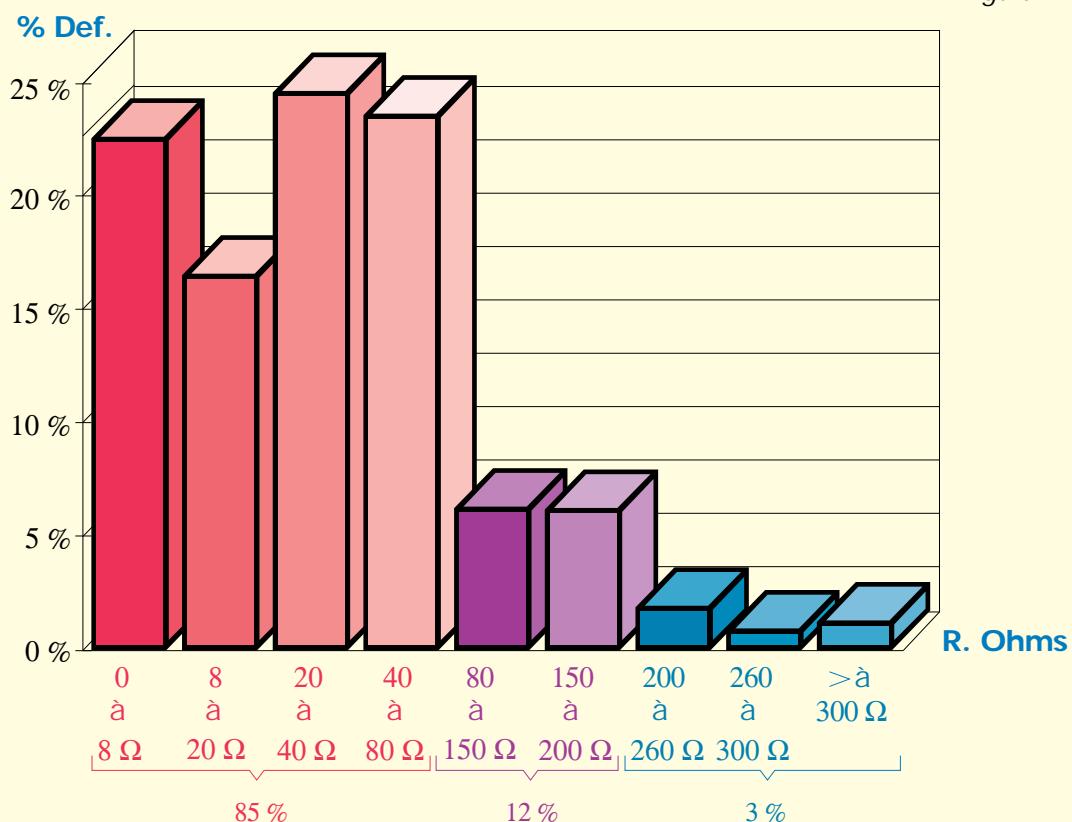
b) Valeur des résistances des défauts monophasés

Une étude sur l'échantillon de 6 500 défauts permet d'établir une répartition des défauts permanents monophasés dans des plages de valeur de résistances.

La connaissance de cette répartition est intéressante tant vis-à-vis de la sollicitation du dispositif de recherche de terre résistante que de la mise en œuvre des protections wattmétriques directionnelles homopolaires (voir le paragraphe 6.3.3).

Valeur des résistances des défauts permanents monophasés

figure n° 8



1.3.3. - Définition des coupures

Dans les futurs contrats commerciaux, il sera fait appel aux notions de :

- **a) coupure brève** : durée entre 1 s et 1 min. ; les défauts semi-permanents entrent dans cette catégorie ;
- **b) coupure longue** : durée supérieure à 1 min ; les défauts permanents entrent dans cette catégorie.

Nota : Les défauts fugitifs provoquent des creux de tension qui répondent à la définition suivante :

- **Un creux de tension** est défini par une diminution de tension de 10 à 100 % de l'amplitude de la tension pendant un intervalle de temps de 0,01 s. à 1 s (coupure très brève).

2 • Plan de protection : objectifs et définitions

2.1. - Objectifs

Un système de protection doit :

- Préserver la sécurité des personnes et des biens.
- Eviter la destruction partielle ou totale des matériels.
- Assurer la meilleure continuité de fourniture possible.

2.2. - Qualités - Performances

Pour atteindre ces objectifs, il est nécessaire d'obtenir le meilleur compromis entre :

- la **sensibilité**, qui est l'aptitude des protections à détecter les défauts, notamment les défauts très résistants qui peuvent mettre en péril la sécurité des tiers ;
- la **sélectivité**, qui permet de n'éliminer que la partie en défaut ;
- la **rapidité**, pour réduire les conséquences néfastes des courts-circuits ;
- la **fiabilité**, qui est l'aptitude des protections à éviter les déclenchements intempestifs (sécurité) et à assurer le bon fonctionnement en cas de défaut (sûreté) ;
- la **simplicité**, pour faciliter la mise en œuvre et la maintenance ;
- le **coût** du système.

Ce compromis est d'autant plus difficile à trouver que ces exigences sont contradictoires, par exemple la sélectivité et la rapidité, la sécurité et la sûreté.

2.3. - Organisation

L'implantation des protections doit être conçue pour :

- éliminer les défauts en séparant l'élément défectueux par un organe de coupure (disjoncteur, fusible) ;
- éliminer un défaut par une protection amont quand une protection ou un organe de coupure aval est défaillant ;
- assurer éventuellement des protections de secours (redondance des protections) ;
- protéger certains matériels spécifiques : transformateurs, tableaux HTA, condensateurs HTA... ;
- permettre la modification temporaire des fonctionnements (sensibilité, rapidité, etc.), pour effectuer certaines opérations d'exploitation : travaux sous tension, mise en parallèle de transformateurs...

L'ensemble de ces dispositions est appelé **plan de protection**.

3 • Environnement du plan de protection

3.1. - Réglementation

3.1.1. - Réglementation française

Les nouveaux ouvrages de distribution d'énergie électrique (au sens de la loi du 15 juin 1906) doivent être conformes à l'arrêté interministériel du 2 avril 1991.

Deux articles de cet arrêté concernent plus particulièrement l'environnement du plan de protection.

a) La protection contre les contacts indirects sur les réseaux HTA est décrite à l'article 55

"La mise à la terre du point neutre des transformateurs d'alimentation HTA s'effectue par l'intermédiaire d'une impédance de faible valeur.

Cette impédance doit avoir une valeur assez faible pour permettre le fonctionnement correct des protections, mais assez élevée pour limiter l'intensité du courant de court-circuit à la terre.

La protection du réseau s'effectue avec des systèmes automatiques qui détectent les défauts sur les masses ou à la terre et les éliminent dans des **conditions compatibles** avec la **sécurité des personnes**.

Cette mesure autorise le maintien en service lors de la recherche des défauts à condition que l'intensité soit limitée à une valeur n'engendrant pas de tension dangereuse (c'est-à-dire l'exploitation à défaut maintenu).

Lorsque des tensions dangereuses risquent d'apparaître, des essais de réenclenchements sont autorisés mais ils doivent conduire :

- soit à l'élimination du défaut ;
- soit au déclenchement du disjoncteur".

b) La protection contre les contacts indirects sur les réseaux BT est décrite dans l'article 45

"Les montées en potentiel temporaires résultant d'un défaut d'isolement des parties HTA/BT ne doivent pas se traduire par une montée en potentiel des conducteurs BT excédant 1 260 V. L'isolement des matériels BT est donc fixé à 1 500 volts minimum($1\ 260 + 240 = 1\ 500$ V)".

3.1.2. - Pratiques européennes

Dans le cadre du plan de protection actuel, EDF procède à la mise hors tension de ses ouvrages lors d'un défaut HTA.

Différentes pratiques existent. Ainsi, en Allemagne, en Suisse et dans d'autres pays on maintient la fourniture pendant la recherche d'un défaut. Le neutre HTA est soit mis à la terre au travers d'une bobine de compensation (aussi appelée bobine

de "Petersen"), soit isolé. En revanche, dans d'autres pays, on déclenche le disjoncteur du départ sur apparition d'un défaut. Le neutre HTA peut toutefois être mis à la terre également avec une bobine de compensation (Suède).

3.2. - Les différentes possibilités de mise à la terre du neutre HTA

Sur les réseaux de distribution, la mise à la terre du neutre HTA détermine d'une manière essentielle les caractéristiques des défauts à la terre lorsque ceux-ci se produisent.

Maquette
Régime du Neutre HTA
Manipulation :
B9

L'attention particulière apportée à ce problème est justifiée par le fait que, sur les réseaux de distribution HTA, 70 à 80 % des défauts sont monophasés.

3.2.1. - Les différentes solutions techniques

a) Neutre isolé

b) Neutre mis à la terre par impédance de compensation du courant capacitif résiduel du réseau

c) Neutre mis à la terre par une impédance limitatrice (résistance ou réactance)

d) Neutre mis directement à la terre et éventuellement distribué sur le réseau HTA

Le tableau ci-après présente une comparaison de ces solutions techniques.

3.2.2. - Critères de choix en faveur de l'une ou l'autre solution

a) Caractéristiques des réseaux HTA :

- niveau de tension ;
- réseau aérien ou souterrain ;
- longueur ;
- nombre et typologie des défauts affectant le réseau ;
- résistivité des sols.

b) Objectifs que l'on se donne pour leur exploitation :

- valeurs de surtensions admissibles pour assurer la coordination des isolements des matériels du réseau de distribution et des réseaux environnants (France Télécom, ...) ainsi que la sécurité des personnes ;
- qualité de la fourniture ;
- limitation des phénomènes d'induction sur les réseaux voisins.

c) Contexte réglementaire

d) Coût comparé des différentes solutions et de leur niveau de performances

Le plan de protection et ses caractéristiques sont dépendants du régime de neutre HTA retenu.

Tableau comparatif des différents régimes de neutre HTA

	Neutre isolé	Neutre mis à la terre par impédance de compensation	Neutre mis à la terre par impédance limitatrice	Neutre mis à la terre directement	Neutre mis à la terre directement et distribué
Courant de défaut	Inférieur à 30 A	Inférieur à q.q. dizaines d'A	Quelques centaines d'A	Quelques milliers d'A	Quelques milliers d'A
Type de réseaux HTA	Réseaux HTA avec courant capacitif résiduel inférieur à 30 A : <ul style="list-style-type: none"> réseaux de câbles courts (longueur globale < 10 km) réseaux uniquement aériens 	Tous types de réseaux HTA	Tous types de réseaux HTA <i>Condition : Prises de terre correctes</i>	Tous types de réseaux HTA <i>Condition : Bonnes prises de terre</i>	Tous types de réseaux HTA
Zone d'influence	Japon Italie	Europe du Nord Europe de l'Est	France Europe du Sud	Angleterre	Pays anglo-saxons USA Canada Australie
Maîtrise des surtensions et perturbations induites	Bonne si I défaut < 30 A	Bonne à excellente	Moyenne	Mauvaise	Bonne si neutre distribué
Sensibilité des protections	Moyenne à bonne	Bonne	Bonne	Bonne	Moyenne mauvaise si charges monophasées
Coût de la mise à la terre du neutre HTA	Nul	Moyen à élevé	Faible	Nul	Moyen à élevé (distribution du neutre HTA)
Qualité de fourniture	Moyenne à bonne	Bonne	Moyenne	Moyenne à mauvaise	Moyenne à mauvaise
Niveau d'isolement du réseau	Bon (tenue à la tension composée)	Bon (tenue à la tension composée)	Moyen	Faible	Faible



BP 3

Maquette
Régime du Neutre HTA
Manipulations :
A1 - A2 - A3 - A4
A5 - A6 - B7 - C3

3.3. - Choix du régime de neutre par EDF

La politique actuelle est donnée dans le chapitre A 13.11 du Guide Technique.

3.3.1. - Les dispositions actuelles

Elles sont définies par la circulaire H75 ter éditée par la Direction des Etudes et Recherches en 1967.

Cette circulaire s'appuyait sur la typologie des réseaux suivants :

- réseaux HTA de type radial ;
- et réseaux HTA de type :
 - soit uniquement souterrain** (pour les agglomérations urbaines) ;
 - soit uniquement aérien.**

Elle proposait les choix suivants :

a) Réseaux aériens

Mise à la terre du neutre HTA par impédance de limitation

"300 A" : le courant de défaut était bien égal à 300 A, puisque le courant capacitif résiduel des réseaux aériens est négligeable.

Utilisation d'un disjoncteur shunt : celui-ci permet d'éliminer les défauts fugitifs sans coupure de la clientèle (voir le paragraphe 5.6.5).

b) Réseaux souterrains

Mise à la terre du neutre HTA par impédance de limitation

"1 000 A" : la valeur des prises de terre sur ces réseaux est très faible. En effet, les écrans des câbles sont régulièrement au contact de la terre par l'intermédiaire des boîtes de jonction ou de dérivation des câbles, en plus de l'existence éventuelle de la câblette de terre (supprimée à partir de 94). De ce fait, les risques de montée en potentiel des masses restent faibles et le courant de défaut est important, donc facile à détecter.

Ces choix permettaient d'utiliser des protections simples de type ampèremétrique à temps constant (voir le paragraphe 5.2.2).

3.3.2. - Les dispositions immédiates

Le développement des départs mixtes et la prévision de l'avenir nécessitent de réexaminer les dispositions de la circulaire H75 ter.

Maquette
Régime du Neutre HTA
Manipulations :
B6 - C1 - C2

Cependant, les caractéristiques des réseaux souterrains n'ont pas évolué et, pour ces réseaux, les dispositions de la circulaire H75 ter sont donc conservées.

Pour les réseaux aériens et mixtes, le développement du réseau souterrain et l'intérêt de réduire le niveau des surtensions ont amené à mettre à disposition des Centres les dispositions immédiates.

Cette étape est une solution d'attente mais qui se révèle simple, facile de mise en œuvre (le plan de protection et tous les accessoires de réseaux sont conservés) et peu coûteuse.

Les dispositions immédiates s'appliquent aux réseaux suivants :

a) Réseau peu capacitif (l'influence du courant capacitif est faible sur la valeur du courant de défaut) : le courant capacitif global du réseau est inférieur à 100 A.

Mise à la terre par résistance "150 A" (soit 80 Ω pour un réseau de 20 kV).

b) Réseau moyennement capacitif (le courant capacitif n'est pas négligeable dans la valeur du courant de défaut) : le courant capacitif est supérieur à 100 A.

Mise à la terre par bobine et résistance (bobine zigzag de valeur $j40 \Omega$ avec un facteur de qualité $Q = 6 = \frac{X}{R}$, en série avec une résistance $R = 40 \Omega$).

c) Réseau très capacitif (le courant capacitif est prépondérant dans la valeur du courant de défaut) : il s'agit de cas particuliers nécessitant une étude spécifique.

Ces dispositions immédiates permettent de pallier aux problèmes actuels mais seront insuffisantes à l'avenir, à la fois pour les problèmes de surtensions et pour les objectifs de qualité de fourniture qui s'imposent à EDF (réduction des coupures et creux de tension).

Maquette
Régime du Neutre HTA
Manipulations :
D - D1 - D2

3.3.3. - *Les dispositions futures*

Mise à la terre par une impédance de compensation.

A l'horizon 1996, et pour les réseaux HTA aériens et mixtes, le neutre HTA commencera à être mis à la terre par une impédance de compensation. Il sera alors nécessaire de mettre à niveau les postes sources et les réseaux.

Ainsi, les surtensions seront notamment réduites (le courant de défaut monophasé passant à moins de 60 A au lieu de 150 A ou 300 A). La qualité de fourniture sera notablement améliorée.

Toutefois, les défauts polyphasés et les défauts doubles auront des conséquences identiques puisque non limités par la mise à la terre du neutre HTA.

Ces défauts étant souvent dus à une évolution d'un défaut monophasé (voir le paragraphe 1.2.1), l'entretien du réseau et une bonne coordination des isolements seront toujours nécessaires.

3.3.4. - *Mise à la terre du neutre HTA en un seul point*

Les différents régimes de neutre évoqués ci-dessus reposent sur le fait que le neutre HTA n'est mis à la terre de manière volontaire qu'en un seul point.

Ainsi, la partie HTA des transformateurs HTA/BT, les points neutres des autotransformateurs et des condensateurs HTA ..., ne sont pas reliés à la terre. Ceci explique aussi que la partie HTA des transformateurs de tension pour organes de manœuvre télé-commandés est raccordée entre phases. Cette remarque s'applique aussi aux sources de production autonome.

Les capacités homopolaires des câbles HTA dans cette conception constituent un phénomène perturbateur. Ce phénomène est pris en compte grâce aux dispositions présentées dans ce chapitre.

4 • Evolution technologique des matériels

4.1. - Palier électromécanique

A l'origine, l'ensemble des équipements constituant les circuits de contrôle-commande a été réalisé sous une forme électromécanique (relais de mesure, relais de découplage, temporisation, ...) et toutes les fonctions étaient réalisées sous forme de boîtiers ou de coffrets regroupant différents relais.

Cette technologie "électromécanique", unique jusqu'en 1968, présentait différents avantages et inconvénients.

4.1.1. - Avantages principaux

On peut citer :

- insensibilité importante aux phénomènes harmoniques, aux surtensions et aux perturbations électromagnétiques ;
- modification aisée des circuits ;
- débrochabilité des éléments individuels ;
- fonctionnement visible des circuits (ouverture et fermeture des contacts de relais).

4.1.2. - Inconvénients

Il faut noter plus particulièrement :

- encombrement important ;
- manque de précision et de fidélité dans le temps (en particulier pour les relais temporisés) ;
- inadaptation avec l'augmentation des puissances de court-circuit (non fonctionnement du relais du fait de leur saturation) ;
- fragilité de certaines pièces mécaniques (pivots, ...) ;
- fourchette importante au niveau des seuils de réglage des relais de mesure (pourcentage de dégagement).

4.2. - Palier électronique

Aussi, entre 1968 et 1970, les constructeurs ont commencé à utiliser quelques composants électroniques dans leurs équipements (exemple relais B 211 A de Delle-Alsthom, relais ITD de CCEE...) et l'évolution vers une technologie électronique est apparue comme inéluctable.

Mais, très rapidement sur les premiers matériels, certains inconvénients pressentis se sont vus confirmés, en particulier la sensibilité aux harmoniques, et une faiblesse des circuits et composants face aux surtensions et aux parasites.

Un palier technologique a ainsi été établi par des spécifications EDF en 1975, date à partir de laquelle a été généralisée l'utilisation de composants électroniques dans la quasi-totalité des équipements, les fonctions de découplage étant toutefois maintenues au moyen de relais électromécaniques.

Les caractéristiques principales étaient :

- inhibition de la protection entre 50 et 100 ms ;
- filtrage du relais homopolaire aux harmoniques ;
- tenue diélectrique : 2 kV durant 1 mn et 5 kV choc (onde normalisée : 1,2/50 µs).

Quant à la filerie servant de support aux échanges d'informations et d'ordres entre les équipements, elle a été maintenue sous sa forme traditionnelle en fils individuels sous goulottes, et en liaisons en câbles multiconducteurs basse tension (câbles de type U 1000 R 02 V par exemple).

Une étape technologique a cependant été franchie vers 1970 au niveau des câbles BT, avec la mise en place de câbles à écrans (cuivre, annelés) de protection contre les perturbations électromagnétiques, afin d'éviter les surtensions induites dans les conducteurs (avec mise à la terre des écrans aux deux extrémités des câbles ; câbles HN 33 S 34).

L'utilisation de l'électronique a alors permis d'obtenir des protections plus précises et avec moins de dérive dans le temps.

4.3. - Palier 86

L'utilisation de l'électronique a permis de limiter les énergies utilisées. La filerie a pu être totalement remaniée, les goulottes et les fils BT ont disparu et ont été remplacés par une filerie de structure analogue à celle des installations téléphoniques, avec un répartiteur central dans lequel transitent et sont découpées toutes les informations : **c'est le palier 86**.

Cette étape a également permis la généralisation des alimentations à 48 V des circuits de contrôle commande alors que précédemment l'ensemble des alimentations (à l'exception de celles concernant les circuits de télécommande) était réalisé en 125 V.

En outre, il a été possible de développer des protections nouvelles, les protections à temps dépendant et les protections wattmétriques homopolaires (voir les paragraphes 5.2.4 et 5.2.5) qui étaient impossibles à réaliser par du relayage électromécanique. Ces protections sont de type sans alimentation auxiliaire (sauf les protections wattmétriques homopolaires), c'est-à-dire que les transformateurs de courant sont à la fois des capteurs et sources d'énergie.

Ces protections électroniques présentent toutefois l'inconvénient d'être de type "dormant". Si elles sont défectueuses, c'est par leur non-fonctionnement sur défaut que l'avarie sera découverte. Par exemple, en cas de non fonctionnement d'un départ HTA, le défaut sera éliminé par le disjoncteur d'arrivée HTA. Les conséquences sur la qualité de fourniture sont importantes.

Pour pallier à cet inconvénient, il est prévu de développer des protections à base de microprocesseurs ; ces protections seront auto-testées en permanence. Dès qu'une avarie est détectée par les auto-tests, la protection le signale, permettant ainsi de remédier au problème avant apparition du défaut (changement de protection, manœuvre d'exploitation...).

Ces protections doivent être incorporées dans la mise en place d'un nouveau palier : le Palier Contrôle Commande Numérique. Certaines protections utilisent déjà cette technologie.

Remarque n° 1 :

Dans tout le texte, le terme EPATR s'applique aux protections commercialisées en 1988 sous le vocable EPATR-B.

Par rapport aux protections commercialisées entre 1986 et 1988 appelées EPATR-A, elles présentent l'avantage d'être plus rapides et de permettre au-dessus de 15 A de valeur de courant de défaut monophasé des cycles de réenclenchement.

Remarque n° 2 :

En 1986, le palier prévoyait une mise à la terre des pôles positifs de l'atelier d'énergie 48 V (pour économiser la protection du pôle + 48 V sur les antennes des services auxiliaires).

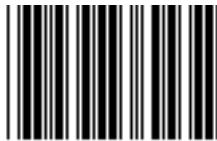
En 1988, l'atelier d'énergie 48 V a été défini à pôles isolés permettant le maintien de fonctionnement des services auxiliaires, même en cas de défaut d'isolement ; les protections nécessitant une alimentation auxiliaire peuvent alors continuer à fonctionner (protection lignes HTB, jeux de barres HTB).

Ainsi, alors qu'en 1986 deux ateliers d'énergie étaient nécessaires pour la partie contrôle commande :

- un atelier 48 V (pôle + à la terre) pour la DEGS ;
- un atelier 125 V (pôles isolés) pour la DEPT ;

ils ont été remplacés à partir de 1988 par un atelier 48 V à pôles isolés pour EDF GDF SERVICES et la DEPT.

5 • Principes des protections et automatismes



BP 4

5.1. - Protections contre les défauts entre phases

Les défauts entre phases représentent environ 30 % du total des défauts. Ils génèrent des courants dont la limitation est assurée par les impédances directes ou inverses des lignes et des postes HTB/HTA. Il est nécessaire que le système de protection ait une rapidité qui soit cohérente avec le dimensionnement thermique des matériels du réseau.

La protection de base des réseaux de distribution HTA est la **protection ampèremétrique** associée à des relais temporisés définissant des intervalles sélectifs ou à un dispositif à temps inverse, notamment dans les réseaux à neutre distribué.

Cette protection s'effectue pour chaque départ HTA à l'aide de relais (fig. 13) à maximum de courant montés au secondaire de transformateurs de courant placés sur les phases :

- deux relais suffisent dans le cas d'un réseau triphasé à neutre non distribué ;
- trois relais sont nécessaires dans le cas d'un réseau à neutre distribué.

5.1.1. - Principe de réglage en intensité des relais de courant de phase

Les relais doivent être réglés à une valeur inférieure au plus petit courant de défaut susceptible de se manifester entre phases. Ce courant est celui qui résulte d'un défaut biphasé à l'extrémité du réseau lorsque la puissance de court circuit des transformateurs d'alimentation est la plus faible.

5.1.2. - Fonctionnement et sélectivité

La sélectivité vise à isoler le plus rapidement possible la partie du réseau affectée par un défaut, et uniquement cette partie, en laissant sous tension toutes les parties saines de ce réseau.

Le critère adopté pour les réseaux français pour assurer la sélectivité est le **critère chronométrique**.

En effet, pour éviter les déclenchements intempestifs des protections en amont, les temporisations respectives doivent permettre aux relais de retomber avant qu'elles ne donnent l'ordre de déclenchement.

La différence des temps de fonctionnement entre deux protections successives est l'intervalle de sélectivité. Cet intervalle de sélectivité doit être suffisant et doit tenir compte :

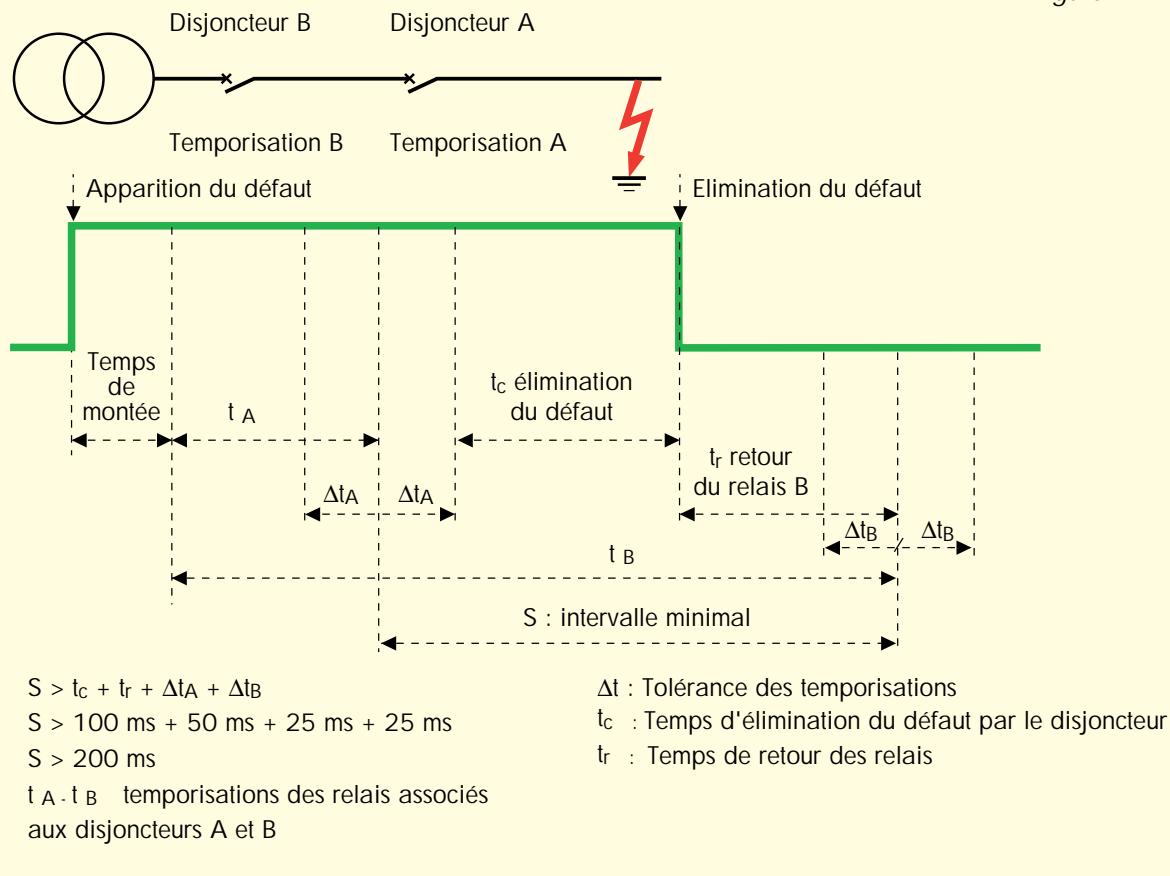
- du temps d'élimination du défaut par les disjoncteurs : t_C ;
- des tolérances des temporisations : Δt ;
- du temps de retour au repos des relais : t_R .

Ces trois contraintes amènent à une tolérance minimum de **200 ms**, appelée **intervalle de sélectivité**.

Ce système de sélectivité présente l'avantage d'assurer son propre secours. En effet, si à la suite d'une défaillance d'un relais ou d'un disjoncteur, l'ouvrage en défaut n'est pas normalement éliminé, la protection placée immédiatement en amont intervient à son tour et élimine, en secours, l'ouvrage défaillant.

Sélectivité chronométrique

figure n° 9

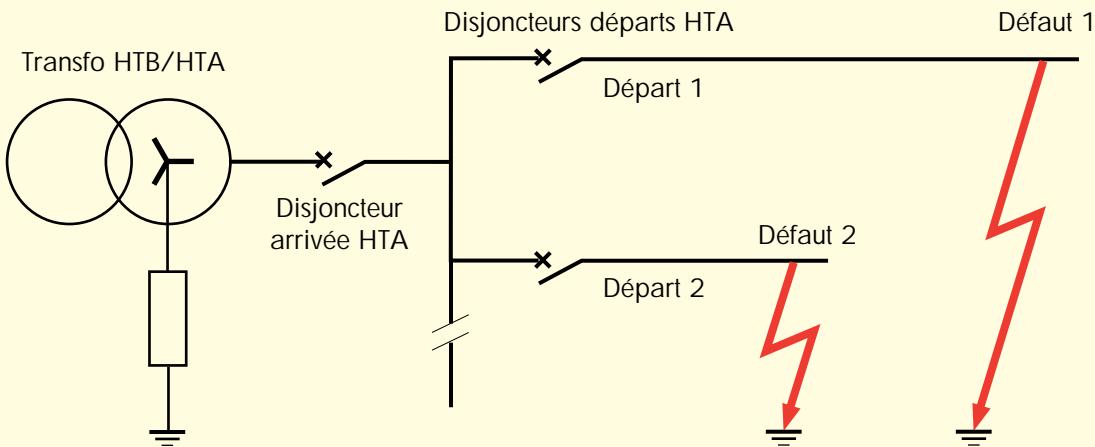


En outre, la sélectivité par le temps a l'avantage de la simplicité. Elle a cependant une limite lorsque le nombre de relais en cascade est trop grand. En effet, dans ce cas, le relais situé le plus en amont est réglé sur un temps de fonctionnement qui est supérieur à la somme des intervalles de sélectivité.

Cependant, en cas de défauts qui interviennent presque simultanément sur des départs différents, le disjoncteur "arrivée" peut déclencher. Il s'agit alors d'un cumul de températions illustré par la figure n° 11 ci-après et qui se rencontre assez souvent sur les réseaux aériens ou mixtes en cas d'orages avec de nombreux coups de foudre.

Défauts presque simultanés sur une demi-rame HTA

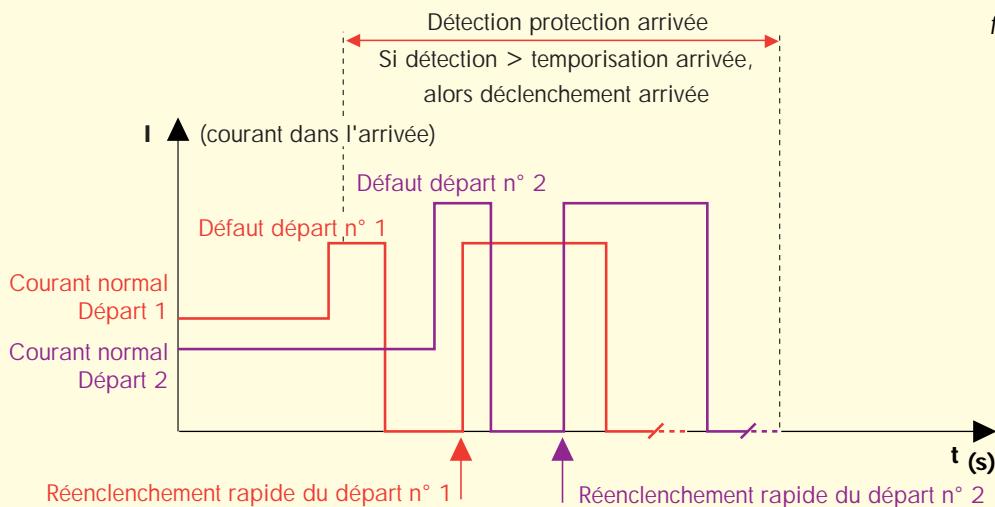
figure n° 10



Le fonctionnement chronologique des protections est illustré par le schéma ci-après :

Cumul de deux défauts entraînant un déclenchement de l'arrivée

figure n° 11



Pour que le disjoncteur de l'arrivée HTA ne déclenche pas de manière intempestive, il est nécessaire de prendre en compte ce phénomène. La temporisation du disjoncteur de l'arrivée HTA sera d'autant plus importante que :

- les départs HTA possèdent une temporisation de déclenchement élevée ;
- les départs HTA sont susceptibles d'être foudroyés (il faut considérer alors qu'un, deux, trois ou quatre départs peuvent être atteints presque simultanément).

Pour éviter le **déclenchement de l'arrivée dû à un cumul de temporisation** créé par une succession de deux défauts sur deux

départs différents, il est nécessaire de régler la temporisation de déclenchement de l'arrivée à **2 fois la temporisation de déclenchement des départs, augmentée de l'intervalle de sélectivité.**

Ce temps peut même être augmenté si le poste possède un disjoncteur shunt.

5.2. - Protections contre les défauts entre phase et terre

Les différentes protections utilisées contre les défauts à la terre sont intimement liées aux choix qui sont faits en matière de mise à la terre du neutre.

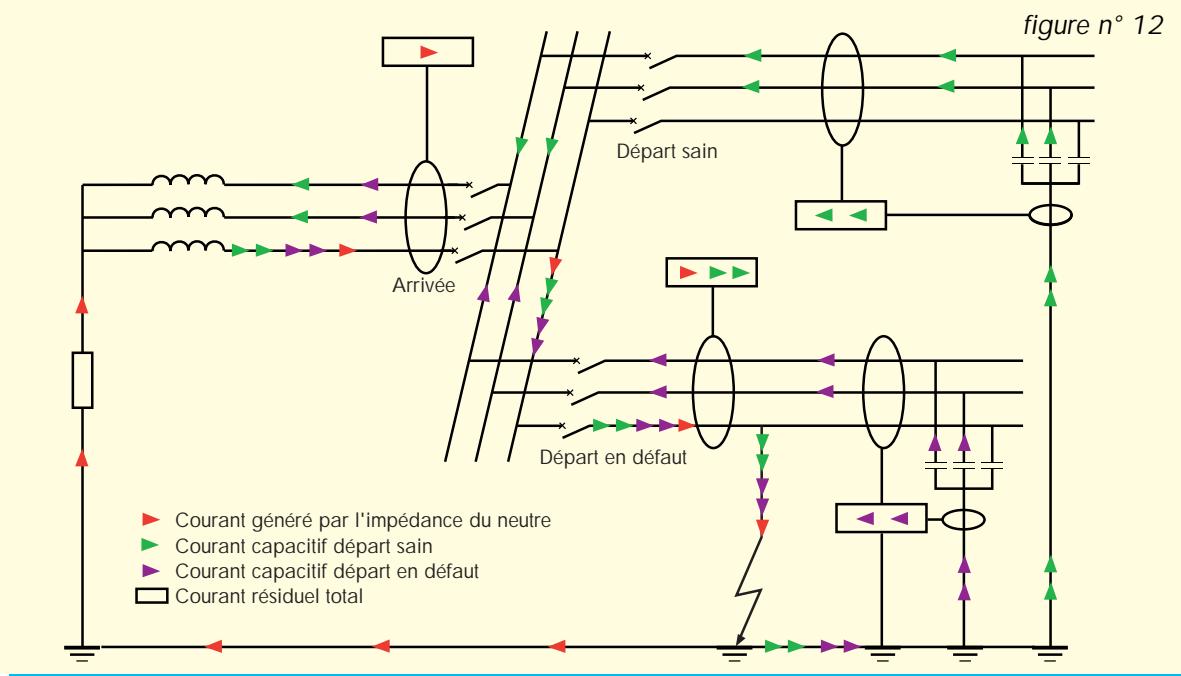
Dans la suite ne sont évoquées que les protections retenues par EDF GDF SERVICES.

5.2.1. - Rappel électrotechnique : impédance de limitation 300 A ou 150 A

La nature et la répartition des courants lors d'un défaut monophasé à la terre sont précisées ci-après :

Maquette
Régime du Neutre HTA
Manipulations :
B1 - B2

Nature et répartition des courants lors d'un défaut franc phase-terre sur un réseau mis à la terre par impédance de limitation



On peut en déduire que :

- il circule dans chacun des départs sains un courant résultant de sa capacité homopolaire ;
- le courant dans le défaut est la somme du courant circulant dans l'impédance de neutre et du courant capacitif fourni par l'ensemble des départs ;
- c'est la protection du départ en défaut qui "voit" circuler le courant le plus élevé.

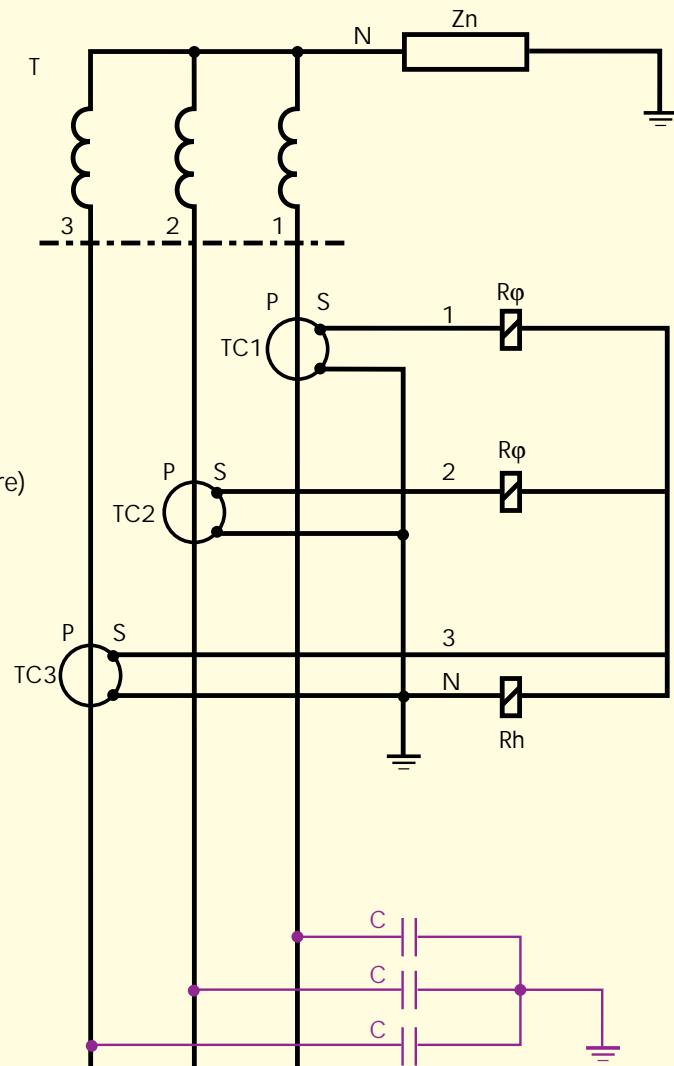
5.2.2. - Protection ampèremétrique à temps constant

La détection d'un défaut à la terre nécessite l'utilisation de trois transformateurs de courant et d'un relais de courant homopolaire placé dans le circuit de neutre de ces trois transformateurs de courant.

Raccordement d'une protection ampèremétrique

figure n° 13

1,2,3 Phases du réseau
 C Capacité homopolaire
 N Neutre
 R_φ Relais de phase
 R_h Relais homopolaire
 Z_n Impédance de mise à la terre
 T Secondaire du transfo. HTB/HTA
 TC Transfo. de courant (P primaire, S secondaire)



Ces trois relais à maximum de courant suffisent à élaborer les ordres de déclenchement (2 relais de phase, 1 relais homopolaire, figure 13).

Le seuil de fonctionnement d'un relais homopolaire doit être le plus faible possible, pour détecter des défauts de faible intensité. Il dépend toutefois de la valeur du courant capacitif.

En effet, pour un départ ce seuil doit être supérieur à la valeur du courant capacitif résiduel qui circulera sur ce départ en cas de défaut franc sur un départ voisin.

Avec les hypothèses de la note H75 ter, ce type de protection ne pose pas de problème, ni pour les réseaux souterrains, ni pour les réseaux aériens.

- **Réseaux souterrains** : les impédances de défauts sont faibles, les seuils peuvent être élevés.

- **Réseaux aériens** : avec un courant capacitif très faible, le seuil de détection peut être faible. Toutefois un dispositif de recherche de terre est nécessaire pour détecter et éliminer les **défauts très résistants** (voir paragraphe 5.2.7).

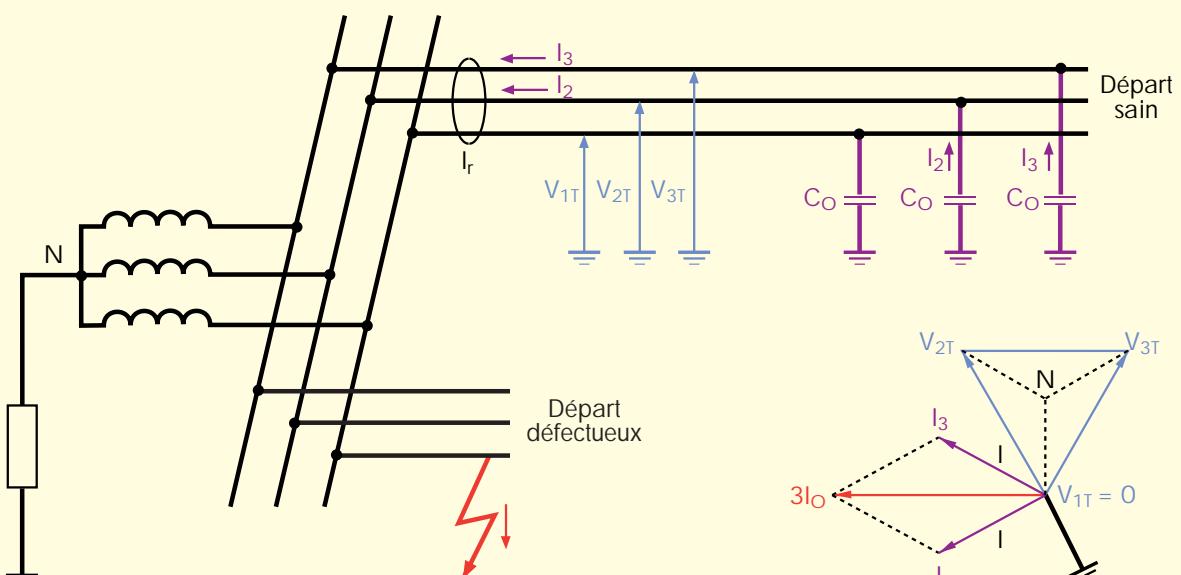
Les évolutions des réseaux dues à l'accroissement de la partie souterraine (développement des réseaux mixtes) nécessitent une augmentation du réglage du seuil de détection, puisque les courants capacitifs augmentent. Ceci entraîne une sollicitation plus fréquente du dispositif de recherche de terre.

Calcul du courant capacitif résiduel maximum sur un départ

Le courant capacitif résiduel sera maximum pour un défaut franc sur un autre départ.

Calcul du courant capacitif résiduel maximum sur un départ

figure n° 14



Pendant un défaut monophasé franc sur un autre départ, la tension V_1 de la phase avariée est nulle ; les tensions simples des deux autres phases V_2 et V_3 ont pour amplitude la tension composée U et elles sont déphasées entre elles de 60° ; le courant mesuré par le relais de courant homopolaire est dans ces conditions :

- $I_r = I\sqrt{3}$ avec $I = U C_0 \omega$

Co étant la capacité d'un conducteur du départ par rapport à la terre.

Si I_0 est le courant traversant la capacité C_0 sous la tension simple :

- $I_0 = C_0 \omega V$, c'est le courant capacitif en fonctionnement normal.
- $I_r = U C_0 \omega \sqrt{3} = 3 V C_0 \omega$

$$I_r = 3 I_0$$

Le tableau donné dans le document B 61-24 indique les valeurs moyennes des capacités homopolaires C_0 et des courants capacitifs résiduels des divers types de canalisations.

5.2.3. - Protection ampèremétrique à deux seuils homopolaires à temps constant

Lorsqu'un départ possède un fort courant capacitif homopolaire, le seuil de fonctionnement du relais homopolaire doit être élevé. **La détection des défauts de faible intensité nécessite le recours au rechercheur de terre et impose de nombreuses coupures de faible durée des départs sains.**

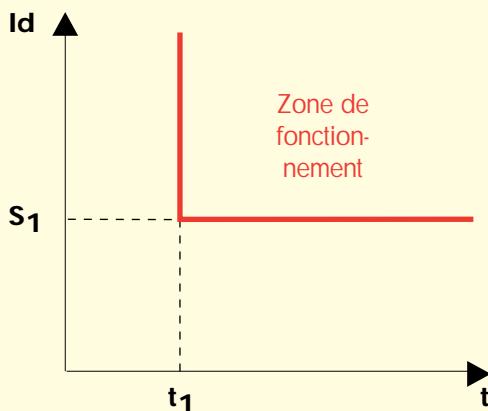
La protection ampèremétrique à deux seuils homopolaires permet d'améliorer la détection de ces défauts, et limite donc le recours au rechercheur de terre.

Il s'agit d'une protection ampèremétrique à temps constant à laquelle on a ajouté un deuxième seuil homopolaire S_2 inférieur au premier S_1 , avec sa propre temporisation égale à 1,3 s et venant en complément de la temporisation associée au premier seuil (figure 15).

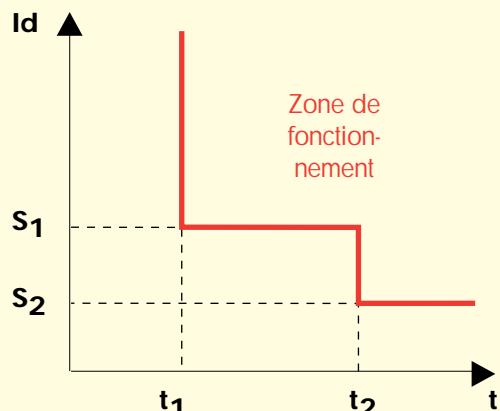
Dans le régime du neutre défini par la 75 ter, un défaut résistant affectant un départ (dont $I_d < 3 I_0$ du départ en défaut) entraîne sur les départs sains un courant résiduel capacitif nettement plus faible que le seuil de réglage de ces départs sains.

Caractéristiques d'une protection à temps constant et d'une protection à double seuil

figure n° 15



Caractéristique d'une protection à temps constant



Caractéristique d'une protection à double seuil

Un défaut monophasé apparaissant sur le départ et entraînant un courant supérieur à S_1 sera éliminé au bout du temps t_1 .

Les courants capacitifs qui circulent dans les départs sains sont bien détectés par le deuxième seuil (S_2), mais ils ne provoquent pas de déclenchement puisqu'éliminés dans le temps t_1 (ils devraient durer t_2 pour provoquer un déclenchement).

Par contre, si le courant de défaut est faible, il sera détecté par le seuil S_2 et le défaut sera éliminé au bout du temps t_2 .

On peut ainsi obtenir des seuils de fonctionnement assez bas sur les départs capacitifs tout en conservant la sélectivité du système de protection.

Le réglage S_1 est le seuil habituel ($1,2 \times 3 I_0$) d'un réglage homopolaire. Le réglage S_2 est fixé de manière à éviter le déclenchement de ce départ lorsque, sur tout autre départ, le courant de défaut est inférieur au premier seuil de la protection homopolaire de ce dernier.

Si l'emploi de protections à double seuil homopolaire peut apporter une amélioration importante sur les départs capacitifs, il trouve rapidement ses limites dès lors que la capacité homopolaire de plusieurs départs devient trop importante (c'est notamment le cas avec des départs aériens mixtes avec une importante ossature en souterrain).

Aussi ce type de protections est actuellement abandonné au profit de protections homopolaires à temps dépendant et des PWH.

5.2.4. - Protection ampèremétrique à temps dépendant (ou à temps inverse)

Dans cette protection, la durée entre la détection du défaut et l'ordre de déclenchement est fonction de l'intensité du courant de défaut.

Ce type de protection fait son apparition avec la mise en place du palier 1986 des postes sources. Elle a été retenue pour la détection des défauts monophasés résistants (Ensemble de Protections Ampèremétriques de Terre Résistante, c'est-à-dire EPATR).

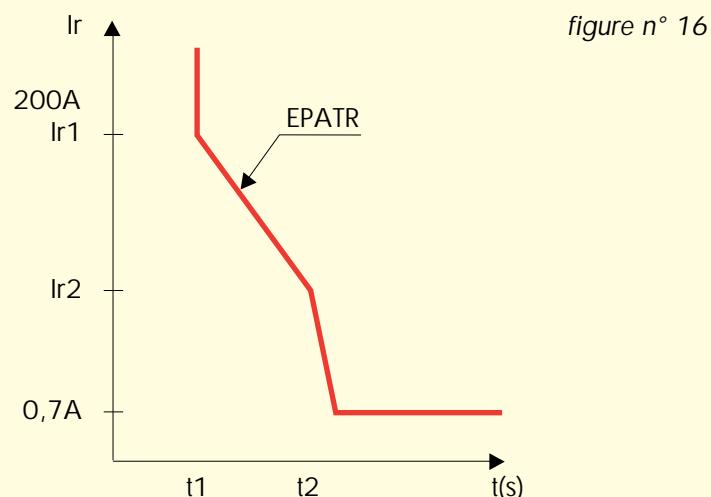
Cette protection est dite à temps dépendant (d'autant plus rapide que l'intensité du courant de défaut est élevée). Elle permet de traiter de façon sélective les défauts à la terre non détectés par les protections ampèremétriques à temps constant et évite le recours au dispositif de recherche de terre.

Son fonctionnement repose sur l'hypothèse que **le courant résiduel circulant dans le départ en défaut est plus élevé que le courant résiduel circulant dans chacun des départs sains**, et qu'ainsi le départ en défaut déclenchera avant que les protections des départs sains n'aient eu le temps de fonctionner.

Cette hypothèse est vérifiée sur un réseau dont **le neutre est mis à la terre par résistance**.

Pour une mise à la terre du neutre HTA par impédance "300 A" ou "150 A", les hypothèses de bon fonctionnement sont vérifiées tant que le courant capacitif de chaque départ est inférieur à 120 A.

Principe de fonctionnement d'une protection de terre résistante EPATR



Tolérance de l'EPATR

Ir 1 : courant résiduel circulant sur le départ en défaut

Ir 2 : courant résiduel circulant sur le départ sain

5.2.5. - Protection wattmétrique homopolaire

a) Conséquences d'une mise à la terre du neutre HTA par bobine de compensation

Rappel électrotechnique

On se reportera au document B 61-24 pour examiner la nature et la répartition des courants lors d'un défaut monophasé à la terre, sur un réseau compensé.

Ce qu'il faut retenir

Le courant dans le neutre en cas de défaut monophasé a deux composantes :

- l'une active ;
- l'autre réactive (selfique).

Cette deuxième composante vient, au niveau du défaut, compenser le courant capacitif homopolaire.

Si cette composante réactive est du même ordre de grandeur que le courant capacitif et si la composante active est faible, le courant de défaut sera fortement réduit.

Dans ce cas, le courant vu par la protection du départ en défaut peut être inférieur en module à celui vu sur un départ sain. Cela signifie que les protections à critère ampèremétrique, qu'elles soient à temps constant ou à temps dépendant, sont inadaptées.

Sur un réseau compensé, lorsque le courant de défaut maximal est inférieur à quelques dizaines d'ampères, les défauts monophasés à la terre, fugitifs et semi permanents (environ 90 %) deviennent **auto extincteurs**.

Si sur un réseau on compense le courant capacitif, tout en maintenant une composante active importante par une faible résistance, on peut encore utiliser des protections ampèremétriques. C'est le cas pour les dispositions immédiates (réduction des courants phase-terre à 150 A) ou pour les réseaux souterrains.

b) Principe

L'augmentation des capacités des départs et l'adoption d'un régime de neutre compensé sur les réseaux aériens et mixtes montrent que les protections ampèremétriques à temps constant ou à temps dépendant deviennent inadaptées.

Pour les remplacer, il est nécessaire de faire appel aux protections wattmétriques homopolaires.

Il existe divers types de ces protections mais le principe est toujours identique : dans le départ sain ne circulent que des courants résiduels résultant de leur capacité homopolaire et seul le départ en défaut "voit" circuler un courant actif.



BP 5

Maquette
Régime du Neutre HTA
Manipulation :
D4

Les critères de fonctionnement peuvent être :

- la puissance wattmétrique homopolaire : $V_o I_o \cos \varphi$
- le courant actif homopolaire : $I_o \cos \varphi$.

Pour la simplicité de l'explication du fonctionnement, seul le critère courant actif est décrit ci-dessous.

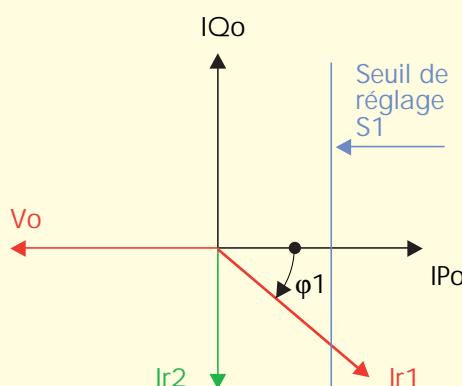
Ce type de protection est sensible au courant résiduel actif circulant sur le départ qu'elle protège. Sa caractéristique dans le plan IPo (courant résiduel actif) / IQo (courant résiduel réactif) est représentée sur la figure 17.

Ir_1 = Intensité résiduelle du départ en défaut.

Ir_2 = Intensité résiduelle dans les départs sains.

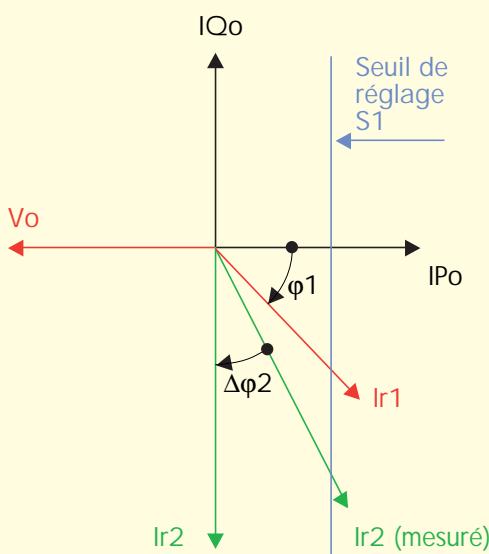
Caractéristique d'une protection wattmétrique homopolaire dans le plan IPo - IQo

figure n° 17



Déclenchement intempestif d'un départ sain résultant d'un réglage trop bas du seuil $S2$

figure n° 18



La protection fonctionne lorsque le courant résiduel Ir_1 est tel que :

$$Ir_1 \cos \varphi > S1.$$

$S1$ représente le seuil de sensibilité de la protection.

Le réglage du seuil doit être fait de telle sorte que le départ ne puisse déclencher en cas de défaut sur un autre départ. La figure ci-contre illustre la sollicitation intempestive de la protection résultant d'une erreur angulaire de la chaîne de mesure (TT, TC et relais) lorsque son seuil est réglé trop bas.

$$Ir_2 \text{ mesuré} = Ir_2 \cos \Delta \varphi_2 > S1.$$

$\Delta \varphi_2$ = Erreur angulaire de la chaîne de mesure.

Par ailleurs, il faut assurer le fonctionnement de la protection en cas de défaut sur le départ. Pour cela, il est nécessaire que circule alors dans le départ un courant actif suffisant. Il doit prendre en compte, d'une part les erreurs de la chaîne de mesure (angles, modules), et d'autre part la sensibilité souhaitée pour une protection sélective des départs.

En fait, la sensibilité de la protection dépend des **trois éléments suivants** :

- seuil de la protection ;
- courant actif généré par l'impédance de mise à la terre du neutre ;
- courant réactif résultant du désaccord entre le courant selfique généré par la bobine de neutre et la capacité du réseau.

Les protections wattmétriques homopolaires (PWH) répondent, en ce qui concerne les départs HTA, à deux types de besoins échelonnés dans le temps :

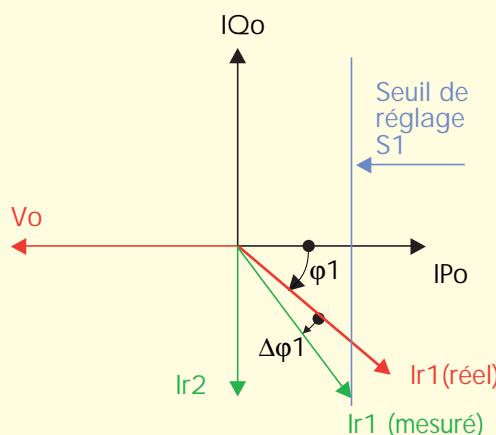
- **le besoin actuel**, correspondant à la mise à la terre du neutre classique des réseaux aériens et mixtes ou conforme aux dispositions immédiates du régime du neutre. Il s'agit, dans les postes classiques, de répondre aux difficultés de réglages et à la perte de sensibilité des protections ampèremétriques ;
- **le besoin futur**, correspondant au régime de neutre compensé (courant de défaut inférieur à 60 A). Il apparaîtra en 1996. Il s'agira d'équiper tous les départs des postes aériens et mixtes dont le neutre sera mis à la terre par bobine de compensation.

Les caractéristiques des protections répondant au besoin futur sont plus contraignantes que celles adaptées au besoin actuel. En effet, sur les réseaux compensés, la plupart des défauts permanents se présentent comme une succession rapide (période d'environ 100 ms) de défauts auto extincteurs (durée de l'ordre de 10 ms). Leur détection nécessite donc un relais sensible aux phénomènes transitoires.

En résumé, il faut retenir que les protections pour régime de neutre actuel fonctionnent sur 50 Hz et que les protections pour le régime de neutre compensé fonctionneront sur 50 Hz et sur transitoires.

Non déclenchement du départ en défaut résultant d'un courant résistif trop faible

figure n° 19



Ainsi, on opère la distinction entre ces deux protections wattmétriques homopolaires :

- PWH1 ; adaptée au régime de neutre actuel, y compris les dispositions immédiates (fonctionnement à 50 Hz) ;
- PWH2 ; adaptée au régime de neutre compensé (fonctionnement à 50 Hz et sur transitoires).

Remarques importantes :

- Les PWH2 réalisent toutes les fonctions de PWH1. Les constructeurs qui auront développé des protections PWH2 n'ont donc pas besoin de développer de modèle PWH1.
- Par ailleurs, ces protections ne sont pas autonomes et sont donc inopérantes en cas d'absence d'alimentation auxiliaire.

c) Utilisation

Les protections wattmétriques sont installées :

- généralement sur les arrivées HTA en cas de transformateur HTB/HTA multi-attaches (dès aujourd'hui) ;
- sur les départs HTA :
 - dès aujourd'hui en cas de départs fortement capacitifs (presque exclusivement dans le cas du palier à relayage classique) ;
 - à l'avenir sur tous les départs en raison de la mise à la terre du neutre HTA par bobine de compensation ;
- sur une arrivée HTA si tous les départs sont équipés de PWH.

La politique d'installation est définie aux paragraphes 6.3.3 et 6.5.3.

5.2.6. - Protection voltmétrique homopolaire

Un défaut à la terre sur un réseau HTA fait apparaître une tension homopolaire. Celle-ci est variable en fonction du défaut, des caractéristiques électrotechniques du réseau et de l'impédance de mise à la terre.

On peut réaliser une détection simple de la présence d'un défaut à la terre en utilisant un relais voltmétrique homopolaire, qui mesure le module de la tension homopolaire. Le réglage est habituellement exprimé en pourcentage de la tension simple du réseau (exemple : 10 ou 20 %).

Ce relais est alimenté par un générateur de tension homopolaire (transformateur de tension avec secondaire en triangle ouvert).

Les inconvénients de ce type de relais sont les suivants :

- une sélectivité très faible : on est informé de la présence d'un défaut, mais on ne sait pas sur quelle partie de réseau. Des basculements de réseau sont à réaliser si on veut le localiser ;
- une sensibilité moyenne : quelques kilohms maximum.

Ces relais sont utilisés chez les producteurs autonomes, chez les clients HTA et seront utilisés en association avec d'autres protections dans le futur régime de neutre compensé.

5.2.7. - Protections contre les défauts résistants

Les protections ampèremétriques à temps constant et les PWH ne permettent pas de détecter les défauts monophasés de forte impédance.

Pour ces défauts, il est donc nécessaire de prévoir un dispositif particulier : le DéTECTeur de Terre Résistante associé à un automatisme de Recherche de Terre Résistante.

Le détecteur de terre résistante est alimenté par un transformateur de courant inséré dans la connexion de mise à la terre du neutre HTA ; il consiste en un relais ampèremétrique associé à un relais temporisé.

Le seuil du relais ampèremétrique est réglable de 0,5 A à 2 A ; il doit être le plus bas possible mais aussi ne pas être sensible au courant permanent existant en l'absence de défaut dû :

- aux courants homopolaires harmoniques de rang 3 et supérieurs ; un filtrage de ces harmoniques est effectué et permet d'éliminer cette composante ;
- aux courants dus au déséquilibre des capacités existant entre chacune des phases et la terre ;
- au déséquilibre des tensions sur les trois phases.

Ce détecteur présente l'inconvénient de ne pas être sélectif. Il est donc associé, pour les postes à relayage classique, à un automatisme de recherche de terre (voir le paragraphe 5.6.3).

Pour les postes du palier 86, le détecteur est maintenu ; il vient en secours des protections sélectives EPATR et il est utilisé aussi pour le cas des Régimes Spéciaux d'Exploitation (voir paragraphe 6.3.5).

5.3. - Protections du transformateur HTB/HTA

5.3.1. - Protections internes

Elles sont assurées par :

- Un relais Buchholz

Il est activé par deux types de défauts :

- Une production de gaz, qui donne une alarme.

Ce gaz peut être produit par un point chaud ou des amorcages de très faible énergie. Il peut s'agir aussi non pas de gaz mais d'air provenant d'une entrée au niveau de la pompe de circulation d'huile ou de poches d'air emprisonnées dans le circuit magnétique ; dans ce dernier cas, le transformateur peut être remis en service (après analyse des gaz). Ce fonctionnement intervient également lors d'une baisse du niveau d'huile.

- Un brusque mouvement d'huile consécutif à un amorçage interne, qui provoque un déclenchement.

- Une protection régleur

Chaque type de régleur est protégé par une protection spécifique. Dans le cas d'un régleur à commutation dans l'huile (cas le plus fréquent), l'appareil se trouve dans une cuve d'huile différente de celle qui refroidit les enroulements. Le commutateur du régleur est très souvent sollicité. Il va, de ce fait, contribuer à la production fréquente de gaz inflammable (arcs se produisant au moment de la commutation). Le relais doit être en permanence à l'air libre pour évacuer ces gaz.

Dans le cas d'un défaut sur les enroulements du régleur, il y aura production instantanée d'une importante quantité de gaz : le relais va fonctionner et provoquer le déclenchement du transformateur.

- **Un relais de détection de l'arrêt des pompes de circulation d'huile**

Au bout de 3 minutes d'arrêt, une alarme est générée. Au bout des 20 minutes suivant cette alarme, le transformateur sera déclenché s'il est chargé à plus de 20 % de sa puissance nominale.

5.3.2. - **Protections externes**

- Défaut réfrigération ou "aéro"

Ce défaut est consécutif à la défaillance d'un ou plusieurs groupes moto ventilateurs des aéroréfrigérants ; il génère une alarme.

- Température transformateur

Des sondes de température mesurent en permanence la température de l'huile.

Lors des surcharges prolongées ou de problèmes au niveau de la circulation d'huile ou des aéroréfrigérants, la température de l'huile peut s'élever suffisamment pour provoquer une alarme (90° C) qui nécessite un contrôle par l'exploitant.

5.3.3. - **Protection de masse cuve**

La cuve du transformateur est isolée de la terre du poste, mais elle est reliée au circuit de terre générale du poste par une connexion unique.

La protection de masse cuve est sensible au courant susceptible de circuler dans la connexion qui relie la cuve du transformateur au circuit de terre du poste. Elle est constituée d'un relais ampèremétrique instantané alimenté par un transformateur de courant inséré dans la connexion de mise à la terre.

Tout contournement des bornes du transformateur, tout amorçage d'éclateur, ou tout défaut à la masse d'un enroulement produit un courant détecté par le relais.

Cette protection, rapide, est redondante avec le relais Buchholz pour les défauts internes à la cuve.

5.4. - Protections des différents éléments entre le disjoncteur HTB et le disjoncteur arrivée

5.4.1. - Liaisons HTB

Les câbles HTB entre le disjoncteur HTB et le transformateur HTB/HTA, lorsqu'ils existent, sont protégés par une protection de masse câble : l'écran n'est mis à la terre que d'un seul côté, un relais ampèremétrique détecte toute circulation de courant dans l'écran qui ne peut être que consécutive à un amorçage entre phase et écran. Le déclenchement des disjoncteurs encadrant le transformateur est instantané.

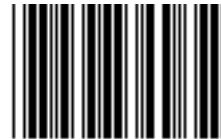
5.4.2. - Liaison entre transformateur HTB/HTA et tableau HTA (figure n° 20)

Il s'agit d'assurer la protection de la liaison entre le transformateur et le tableau HTA ainsi que des matériels raccordés à cette liaison : transformateur des services auxiliaires, impédance de neutre, transformateur d'injection TCFM.

Elle doit également assurer la protection thermique du système de mise à la terre de neutre HTA.

La protection est constituée d'un ensemble de protections à maximum d'intensité identique à celle d'un départ HTA et qui commande le disjoncteur HTB et celui de l'arrivée.

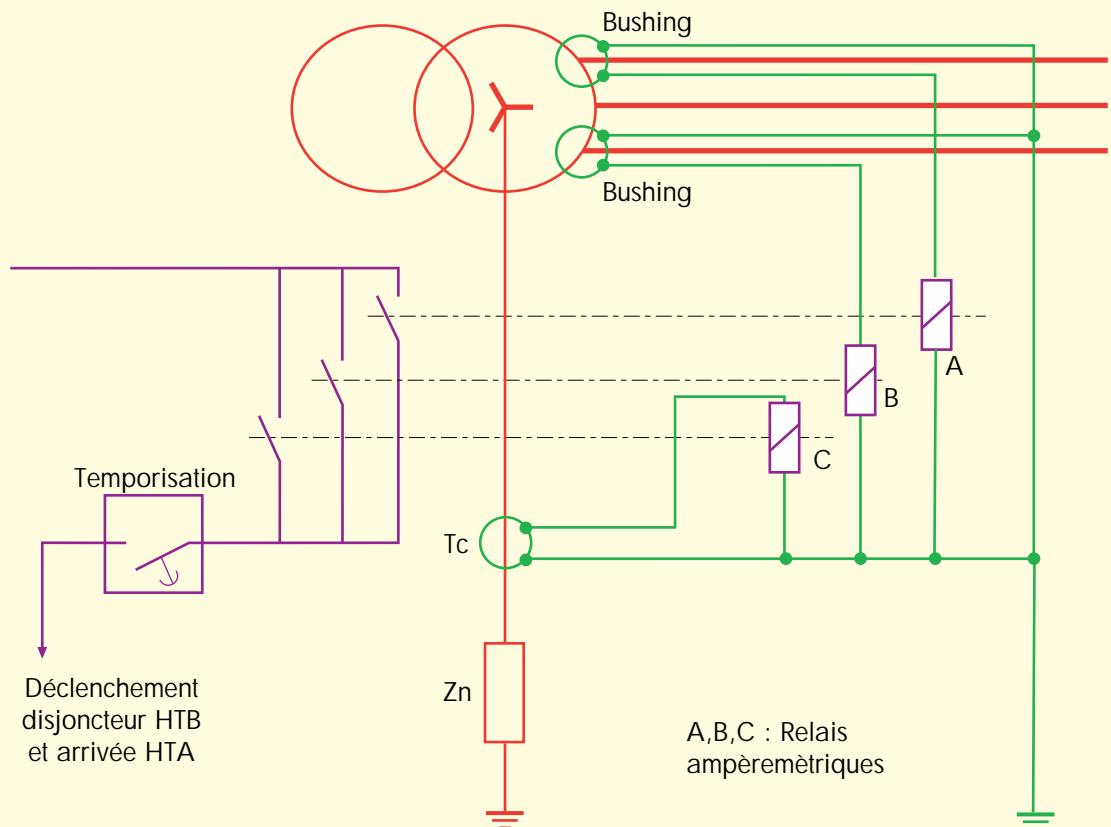
Les **relais de phase** sont alimentés par deux tores (bushing) disposés sur les bornes HTA du transformateur. Le **relais homopolaire** est alimenté par un transformateur de courant inséré dans la mise à la terre du neutre HTA. La temporisation est supérieure à celle de l'arrivée pour conserver le transformateur des auxiliaires en service en cas de défaut en aval de la protection de l'arrivée. La sélectivité est ainsi assurée.



BP 6

Protection de la liaison HTA (partie transformateur HTB/HTA)

figure n° 20



5.4.3. - Masse grille

Les éléments protégés par la protection de masse grille sont les suivants : le ou les transformateurs d'injection TCFM, le transformateur des services auxiliaires, la bobine de mise à la terre du point neutre, si elle existe, et les câbles de liaisons HTA.

Tous ces équipements sont isolés de la terre du poste et sont reliés en un seul point au circuit de terre général du poste. Les écrans des câbles de liaisons HTA sont reliés côté grille seulement en un seul point à cette connexion à la terre. Ils sont isolés côté tableau HTA.

Le fait de raccorder les écrans des câbles de liaisons HTA à cette masse grille permet d'avoir un déclenchement instantané en cas de défaut sur l'un des câbles, ce qui présente un avantage certain par rapport à la protection des liaisons HTA évoquée précédemment (en effet, la valeur du courant de défaut est élevée et le défaut est maintenu longtemps en raison du critère de sélection chronométrique).

Un transformateur de courant inséré dans cette connexion ali-

mente un relais ampèremétrique instantané ; cette protection fonctionne selon le même principe que la protection de masse cuve du transformateur HTB/HTA.

5.4.4. - Protections du système de mise à la terre du neutre HTA

La rupture de la continuité du système de mise à la terre du neutre HTA entraîne un dysfonctionnement grave du plan de protection HTA.

De même, le court-circuit du système ou d'une partie du système entraîne une augmentation du courant homopolaire avec des conséquences sur la coordination de l'isolement.

Il est donc recommandé de surveiller la rupture ou les courts-circuits du système de mise à la terre du neutre.

Par ailleurs, un risque de défaillance du système de mise à la terre du neutre HTA existe. Il est dû à la tenue thermique limitée de ces composants. Ceux-ci sont à surveiller et ces protections sont décrites au paragraphe 6.6.2. Une protection particulière peut être installée notamment pour les postes du palier 86.

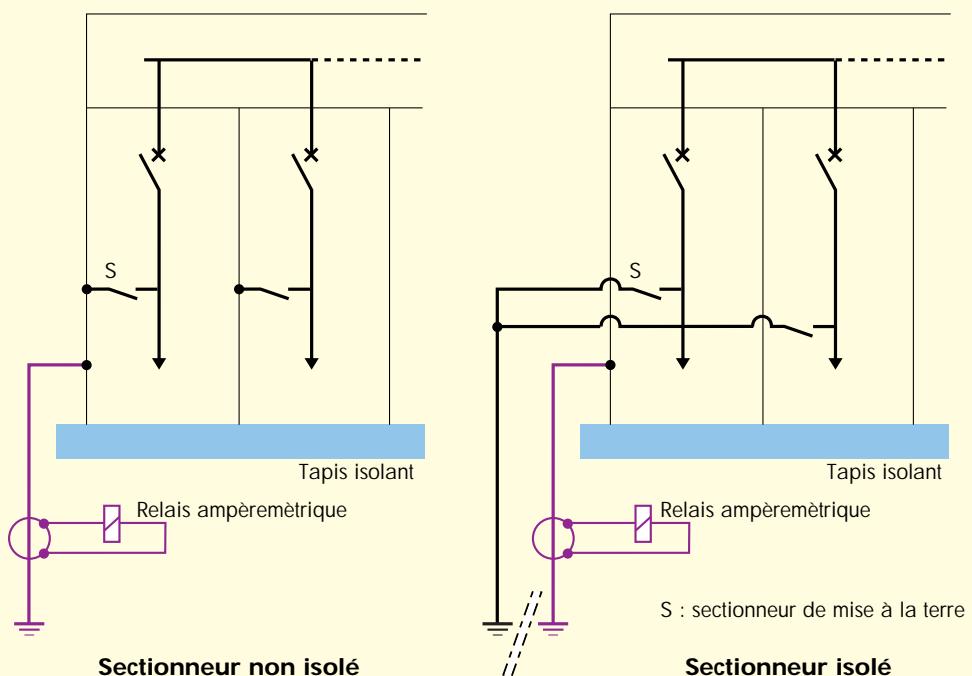
5.5. - Protection masse tableau et jeu de barres

5.5.1. - Masse tableau

Le tableau préfabriqué HTA sous enveloppe métallique est actuellement protégé par une protection de type masse cuve contre les défauts monophasés.

Masse tableau (sectionneur isolé et non isolé)

figure n° 21



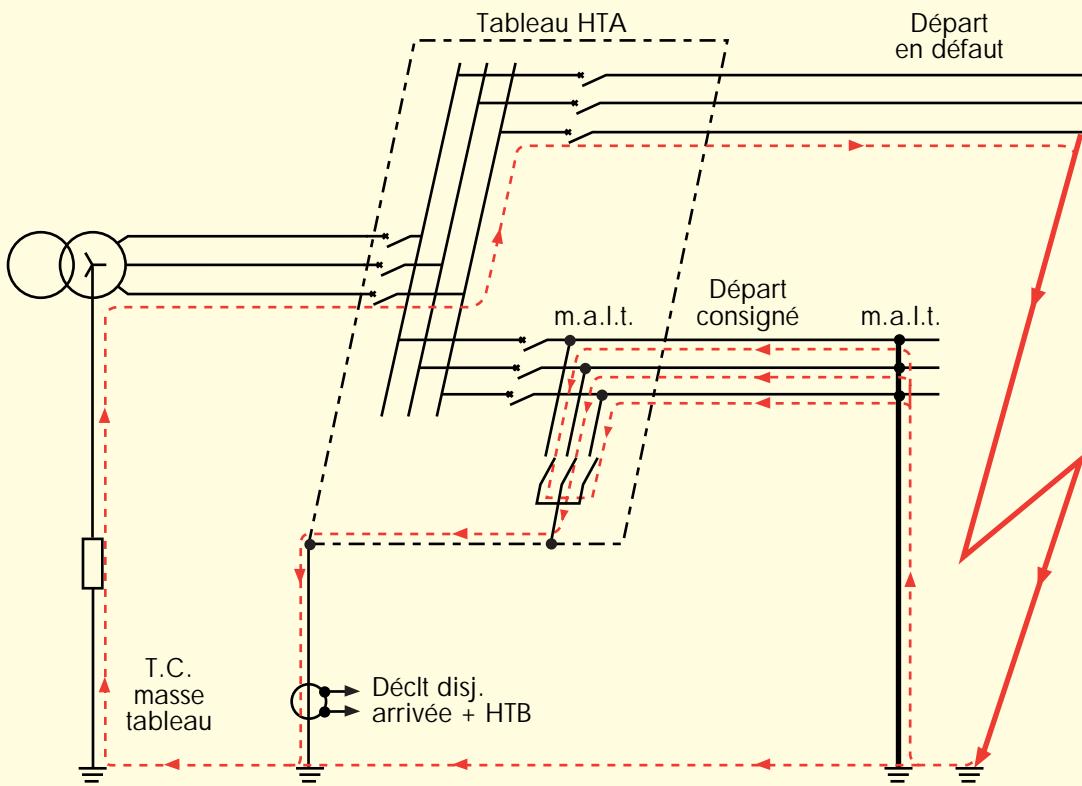
La masse métallique du tableau est isolée de la terre du poste. Elle est raccordée au circuit de terre général du poste en un seul point. Un transformateur de courant est inséré dans cette connexion et alimente un relais ampèremétrique à temps constant.

Pour être efficace, la protection doit être la plus rapide possible : en effet, les risques de voir évoluer très rapidement un défaut monophasé en polyphasé sont très importants (durée de l'ordre de quelques périodes en cas d'isolement dans l'air).

Par ailleurs, il y a risque de déclenchement intempestif en cas de consignation d'un départ et de mise à la terre de son extrémité par un sectionneur non isolé : en cas de défaut sur un autre départ (figure 22), un courant va circuler dans les conducteurs du départ consigné et s'écouler à la terre en partie par l'intermédiaire du sectionneur de mise à la terre.

Consignation d'un départ en cas de sectionneur non isolé (circulation des courants)

figure n° 22



Cet inconvénient ne se rencontre pas en cas de sectionneur isolé.

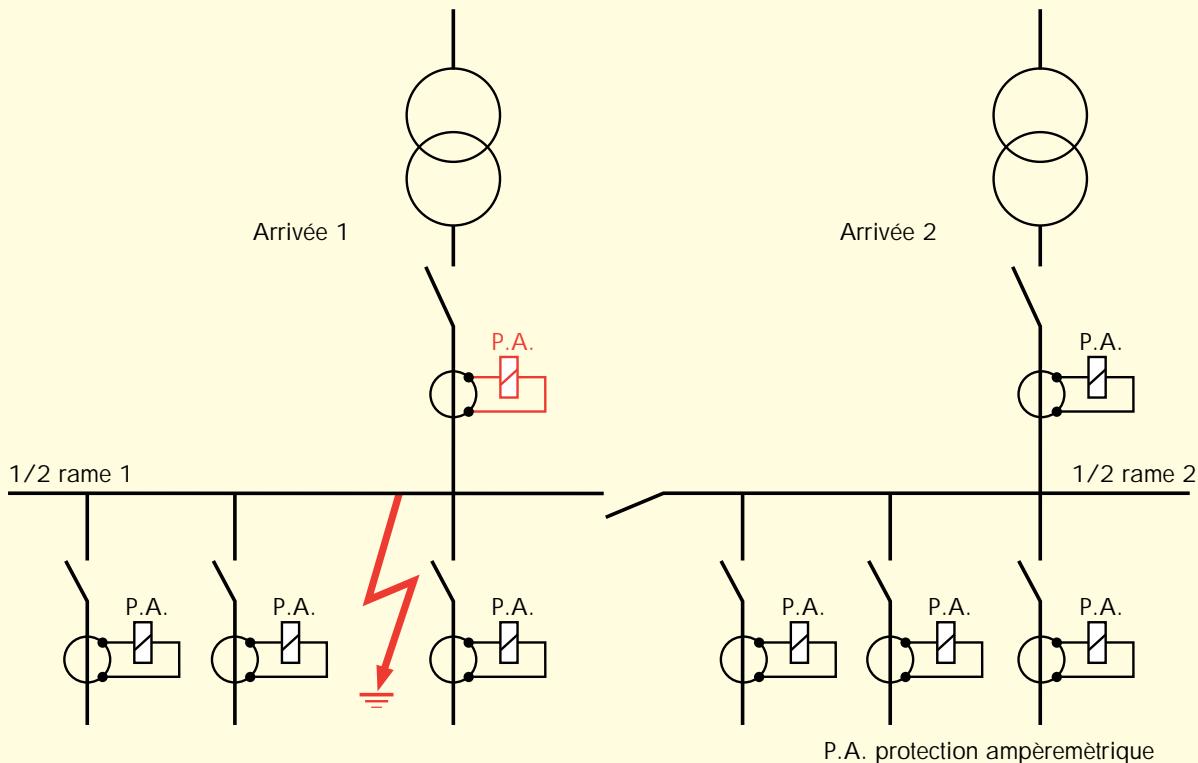
5.5.2. - Protection jeu de barres

La protection de masse tableau présente divers inconvénients : protection contre les seuls défauts monophasés, difficulté d'isolement par rapport à la terre, ce qui peut entraîner des déclenchements intempestifs d'arrivée HTA.

Aussi, on peut penser à une autre protection logique. Son fonctionnement est simple : un défaut affectant la demi-rame 1 est détecté par la protection de l'arrivée 1 mais par aucune de celles des départs raccordés à la demi-rame 1 (cas d'un fonctionnement avec le couplage ouvert).

Principe de la protection jeu de barres

figure n° 23



Dans certains cas de fonctionnement sur défaut monophasé en réseau (exemple : fonctionnement du disjoncteur shunt), le seuil de détection homopolaire peut être atteint sur l'arrivée mais pas sur les départs, d'où risque de déclenchement intempestif (sauf si la protection a été temporisée de manière excessive).

Comme la valeur du courant de défaut monophasé est limitée, et donc les dégâts aussi, la protection jeu de barres n'utilise comme critère de fonctionnement que la détection des défauts polyphasés.

5.6. - Automates de reprise de service

Divers automates sont installés au poste source ou sur le réseau et permettent des reprises de service consécutives à des déclenchements sur défaut.

Un autre automate, le disjoncteur shunt, permet d'éliminer les défauts monophasés sans coupure.

De plus, des automates de basculement des sources d'alimentation permettent de réalimenter les départs HTA en cas d'une perte de source HTB ou de transformateur HTB/HTA.

5.6.1. - Elimination des défauts

Il y a deux techniques classiques d'élimination des défauts ; elles s'appliquent aux défauts monophasés et polyphasés :

- La première :

- coupure de 0,3 s du départ affecté pour permettre à un arc éventuel de se déioniser,
- remise sous tension puis, si le défaut persiste,
- coupure à nouveau pendant un temps plus long, 15 secondes environ, avant une nouvelle remise sous tension.

Cette technique est celle du réenclenchement automatique (retenue par la note H 75 ter).

- La deuxième :

- mise en court-circuit du défaut en shuntant la phase en défaut préalablement sélectionnée.

Cette technique concerne les défauts monophasés fugitifs : c'est celle du disjoncteur shunt (retenue par la note H 75 ter).



BP 7

5.6.2. - Automatismes de Réenclenchements Rapides et Lents

Cet automatisme se prête à l'élimination des défauts, qu'ils soient monophasés ou polyphasés.

Les défauts affectant les réseaux souterrains étant presque toujours permanents, cet automatisme est réservé aux réseaux aériens et mixtes.

L'élimination du défaut se fait par mise hors tension de l'élément de réseau en défaut, ce qui implique la coupure de clients (creux de tension, coupures brèves ou longues).

a) Fonctionnement

Défauts auto-extincteurs : pour éviter tout déclenchement inutile sur défaut auto-extincteur, la protection par construction est inhibée, c'est-à-dire que :

- si le défaut dure moins de 60 ms environ, la protection ne doit pas réagir ;
- si le défaut dure plus de 100 ms environ, la protection réagit ;
- si le défaut dure entre 60 et 100 ms, la protection réagit en fonction de la forme d'onde du courant de défaut (temps de passage à zéro du courant).

Le temps qui s'écoule entre l'établissement du courant de défaut et l'ouverture du disjoncteur est de l'ordre de 150 ms environ (temps cumulé de la durée de l'inhibition, entre 60 et 100 ms, et des temps de réaction de la chaîne "détection/ouverture").

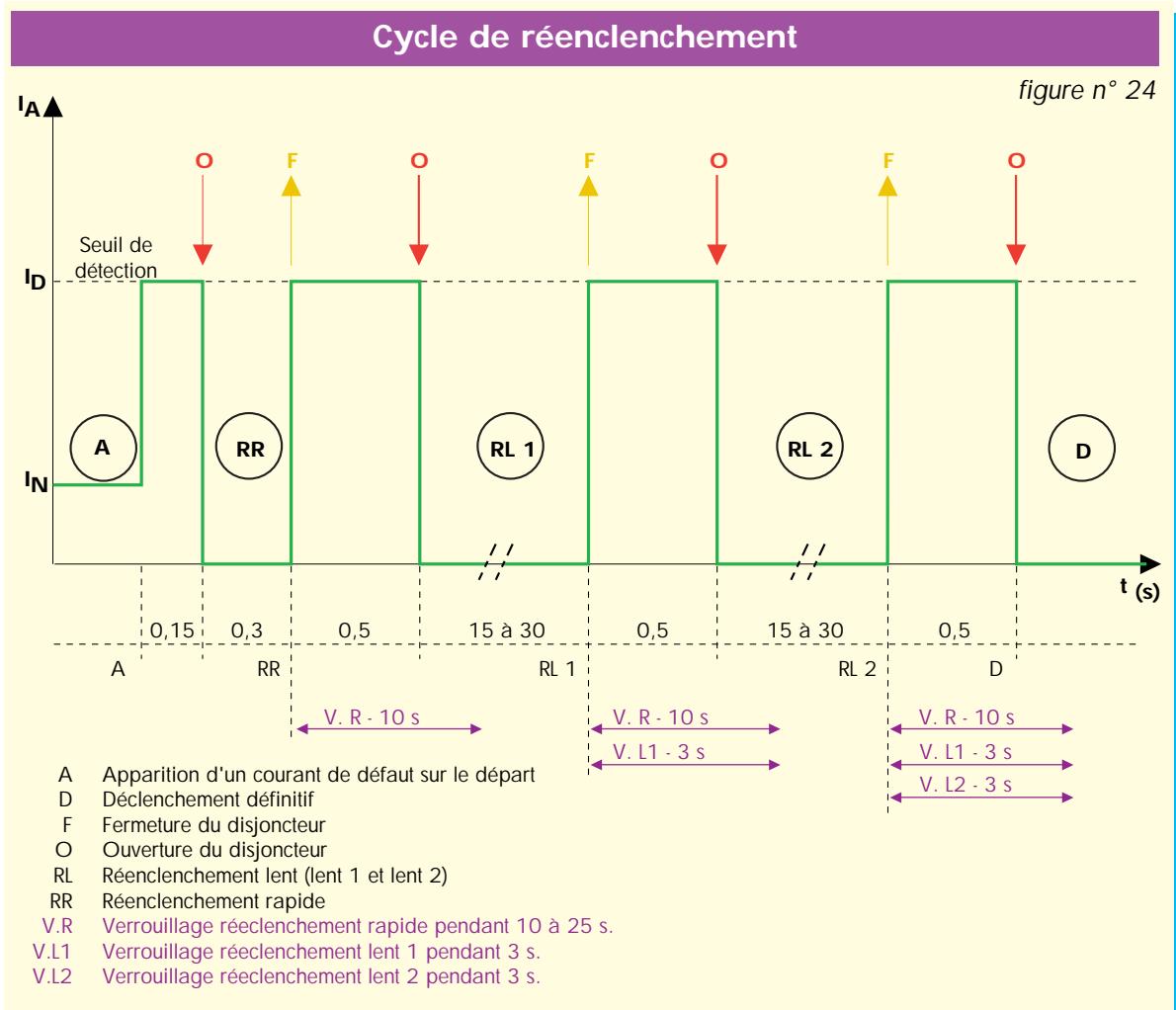
Défauts fugitifs : si le défaut persiste au-delà de la durée d'inhibition de la protection, un déclenchement est ordonné. La durée de mise hors tension est d'environ 300 ms pour permettre la désionisation de l'arc qui a pu se former. Le disjoncteur se referme alors.

Défauts semi-permanents : si le défaut réapparaît à la remise sous tension, l'automatisme réagit de la manière suivante :

- un deuxième déclenchement a lieu 0,5 s environ après la réapparition du défaut ; la coupure a alors une durée de 15 à 30 s ; ce cycle peut être suivi d'un deuxième cycle analogue.

La temporisation de 0,5 s permet de laisser passer les courants transitoires qui s'établissent à la reprise de la charge du départ ; elle permet également d'assurer la sélectivité avec les protections des clients HTA dont la temporisation est limitée à 200 ms (NF C 13 100) ; la durée de 15 à 30 s permet l'extinction des défauts dus à autre chose qu'un arc (contact avec une branche d'arbre par exemple).

Défauts permanents : enfin, si après cela le défaut persiste encore, le disjoncteur déclenche définitivement. Ce dernier déclenchement ayant lieu aussi 0,5 s environ après la réapparition du défaut, la ligne reste alors hors tension jusqu'à la fin de l'intervention nécessaire (recherche de défaut, visite de ligne, dépannage).

b) Diagramme d'un cycle de réenclenchement


Ces cycles peuvent s'effectuer :

Soit directement au poste source :

- associé à la protection : un boîtier pour chaque départ aérien ou mixte réalise la fonction de réenclenchement (cas de postes à relayage classique) :
- de manière centralisée : la fonction est assurée par un logiciel installé dans le calculateur de poste (cas des postes du palier 86).

Soit en réseau par un Disjoncteur Réenclencheur en Réseau (DRR) :

- une coordination ampèremétrique et chronométrique entre les protections du départ du poste source et celles du DRR est alors nécessaire (voir le paragraphe 6.4).

Pour éviter des cycles successifs de réenclenchements sur un défaut permanent, les cycles de réenclenchements sont verrouillés à chaque enclenchement :

- **10 à 15 s** pour le cycle rapide (temporisation nécessaire pour permettre le remontage de la commande du disjoncteur) ;
- **3 s** pour le premier et deuxième réenclenchement lent.

Par commodité, dans le palier 86, ces trois temporisations sont identiques : 10 s. Elles seront harmonisées avec les temporisations ci-dessus dans la version 1995 des logiciels PA.

Le fonctionnement de l'automatisme réenclencheur lent présente l'inconvénient de provoquer des coupures sur le réseau. Le disjoncteur shunt permet d'éviter ces coupures, pour environ 80 % des défauts monophasés fugitifs.

5.6.3. - Rechercher de terre résistante

Comme vu précédemment, les défauts monophasés très résistants ne peuvent être détectés de manière sélective par les protections de départs lorsque ceux-ci ne sont pas équipés d'EPATR.

Donc, pour les postes de type classique, un automatisme est installé : le "Rechercher de Terre Résistante".

Il va permettre de découvrir le départ qui est en défaut. Il fonctionne en association avec l'automatisme réenclencheur.

a) Fonctionnement

- Détection de terre résistante.
- Après une temporisation de 20 s environ, le détecteur va provoquer une "recherche de terre" par des ouvertures systématiques et successives des départs, espacées de 1,5 s et d'une durée d'environ 300 ms (liées au fonctionnement du réenclencheur). La disparition du courant de défaut dans la mise à la terre du neutre HTA signifie que le départ en défaut est identifié ; le départ est alors ouvert de manière définitive.

A noter que le rechercher de terre résistante va rester sur ce départ pendant 2 minutes avant de se réinitialiser. Cette disposition permet d'éliminer instantanément le défaut s'il réapparaît pendant ce temps.

b) Inconvénients de cet automatisme

Cas d'un départ en défaut : plusieurs départs vont subir des creux de tension alors qu'ils sont sains.

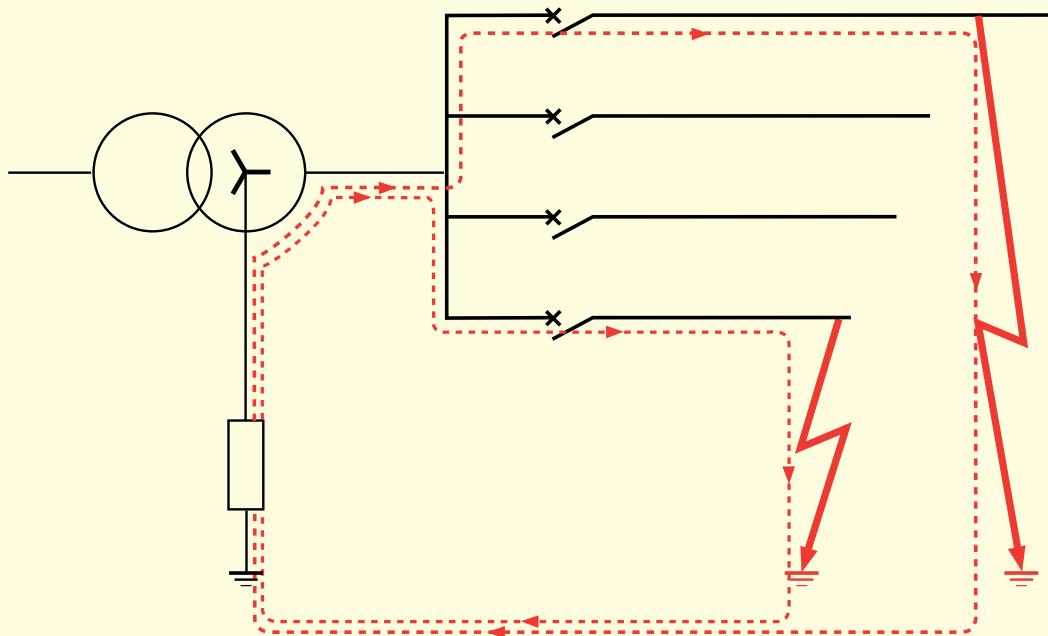
Cas de deux départs en défaut : le courant de défaut détecté dans la mise à la terre du neutre HTA va persister ; ce courant est en effet alimenté par deux départs différents et va provoquer le déclenchement de l'arrivée.



BP 8

Recherche de terre en cas de défauts sur deux départs distincts

figure n° 25



La seule solution après une exploration infructueuse par l'automatisme de chaque départ est de mettre hors tension tous les départs et de les fermer manuellement les uns après les autres. L'apparition d'un défaut après fermeture d'un départ signifie alors que ce départ est défectueux.

Cette méthode de détection des départs défectueux est préjudiciable à la continuité de fourniture.

Diminution de la sensibilité du détecteur de terre résistante.

On observe que, même en l'absence de défaut, la connexion de neutre est traversée par un courant permanent.

Ce courant est la résultante de trois phénomènes :

- une composante homopolaire générée par le réseau HTB amont et qui "traverse" le transformateur ;
- un courant homopolaire créé par le transformateur HTB/HTA. Cela s'observe plus particulièrement sur les transformateurs 36 MVA, lorsqu'ils approchent leur charge nominale suite à une dissymétrie des circuits magnétiques entre les colonnes latérales et la colonne centrale ;
- un déséquilibre entre les capacités de chacune des phases du réseau et la terre. Cela est équivalent à un défaut permanent très résistant. De plus, ce déséquilibre varie en fonction du schéma d'exploitation du réseau, voire des conditions atmosphériques.

Le seuil de fonctionnement du détecteur de terre résistante doit prendre en compte ce courant, ce qui nuit à sa sensibilité.

5.6.4. - Automatisme de permutation transformateur HTB/HTA (ATLT)

a) Principe de fonctionnement

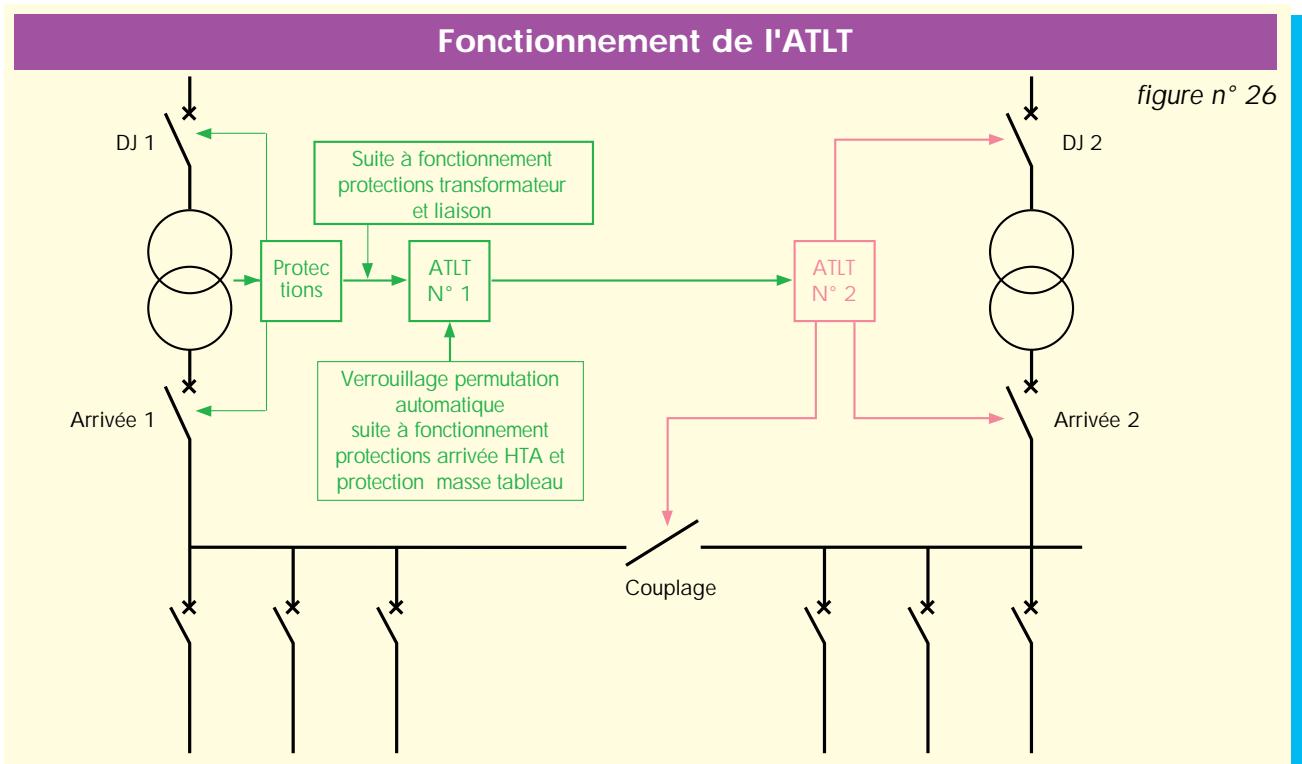
L'automatisme de permutation transformateur HTB/HTA, plus communément appelé ATLT, vise à reprendre automatiquement la charge d'un transformateur, lors d'un défaut sur celui-ci ou sur sa liaison, par l'autre transformateur. La durée de la coupure est ainsi réduite.

Nota : Il n'est pas traité dans ce paragraphe le cas de transformateurs équipés de SRB qui sont en diminution et nécessitent en outre l'utilisation d'Automatisme de Permutation Ligne Disjoncteur (ATLD).

Le schéma type est le suivant :



BP 9



Analyse du fonctionnement normal :

Lors d'un défaut dans la zone du transformateur HTB/HTA n° 1 et après fonctionnement des protections correspondantes, qui mettent hors tension le transformateur, l'ATLT n° 1 va successivement provoquer les actions suivantes :

- envoi à l'ATLT n° 2 de l'ordre de fermeture du disjoncteur HTB transformateur n° 2 ;
- envoi à l'ATLT n° 2 de l'ordre de fermeture de l'arrivée HTA n° 2 et de fermeture du disjoncteur de couplage.

Ces séquences permettent de couvrir les différentes configurations du poste, selon que l'alimentation du poste au moment du défaut se fait par un ou deux transformateurs.

L'ATLT n° 1 doit être déverrouillé manuellement avant tout nouveau fonctionnement.

Prévention de réenclenchements sur défaut :

Pour prévenir des risques de réenclenchement sur un défaut présent dans le tableau HTA, des mesures de sécurité sont prises :

- en cas de fonctionnement instantané de la protection arrivée n° 1, l'ATLT n° 1 enverra un ordre de fermeture au seul disjoncteur HTB du transformateur n° 2, afin d'assurer l'alimentation des auxiliaires par le transformateur n° 2 ;
- en cas de fonctionnement de la protection masse tableau, l'ATLT n° 1 est verrouillé, il n'y a aucune reprise d'alimentation. En effet, le défaut peut se trouver sur la tête de câble arrivée n° 2.

b) Fiabilisation de la permutation transformateur

La protection arrivée comporte une protection ampèremétrique avec deux relais de phase et un relais homopolaire. Cette protection homopolaire risque d'être activée en cas de défaut monophasé en amont de l'arrivée. En effet, dans cette situation le relais homopolaire voit circuler le courant capacitif résiduel du réseau HTA alimenté par l'arrivée, ce que le réglage ne prend pas forcément en compte. La permutation transformateur ne se fait pas, alors qu'elle est justifiée.

Différentes possibilités de fiabilisation peuvent être envisagées. Elles sont décrites ci-dessous.

- Augmentation du seuil de réglage de la protection homopolaire de l'arrivée au-delà du 3 Io réseau :

Cette possibilité n'existe réellement que dans les postes où on utilise une résistance de mise à la terre du neutre 1000 A et/où le courant capacitif de la rame n'est pas trop élevé (200 à 300 A environ). En effet, dans les autres cas, le relèvement du seuil de réglage fait perdre toute sensibilité à cette protection.

- Autres possibilités :

- Restreindre l'information de verrouillage de l'ATLT "instantané protection arrivée" à l'information "instantané phases", en ne prenant donc pas en compte l'information "instantané homopolaire" ;
- Utiliser une protection wattmétrique homopolaire en complément de la protection existante. Dans ce cas, l'instantané "défaut aval" de cette PWH est mis en verrouillage de la protection homopolaire ampèremétrique. Pratiquement, cela signifie que les deux contacts sont mis en série. On réalise ainsi une protection "ampèremétrique directionnelle".



5.6.5. - Disjoncteur shunt

a) Principe de fonctionnement du disjoncteur shunt

Un transformateur HTB/HTA alimente un réseau HTA ayant son neutre relié à la terre. Chaque phase de ce réseau peut être mise à la terre par un disjoncteur fonctionnant à pôles séparés (disjoncteur shunt).

On suppose qu'un défaut à la terre affecte la phase 1 en un point du réseau.

La technique d'élimination du défaut consiste alors à éteindre l'arc en le court-circuitant (shuntant) par la fermeture du pôle P1 du disjoncteur shunt, puis à rouvrir ce pôle au bout d'un temps donné.

En procédant ainsi, on abaisse la tension existante au point de défaut entre la phase et la terre ; si, lors du passage par zéro du courant d'arc, la valeur de cette tension est inférieure à celle qui permettrait le réamorçage de l'arc, l'extinction est réalisée.

Pour un fonctionnement correct, la réouverture du pôle P1 du disjoncteur shunt ne doit se faire qu'après désionisation du trajet de l'arc du défaut afin d'éviter un nouvel amorçage ; cette condition impose un temps de shuntage minimal (de l'ordre de 300 ms).

b) Avantage

L'élimination des défauts fugitifs par la technique du disjoncteur shunt a le gros avantage de ne pas provoquer de coupure sur le départ HTA avarié. La tension simple de la phase HTA en défaut est annulée, mais les tensions composées demeurent pratiquement inchangées au lieu d'utilisation ; il n'y a donc pas de conséquences sur les tensions BT, le triangle des tensions HTA n'étant pas modifié.

c) Utilisation

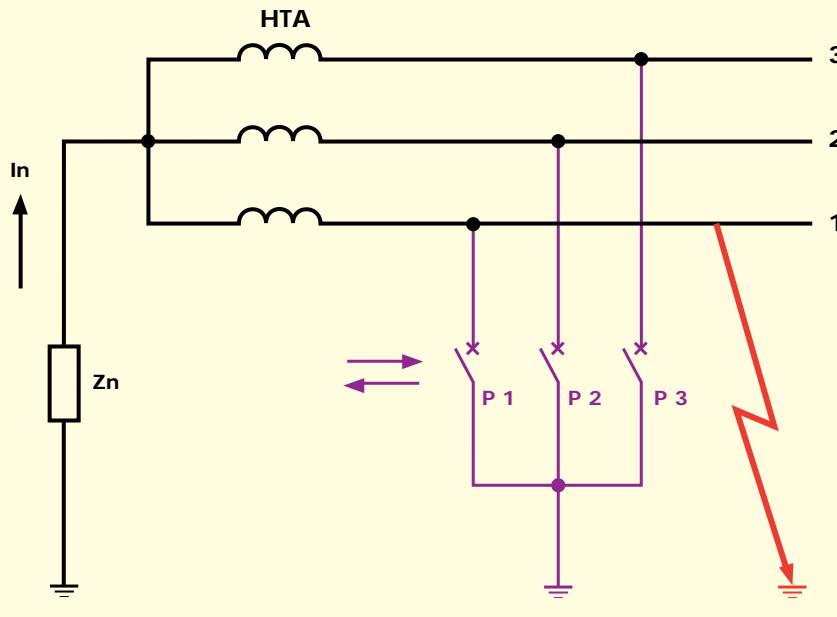
L'emploi de **disjoncteur shunt** lorsque le réseau est équipé d'**autotransformateur** est **fortement déconseillé** (voir B 61-24).



BP 10

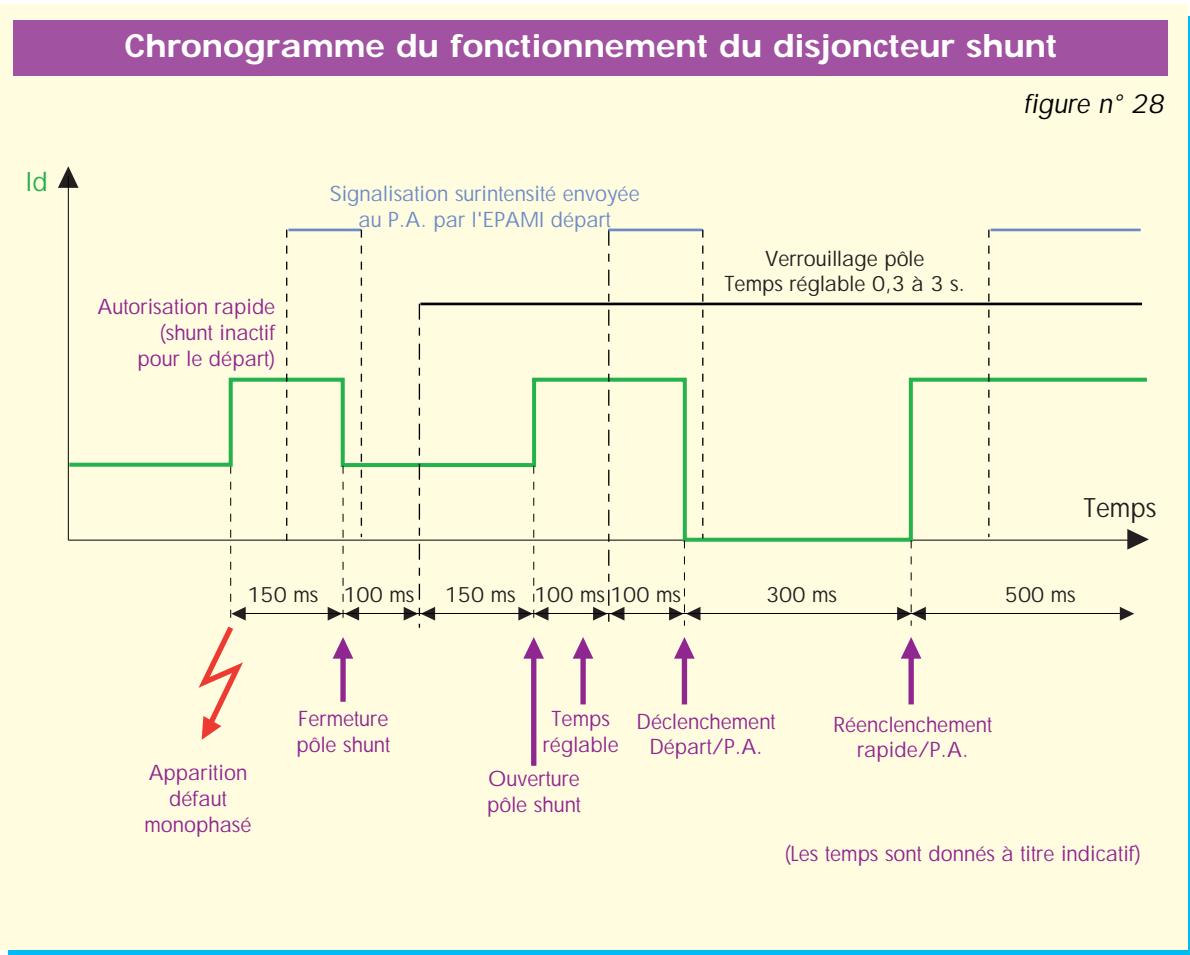
Fonctionnement du disjoncteur shunt

figure n° 27



Pour être efficace, et donc réduire le nombre de coupures par cycles de réenclenchement rapide sur défaut monophasé, le fonctionnement du disjoncteur shunt doit précéder le cycle rapide du départ.

Le chronogramme du fonctionnement du disjoncteur shunt est donné ci-dessous :



En conséquence, le réenclenchement d'un départ n'est actif que si l'automatisme shunt lui transmet l'information "autorisation de rapide".

Un fonctionnement d'un pôle du disjoncteur entraîne :

- le verrouillage de ce pôle pendant 60 s, pour permettre le réarmement de la commande et éviter un fonctionnement du disjoncteur shunt lors d'un réenclenchement lent (temporisation du verrouillage pôle > temps des cycles de réenclenchements) ;
- le verrouillage des deux autres pôles pendant 2 s, pour maîtriser les évolutions en défaut double.

Si pendant la fermeture d'un pôle du shunt le défaut monophasé persiste, l'automatisme shunt autorise le déclenchement du départ en défaut et la mise en route des réenclencheurs.

Cette disposition permet de limiter l'impact des défauts doubles.

5.7. - Automatismes d'exploitation

En dehors des automatismes de reprise de service, il existe trois autres automatismes :

5.7.1. - Automatisme condensateurs

Pour réduire au mieux les transits d'énergie réactive, il est nécessaire de réguler la mise en et hors service de condensateurs.

a) Schéma

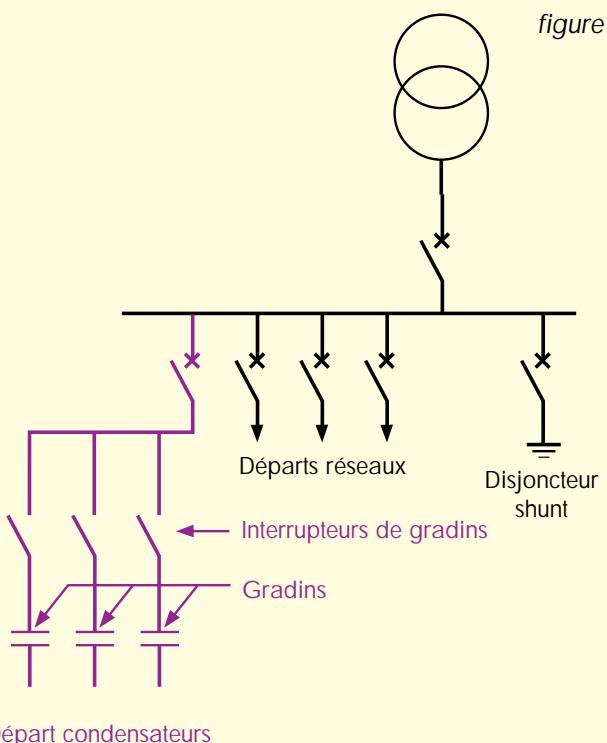
Aussi, dans les postes sources, sont installés des condensateurs HTA dont la puissance est ajustée pour permettre une bonne adaptation au réseau HTA en fonction des charges appelées. Des dispositions similaires sont prises côté HTB.

La coupure d'un courant capacitif est difficile (en régime sinusoïdal, le passage à zéro de la tension se produit lorsque le courant atteint sa valeur maximale).

Les protections et le contrôle commande des batteries sont décrites au chapitre B 63.1 du Guide Technique de la Distribution d'Electricité.

Installation de condensateurs HTA

figure n° 29

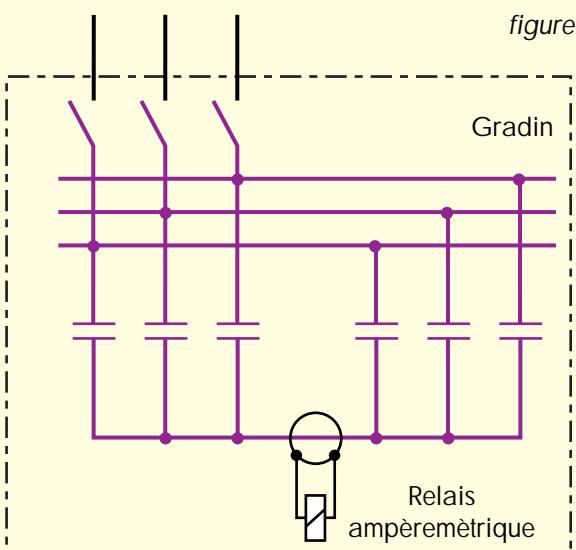


b) Les protections

Pour protéger les installations en aval du départ condensateurs, les techniques suivantes sont retenues en fonction des défauts :

- défaut interne sur un ou plusieurs condensateurs d'un gradin : il est éliminé par fusion d'un fusible incorporé dans le condensateur ;
- défaut sur plusieurs condensateurs d'un gradin : après fusion de plusieurs fusibles, un déséquilibre sur les trois phases d'un gradin va intervenir. Ce déséquilibre est détecté

figure n° 30



par un relais ampèremétrique alimenté par un transformateur de courant inséré dans la connexion entre les deux points neutres du gradin. Le relais ampèremétrique va provoquer l'ouverture de l'interrupteur du gradin. Le fonctionnement de la protection de déséquilibre provoquera l'envoi de deux significations "défaut gradin" et "gradin verrouillé" ;

- défaut interne au gradin hors condensateurs : le disjoncteur du départ condensateurs va éliminer le défaut. Ce type de défaut avec les matériels actuels (interrupteur et condensateurs sous enveloppe) est extrêmement rare.

c) Le contrôle commande

Il prend en compte les deux éléments suivants :

- la régulation varmétrique pour mettre en service les condensateurs nécessaires ;
- le contrôle commande des batteries : pour éviter une usure prématuée des divers éléments de coupure (disjoncteur et interrupteur de gradin), l'ordre des manœuvres suivantes est retenu lors d'un défaut interne sur un gradin ou sur une des liaisons disjoncteur-gradin, ou bien lors d'une manœuvre d'exploitation du disjoncteur :
 - sur fonctionnement d'une protection ampèremétrique, commande d'ouverture du disjoncteur puis ouverture sur gradins ;
 - commande d'ouverture du disjoncteur départ condensateurs pour des raisons d'exploitation ; dans un premier temps, ouverture successive de chaque interrupteur de gradin, puis du disjoncteur (avec un décalage entre chaque ouverture de 0,5 s, temporisation imposée du fait des caractéristiques constructives du matériel).

Dans ce cas, il est nécessaire de considérer que les commandes des interrupteurs peuvent être de deux types :

Commande à réserve mécanique : dès que l'ordre (ouverture ou fermeture) est transmis, il est effectué ; le décalage entre ouverture du disjoncteur et du premier interrupteur de gradin ouvert peut être maintenu à 0,5 s ;

Commande dans la foulée : à réception d'un ordre d'ouverture ou de fermeture, la commande doit s'armer avant d'exécuter l'ordre ; la durée entre réception et exécution de l'ordre est d'environ 8 s (cette durée est imposée par construction).

5.7.2. - Automatisme Télécommande Centralisée à Fréquence Musicale (TCFM)

Cet automatisme est cité pour information ; il permet la transmission d'ordres à l'aide de la fréquence 175 Hz (et ultérieurement 188 Hz). Des impulsions de courant sont envoyées sur le réseau, en superposition du courant 50 Hz ; leur codage (par

numéro d'impulsion, le numérotage étant défini de manière chronologique) permet de transmettre divers ordres.

Ces ordres peuvent concerner des changements d'ordres tarifaires, des allumages et extinctions d'éclairage public...

Cet automatisme n'est cité que pour information, car il ne fait pas partie du plan de protection du réseau. Son importance est toutefois primordiale vis-à-vis des clients d'EDF.

En effet, une défectuosité de cet automatisme va se traduire par des gênes considérables pour ceux-ci, et la sensibilité de la clientèle à ces perturbations est croissante.

5.7.3. - Automatisme délestage fréquencemétrique

Dans le cas exceptionnel de surcharge du réseau, un déséquilibre peut se produire entre la "production" et la "consommation".

Ce déséquilibre va se traduire par une baisse de fréquence de la tension du réseau.

Un automatisme (délestage fréquencemétrique) va provoquer l'ouverture progressive des départs HTA. La charge à délester étant variable, les départs sont regroupés en quatre échelons. La répartition des départs est effectuée en fonction de la présence de clients prioritaires (voir chapitre C 24.13 du Guide Technique de la Distribution d'Electricité).

D'autres dispositions sont prises à titre préventif, telles que :

- baisse de la tension de 5 % ;
- délestage télécommandé.

Ces dispositions font l'objet du "plan de sauvegarde".

5.7.4. - Automatisme régulation de tension

Pour adapter au mieux la tension délivrée sur le réseau, un automatisme permet de réguler la tension HTA sur les transformateurs HTB/HTA ; le principe est de comparer la tension existante par rapport à une tension de référence représentant le "client moyen".

La comparaison s'effectue en simulant la chute de tension en fonction de la charge (compoundage). L'ajustage plus fin de la tension BT s'effectue ensuite en réseau en agissant sur la position du transformateur HTA/BT (réglage par prises "hors charge" côté BT).

Le réglage côté HTA s'effectue à l'aide du régulateur en charge du transformateur HTB/HTA commandé par l'automate de régulation de tension.

6 • Principes et organisation du plan de protection

6.1. - Principes généraux d'élimination des défauts

Ces principes sont au nombre de trois :

- **Un réseau ne doit pas être maintenu sous tension** après l'apparition d'un défaut, même si celui-ci n'empêche pas la distribution de l'énergie **sauf dispositions particulières**. En effet, tout défaut constitue un danger pour les personnes et les animaux ainsi que pour le matériel, en raison des conditions anomalies dans lesquelles il se trouve exploité.

On peut chercher à réduire le courant de court-circuit qui résulte du défaut. Mais, si cette mesure limite les dangers indiqués ci-dessus, elle est loin de les supprimer totalement. Ainsi, le maintien de la fourniture pendant un défaut monophasé dans des conditions non contrôlées comporte des risques non négligeables.

- **Un réseau doit comporter deux systèmes de protection, l'un contre les défauts entre phases, l'autre contre les défauts à la terre.** Les courants de court-circuit ont, en effet, des valeurs très différentes selon qu'ils résultent de défauts entre phases ou de défauts entre une phase et la terre. Dans le premier cas, le défaut n'a pratiquement aucune résistance alors que dans le second cas, celle-ci est souvent élevée ; de plus, le régime de neutre HTA du réseau intervient pour modifier la valeur du courant de défaut monophasé.

- **Les protections contre les défauts entre phases ne doivent jamais être considérées comme des protections contre les surcharges.** En effet, contrairement aux courts-circuits, les surcharges ont des effets purement thermiques et ne sont dangereuses qu'au bout d'un certain temps.

6.2. - Organisation du plan de protection

6.2.1. - Principes

a) Objectifs

Il doit permettre la sélection et l'élimination des défauts d'isolation de toutes formes. Il ne saurait tenir lieu de protection de surcharge. Il doit permettre de distinguer l'élément défectueux parmi les éléments de réseaux suivants :

- départs HTA ;
- jeux de barres HTA ;
- transformateurs HTB/HTA et leurs liaisons aux jeux de barres HTA.



BP 11



b) Protections principales

Ces protections sont organisées en trois niveaux en cascade :

- les départs HTA ;
- les arrivées HTA alimentant les jeux de barres HTA ;
- les liaisons entre transformateurs HTB/HTA et arrivées HTA.

c) Autres protections

De plus, il faut ajouter :

- les protections contre les défauts résistants ;
- les protections des tableaux HTA ;
- les protections internes du transformateur HTB/HTA ;
- l'élimination des défauts par le fonctionnement du disjoncteur shunt.

6.2.2. - Application au palier classique

Ce plan de protection met en œuvre les principes suivants :

Détection :

- Critère ampèremétrique pour les défauts entre phases et entre phases et terre.

Sélectivité :

- Critère chronométrique avec un intervalle de sélectivité de :
 - 300 ms entre les protections clients et les protections de départ ;
 - 500 ms environ entre les protections des départs, arrivées et liaisons (voir B 61-22).

Protections de tiers :

- Détection non sélective des défauts résistants dans la mise à la terre du neutre, puis recherche automatique par ouverture sélective des départs.

Elimination des défauts monophasés fugitifs par un disjoncteur shunt.

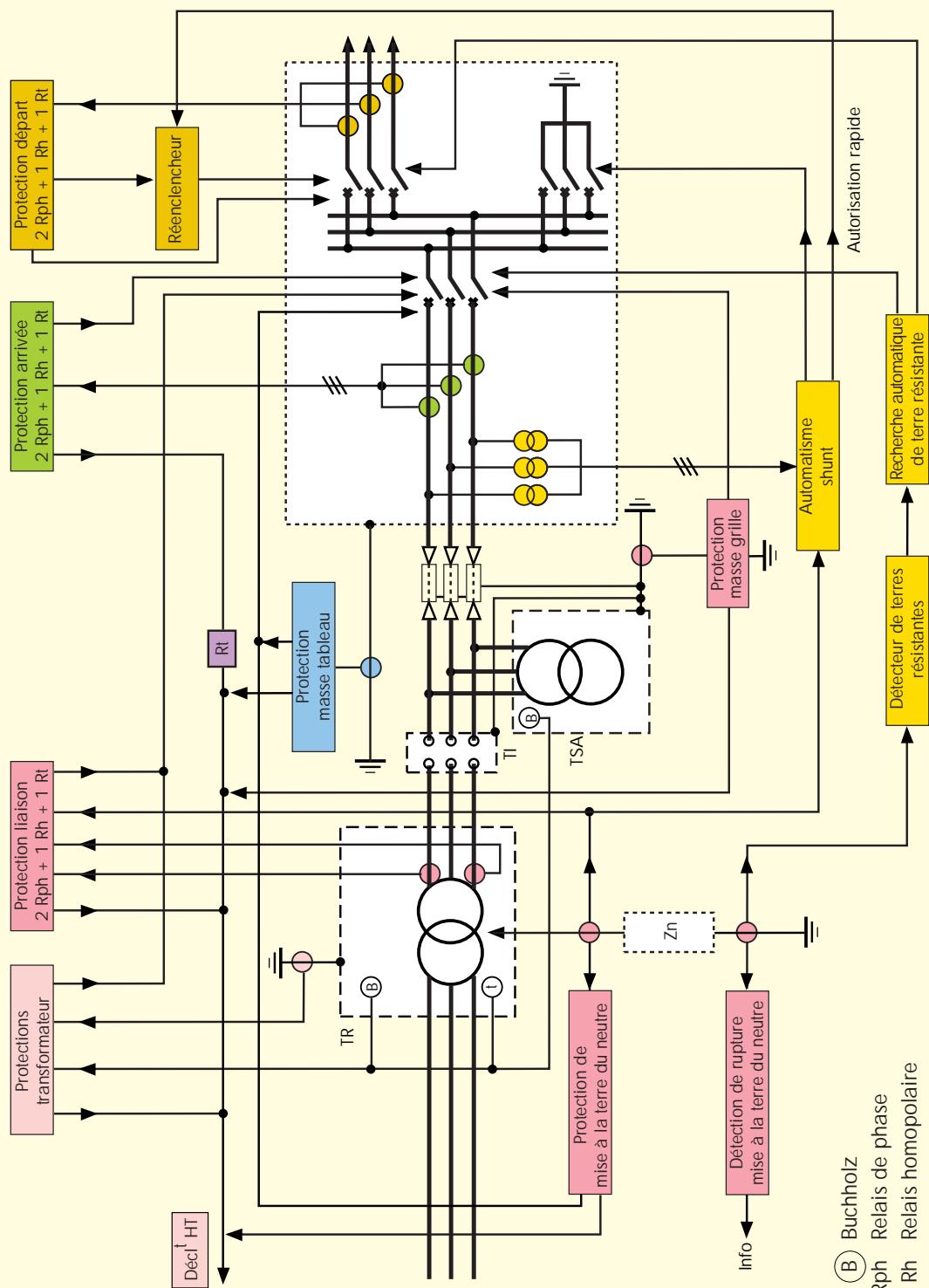
Protection des matériels :

- Transformateurs : Buchholz, masse cuve.
- Tableau HTA : Masse tableau.
- Grille HTA : Masse grille.

La figure 31 ci-après présente une vue générale de ce plan de protection.

Protections des postes HTB/HTA - Palier classique

figure n° 31



6.2.3. - Palier 1986

a) Objectifs

L'apparition du palier 86 s'est traduite par :

- la mise en place des Protections Sans Alimentation Auxiliaire (pouvant fonctionner sans l'apport d'énergie autre que celle prélevée sur le "défaut", et donc indépendante de tout atelier d'énergie) ;
- une filerie de type téléphonique ;
- des automatismes réalisés par logiciel incorporé au calculateur de poste (calculateur de télécommande).

Les objectifs principaux recherchés lors de la mise en place de ce palier étaient :

- amélioration de la fiabilité des postes sources (par l'installation de PSAA) ;
- amélioration de la qualité de fourniture grâce à l'introduction de protections à temps dépendant (EPATR) (protections sélectives en cas de défaut monophasé résistant) ;
- la réduction des coûts de réalisation et d'exploitation par la standardisation du matériel.

Ce schéma est illustré par la figure n° 32 page suivante.

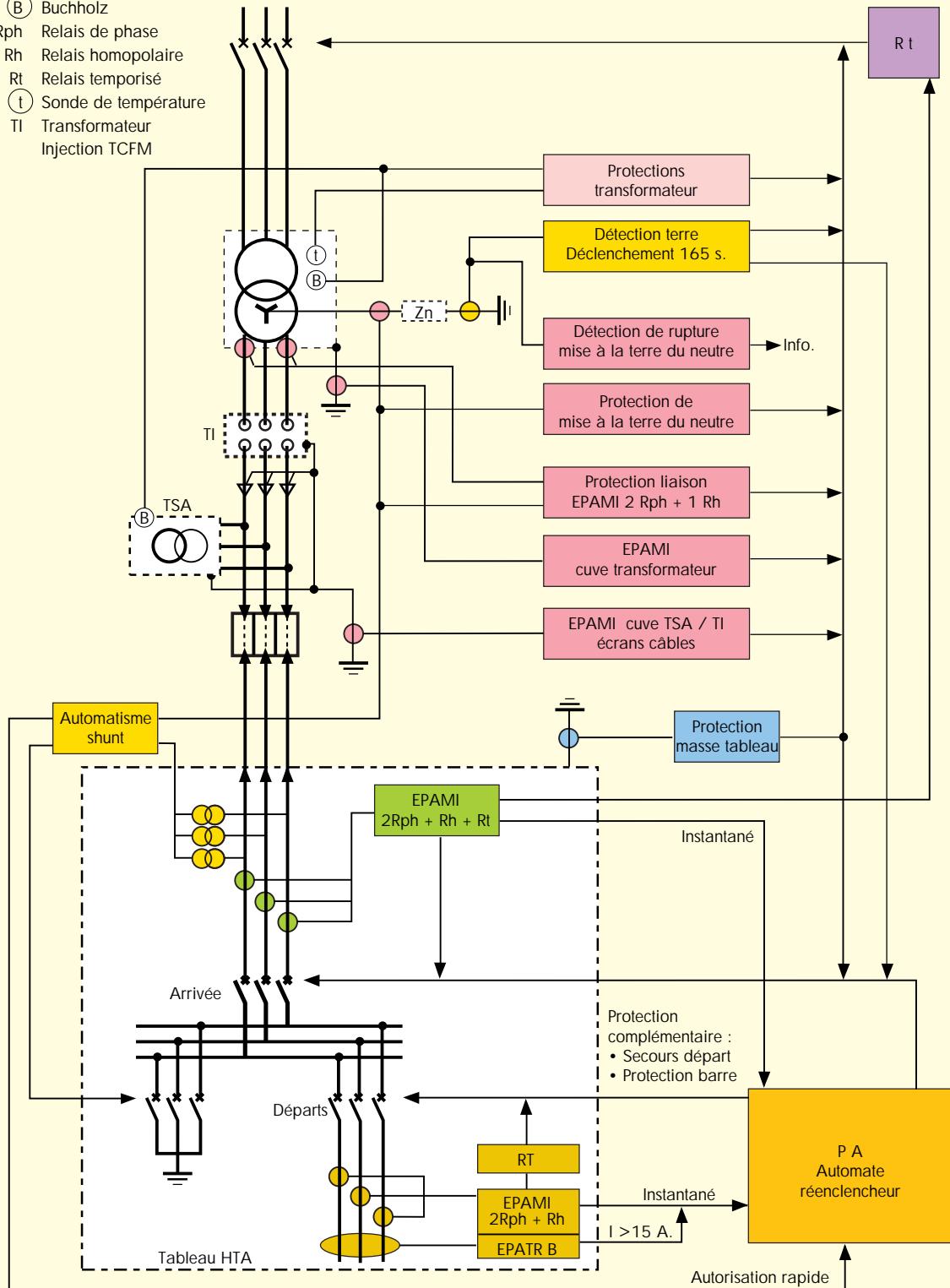
Les protections sont de type sans alimentation auxiliaire :

- Ensemble de Protections A Maximum d'Intensité (EPAMI) ; il s'agit de protections ampèremétriques à temps constant.
- Ensemble de Protections Ampèremétriques de Terre Résistante (EPATR) ; il s'agit de protections ampèremétriques à temps dépendant (inverse).

Protections des postes HTB/HTA - Palier 86

figure n° 32

(B) Buchholz
 Rph Relais de phase
 Rh Relais homopolaire
 Rt Relais temporisé
 (t) Sonde de température
 TI Transformateur
 Injection TCFM



b) Rôle du calculateur de poste

Le calculateur de poste (Poste Asservi : PA) a un rôle essentiel dans la mise en place du palier 1986 ; en plus de la fonction d'interface de télécommande, il assure les automatismes suivants :

- Réenclencheur.
- Télécommande Centralisée à Fréquence Musicale (TCFM).
- Délestage fréquencemétrique.

L'automatisme réenclencheur permet, outre le réenclenchement, des opérations très importantes :

Déclenchement des départs

- Départ souterrain :

- La protection va détecter un défaut et avertir instantanément le calculateur ; l'automate réenclencheur va provoquer au bout d'une temporisation constante le déclenchement du disjoncteur de départ.

Si, au bout de cette temporisation, l'ouverture n'a pas lieu, la protection donnera un ordre d'ouverture.

- Départ aérien :

- Comme pour les départs souterrains, la protection va détecter un défaut et alerter le calculateur ; ce dernier va alors donner les ordres successifs d'ouverture et fermeture correspondant aux cycles de réenclenchement.

Le seuil de fonctionnement des réenclenchements pour les défauts homopolaires a été fixé à 15 A (les défauts inférieurs à 15 A sont très rarement fugitifs ou semi-permanents).

Dans le cas où le calculateur est défectueux, un automatisme de secours provoque sur le même principe deux cycles lents ; cet automate est implanté dans le Consignateur d'état - Synoptique - Secours réenclencheur - Secours téléalarme (C3S). En dernier recours, l'EPAMI donne un ordre d'ouverture.

Déclenchement de l'arrivée HTA

- En secours des départs :

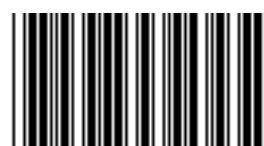
- Si un départ en défaut reste fermé bien qu'ayant reçu un ordre d'ouverture, l'automate provoque l'ouverture en secours de l'arrivée HTA.

- Par protection jeu de barres (paragraphe 5.5.2).

6.3. - Protections départs HTA

6.3.1. - Protection contre les défauts entre phases

Elle est réalisée par deux relais ampèremétriques à temps constant. Ils doivent être réglés à une valeur inférieure au plus petit courant de défaut susceptible de se manifester entre phases.



BP 12

6.3.2. - **Protection contre les défauts phase-terre**

Elle est réalisée par un relais ampèremétrique à temps constant à un seuil auquel on peut rajouter :

- soit une protection ampèremétrique à temps dépendant (temps inverse), c'est l'EPATR du Palier 86 ;
- soit une protection wattmétrique homopolaire.

Nota : Cette protection peut également être réalisée par un relais ampèremétrique à double seuil (voir paragraphe 5.2.3).



6.3.3. - **Conditions de mise en œuvre d'une protection wattmétrique sur les départs HTA**

- Mise à la terre du neutre HTA par bobine de compensation.

Dans le futur, lorsque la mise à la terre du neutre HTA sera faite par une bobine de compensation limitant le courant de défaut en dessous de 60 A, le recours aux PWH sera nécessaire.

- Cas de la mise à la terre par faible impédance (40Ω , $40 \Omega + j 40 \Omega$), c'est-à-dire avec des courants de défauts francs maximaux de 300 ou 150 A, l'insertion des PWH se fait comme suit :

Cas des postes classiques

- **Critères de mise en place :**

Le problème posé est celui du réglage des protections ampèremétriques homopolaires. Si celui-ci est trop élevé, la sensibilité de détection est dégradée au niveau du départ HTA.

En effet, tous les défauts de valeur inférieure à ce réglage sont alors vus par le détecteur de terre résistante. Il en résulte une dégradation de la qualité de fourniture puisque le dispositif de recherche de terre résistante est sollicité, provoquant ainsi des coupures très brèves sur les départs explorés.

Le critère principal est donc celui du réglage du seuil des protections homopolaires et il faut l'affiner en tenant compte de la fréquence de fonctionnement de l'automatisme de recherche de terre résistante.

Pour les réseaux 20 kV, la valeur de réglage homopolaire au-dessus duquel l'installation d'une PWH doit être examinée est :

- **60 à 80 A pour les réseaux mis à la terre par résistance 40Ω ;**
- **50 à 60 A pour les réseaux mis à la terre conformément aux dispositions immédiates ($R = 80 \Omega$ ou $Z = 40 \Omega + j 40 \Omega$).**

La valeur acceptable du nombre de fonctionnements de la recherche de terre résistante est à évaluer en fonction des caractéristiques de la clientèle et du réseau considéré.

Nota : Dans les postes urbains dont l'impédance de mise à la terre est de 12Ω , le courant monophasé (1 000 A) est suffisant pour faire fonctionner les protections ampèremétriques. Il n'y a

pas de nécessité d'installer des PWH.

- **Mise en œuvre :**

Les PWH sont ajoutées aux protections actuelles. Elles sont du type PWH 1.

Elles sont **raccordées en parallèle avec les protections homopolières** ampèremétriques et traitées de la même manière vis-à-vis du réenclencheur ou du RSE. Le contact de sortie temporisé est en parallèle avec le contact de sortie temporisé des protections homopolaires ampèremétriques.

La mesure du courant se fait à partir d'un tore spécifique du constructeur de PWH.

La mesure de la tension résiduelle 3 Vo nécessite, selon la protection utilisée, la fourniture des trois tensions V1, V2, V3 ou celle de la tension résiduelle au travers d'un générateur de tension homopolaire. Deux remarques peuvent être faites :

- la protection doit être alimentée par sa tension jeu de barres. Aussi un aiguillage tension spécifique doit être prévu, identique à celui qui existe pour une rame équipée de deux disjoncteurs shunt ;
- dans le cas de l'utilisation d'un générateur de tension homopolaire, celui-ci doit être installé au plus près de la demi-rame concernée pour des raisons de perturbations éventuelles du signal Vo et de surveillance du circuit Vo. A défaut, ce générateur pourra être installé dans la tranche commune ou automatismes.

La protection et la surveillance des circuits tension est assurée de la manière suivante :

- pour les circuits V1, V2, V3 par les fusibles HTA, via les détecteurs de fusion fusibles (DFF), et par les fusibles BT, via les contacts de fusion fusible.

Nota : Dans le cas d'une anomalie sur ces circuits, une pseudo tension homopolaire va apparaître, pouvant faire déclencher intempestivement les départs en cas d'apparition d'un défaut. Aussi, et en plus de l'alarme qui nécessite une intervention urgente les PWH sont inhibées sur présence Vo pendant un temps supérieur à 10 s (par une commande externe ou en interne).

- La surveillance du circuit Vo est plus délicate, car, hors défaut HTA, il n'y a pas de tension sur ce circuit. Aucune disposition particulière n'est requise à ce jour. En cas de défaut, ce sont les protections ampèremétriques arrivée et/ou liaison qui fonctionneront.

• **Réglage et intégration dans le plan de protection**

Réglage et sensibilité d'une protection wattmétrique homopolaire.

Le réglage d'une PWH s'exprime en watt. En effet, elle est sensible à une puissance active homopolaire qui dépend de la valeur du courant de défaut, de la tension homopolaire (plus précisément, les PWH fonctionnent à partir de la tension résiduelle, $V_r = 3 V_o$), et du déphasage entre le courant de défaut et la tension résiduelle ($P = 3 V_o I_r \cos \varphi$).

Les formules de calcul sont les suivantes :

- $P_{HTA} = 3 V_o \cdot 3 I_o \cdot \cos \varphi$ avec $3 V_o$ = tension résiduelle HTA et $3 I_o$ = I résiduel HTA ;
- $P_{BT} = 3 V_{GBT} \cdot 3 I_{GBT} \cdot \cos \varphi$ avec :

$$V_{GBT} = V_o / \text{rapport des TT} \text{ (le plus souvent } \frac{20\,000}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} \text{)}$$

$$I_{GBT} = I_o / \text{rapport du TC} \text{ (le plus souvent 100/1).}$$

Ainsi si :

- $P_{BT} = 0,4 \text{ W}$
- $P_{HTA} = 0,4 \text{ W} \cdot \frac{20\,000}{\sqrt{3}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{100} \cdot \frac{100}{1}$
- $P_{HTA} = 0,4 \text{ W} \cdot 200 \cdot 100 = 8 \text{ kW}$.

En général, la PWH sera réglée à sa sensibilité la meilleure, c'est-à-dire 0,4 W en basse tension ou 8 kW en HTA.

Le chapitre 3.4 du B 61-22 permet d'établir la corrélation entre le réglage exprimé en puissance et le courant de défaut déetectable en fonction du capacatif du réseau.

On retiendra qu'en moyenne, pour un réglage de la PWH à 0,4 W (BT), sa sensibilité **est de l'ordre de 5 A à 10 A sur les types de mise à la terre actuels.**

Intégration dans le plan de protection :

- Il faut noter que, dans la plage comprise entre la sensibilité de la PWH ($\approx 10 \text{ A}$) et le seuil du shunt ($\approx 15 \text{ A}$ en malt 40Ω), il n'y aura pas de coup de shunt ni de réenclenchement rapide sur le départ. On fera cependant un réenclenchement lent.

Par ailleurs, il y a intérêt à conserver l'automatisme de recherche de terre résistante pour traiter les défauts inférieurs à 10 A.

Cas des postes palier 86

• **Critères de mise en place**

Dans les postes palier 86, il n'est pas nécessaire de mettre en place des protections wattmétriques homopolaires.

En effet, les caractéristiques des EPATR sont telles qu'il n'y a pas, dans ces postes, de problème de réglage homopolaire.

Toutefois, dans certains cas rares de départs fortement capacitatifs, les EPATR peuvent être mis en défaut ; il faudra donc étudier le cas des postes qui comportent des départs dont les courants capacitifs (3 Io) dépassent :

- 120 A (3 Io) sur réseau mis à la terre par résistance 40Ω ;
- 100 A (3 Io) sur réseau correspondant aux dispositions immédiates.

• **Mise en œuvre**

Si une décision d'installation de PWH dans un poste palier 86 est prise, elle doit se mettre en œuvre dans les conditions suivantes :

- les PWH se substituent aux EPATR, elles sont installées **en lieu et place** de ces dernières ;
- l'ensemble des départs doit être équipé de PWH. En effet, si un seul départ est équipé d'une PWH et qu'un défaut inférieur à 10 A l'affecte, tous les autres départs équipés d'EPATR vont successivement se déclencher.

En ce qui concerne la mesure des courants et tensions résiduels, les mêmes remarques que celles du paragraphe concernant le palier classique s'appliquent.

• **Réglage et intégration dans le plan de protection**

Réglage et sensibilité :

- En ce qui concerne le réglage et la sensibilité des PWH, les mêmes remarques que celles du palier classique s'appliquent.

Intégration dans le plan de protection :

- Les défauts inférieurs à 10 A ne seront pas vus par les protections des départs. Si rien n'est fait, ils solliciteront le détecteur de terre résistante qui provoquera, après 165 s, le déclenchement de l'arrivée HTA.

Le problème du traitement des défauts résistants se pose donc.

Deux solutions sont possibles :

- maintien des dispositions actuelles, c'est-à-dire déclenchement de l'arrivée après 165 s ;
- transformation de cet ordre de déclenchement en une alarme "terre résistante". Cette alarme permettra d'entreprendre, de façon manuelle et par télécommande, la recherche du défaut.

6.3.4. - Temporisation

La temporisation des protections phases et homopolaire doit être coordonnée avec la temporisation de la protection des clients, limitée à 200 ms dans la norme NF C 13-100.

La fermeture manuelle d'un départ entraîne le verrouillage des cycles de réenclenchements pendant un temps supérieur à 10 s. Ceci permet d'éviter la réalisation de ces cycles lorsqu'on réenclenche volontairement sur défaut permanent.

6.3.5. - Régime Spécial d'Exploitation (RSE)

Les travaux sous tension (TST) nécessitent certaines modifications de réglage des dispositifs de protection, afin de mettre hors tension dans le plus bref délai la ligne sur laquelle un défaut peut apparaître par suite d'une fausse manœuvre de l'équipe exécutant les travaux sous tension.

Pour réduire les conséquences d'un éventuel incident d'origine électrique sur le chantier TST, les protections et automatismes doivent être modifiés. Trois régimes ont été définis : le régime normal, le régime spécial d'exploitation A et le régime spécial d'exploitation B.

a) Régime normal

Le cas habituel où les équipes TST n'interviennent pas.

b) Régime spécial d'exploitation A (RSE A)

Il permet l'intervention par une équipe TST sur un départ HTA radial ; il entraîne :

- l'inhibition des automatismes de réenclenchement du départ concerné ;
- l'élimination de la temporisation des protections du départ, y compris pour les PWH, pour permettre le déclenchement instantané ;
- le déclenchement temporisé en 1,2 s, pour les défauts détectés par la protection homopolaire à temps inverse du départ (cas du palier 1986) ;
- le déclenchement temporisé en 1,5 s pour les défauts détectés par la protection de terre résistante centralisée.

Ainsi, dans le cas du palier 1986, un départ se trouvant en RSE A affecté d'un défaut de terre résistante s'ouvrira au bout de 1,2 s par suite de l'action de l'EPATR concerné.

Compte tenu des courants homopolaires créés par le défaut, un départ sain en RSE A peut s'ouvrir également. En effet, en cas de défaut de terre résistante sur un départ voisin en régime normal d'exploitation, un départ sain en RSE A aura les plus grandes chances d'être ouvert au bout de 1,2 s.

Le déclenchement par la détection de terre résistante centralisée (1,5 s) intervient en secours des EPATR.

Dans le cas du palier classique, tous les départs en RSE A s'ouvriront au bout de 1,5 s en cas de détection d'un courant de terre résistante.

c) Régime spécial d'exploitation B (RSE B)

Il permet d'effectuer des liaisons entre deux départs HTA issus d'un même transformateur ; il entraîne :

- l'inhibition des automatismes de réenclenchement ;
- l'élimination de la temporisation du départ ;
- le shunting des protections homopolaires (EPAMI et EPATR dans le cas du palier 1986 et protection à temps constant dans le cas du palier classique) et l'inhibition de la protection wattmétrique homopolaire éventuelle. Ceci permet d'éviter le déclenchement du ou des départs lors du défaut fictif provoqué par le déséquilibre dû au pontage, le raccordement des trois phases n'étant pas simultané ;
- le déclenchement instantané par la détection de terre résistante.

d) Remise en service de la temporisation d'un départ

Pour permettre le réenclenchement manuel d'un départ en RSE, la temporisation du départ est activée sur toute fermeture volontaire du départ et ceci pendant 1 seconde.

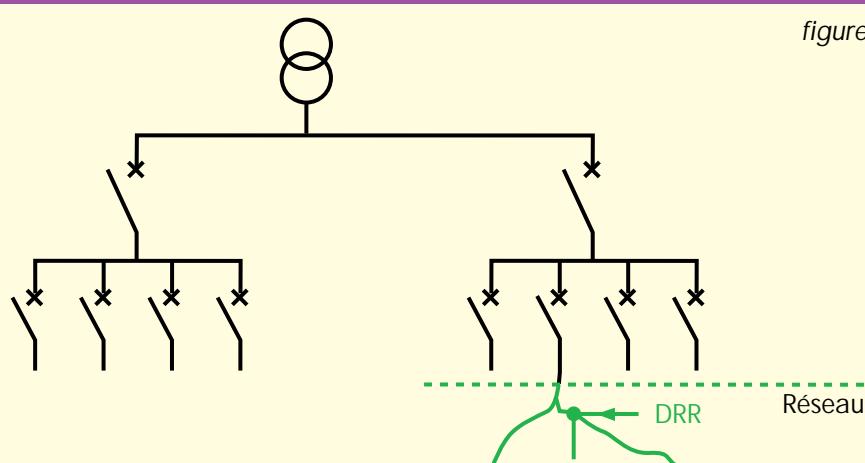
6.4. - Coordination avec le Disjoncteur Réenclencheur en Réseau (DRR)

Cet appareil est installé sur le réseau pour améliorer la qualité de fourniture en réduisant le nombre de creux de tension et de coupures brèves et longues ; son installation est illustrée par la figure n° 33.

Il doit être considéré comme un disjoncteur remplissant les mêmes fonctions qu'un disjoncteur de poste source (protection, réenclenchement, télécommande) mais installé judicieusement sur un départ, en tête d'une dérivation perturbatrice ou en fin de réseau principal.

Installation d'un DRR

figure n° 33



6.4.1. - Le fonctionnement du DRR

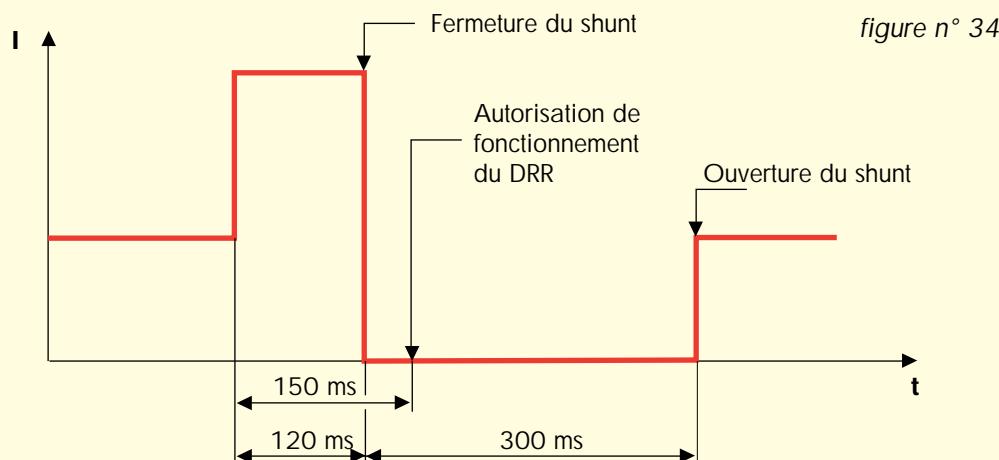
Il est différent selon le type de défaut :

a) Simple défaut monophasé

Si la valeur du courant de défaut est inférieure à la valeur du courant de limitation par l'impédance du neutre, il s'agit d'un défaut simple : le shunt doit d'abord fonctionner.

150 ms après la détection du courant, le disjoncteur est autorisé à fonctionner. Cette autorisation est donnée durant 0,3 à 4 s (paramétrable).

Autorisation de fonctionnement du DRR sur défaut monophasé



Si la valeur du courant de défaut est inférieure à 15 A, il n'y aura pas de cycle de réenclenchement.

La détection du courant de défaut monophasé s'effectue à l'aide d'une protection ampèremétrique à temps inverse alimentée par un tore pour les défauts résistants, et par une protection ampèremétrique à temps constant alimentée par trois transformateurs de courant pour les défauts peu résistants.

Pour fonctionner correctement, le DRR doit être plus rapide que le départ.

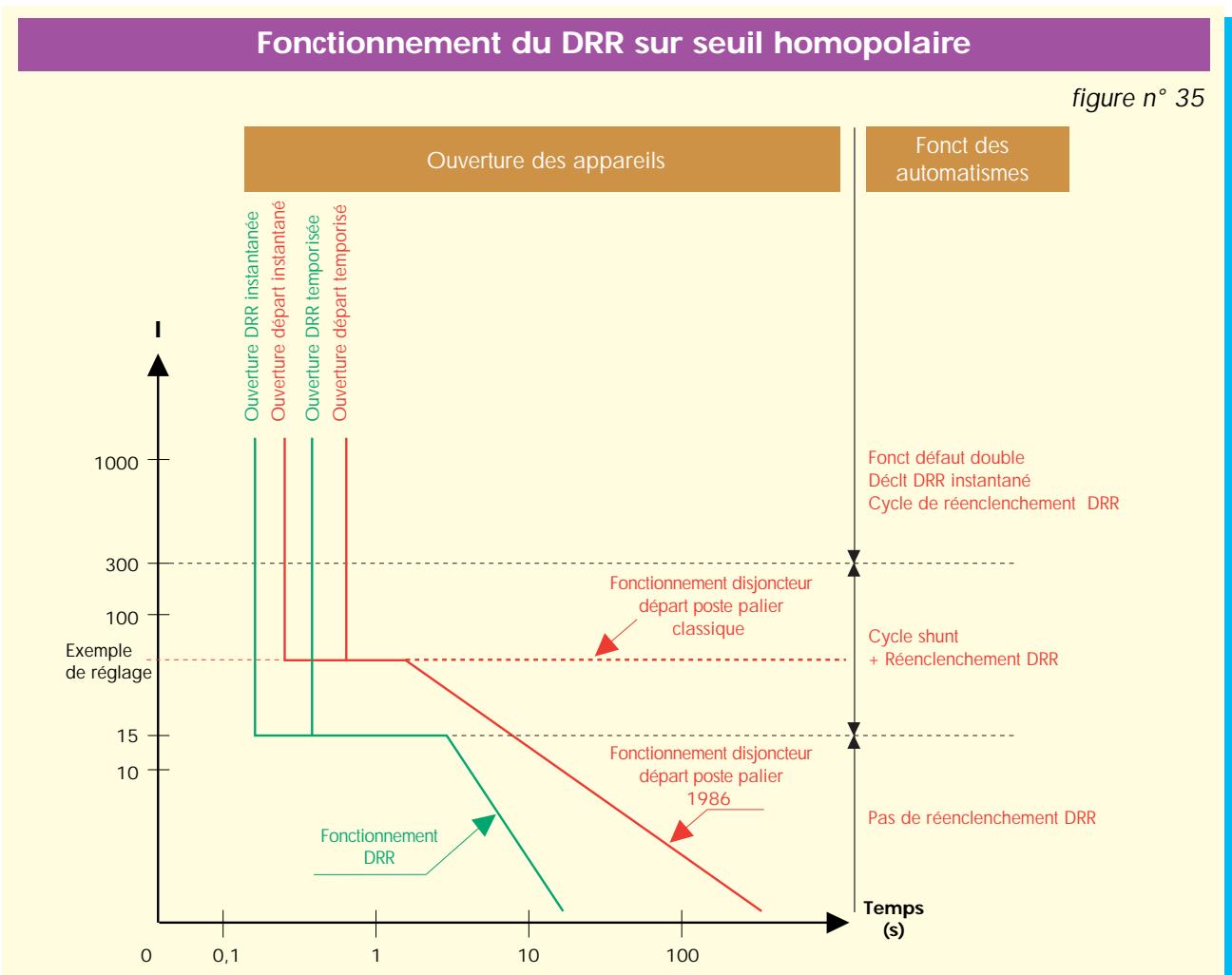
b) Double défaut monophasé

Si la valeur du courant de défaut est supérieure à la valeur du courant de limitation par l'impédance de neutre, cela veut dire que le défaut est double : le DRR effectue instantanément son cycle rapide, suivi éventuellement de deux lents.

c) Défaut polyphasé

Pour que le DRR soit plus rapide dans son fonctionnement, il faut retarder les cycles rapide et lents des départs équipés de DRR.

La figure ci-après résume le fonctionnement du DRR sur défaut monophasé.



6.4.2. - Boîtier de Coordination des Réenclenchements (BCR)

Il est situé dans le poste source et a pour tâche, si le défaut est en aval du DRR :

- de retarder les cycles rapide de 180 ms ;
- de verrouiller le cycle rapide pour laisser le temps au DRR d'effectuer ses cycles lents ;
- de permettre la recherche de défaut à partir du DRR sans provoquer de cycles sur le départ (en cas de fermeture sur défaut).

Dans le cas où le défaut est en amont du DRR, le départ conserve son fonctionnement normal.

Le BCR pour fonctionner doit donc disposer des informations suivantes :

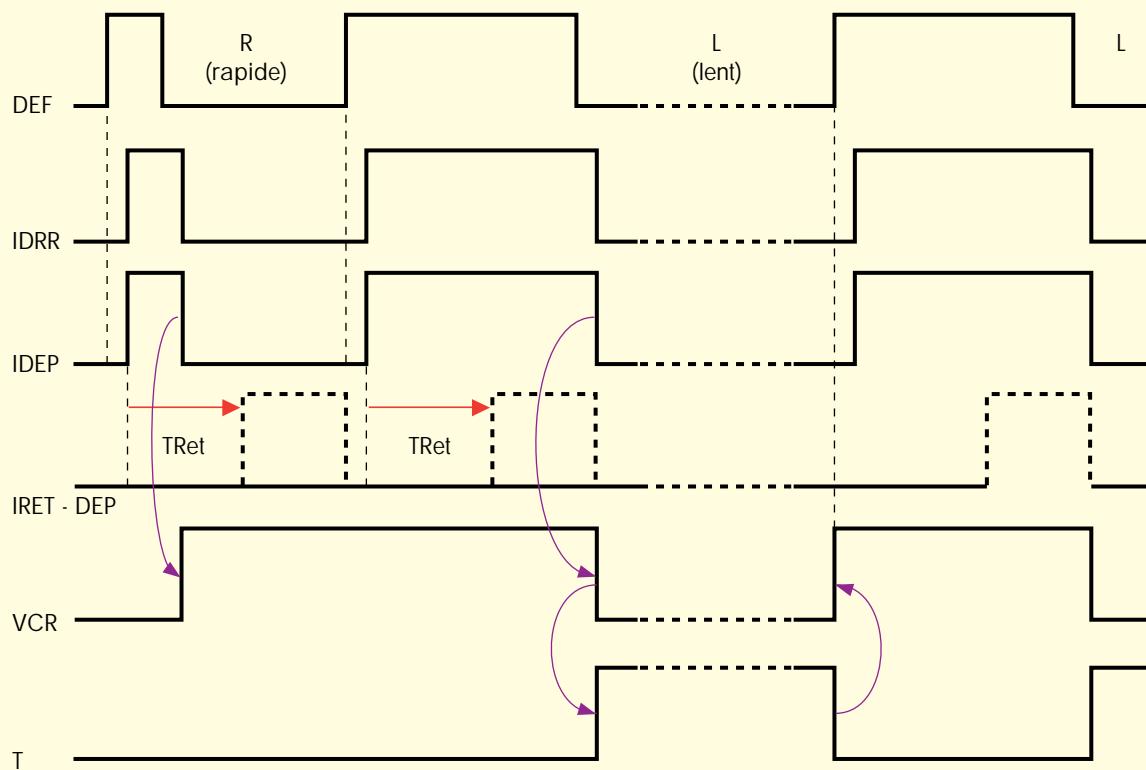
- **autorisation de rapide**, issue du contrôle commande du disjoncteur shunt ;
- **fonctionnement instantané de la protection ampèremétrique**, issu de la protection du départ ;
- **fonctionnement instantané de la protection wattmétrique homopolaire**, issu de la protection du départ (si elle existe) ;
- **ordre d'ouverture du disjoncteur** du départ, issu soit de la protection du départ (poste palier "classique"), soit du calculateur du poste (poste palier "PSAA") ;
- **inhibition** des cycles rapides du disjoncteur de départ, issue de l'équipement de conduite (à l'initiative du chargé de conduite) permettant les recherches de défaut en réseau à partir du DRR.

6.4.3. - Illustration du fonctionnement

Le fonctionnement sur défaut polyphasé est illustré ci-après :

Chronogramme du fonctionnement du DRR sur défaut polyphasé

figure n° 36



DEF Courant de défaut

IDRR Surintensité détectée par la protection du DRR

IDEP Surintensité détectée par la protection du départ

IRET DEP Surintensité retardée par le BCR (de TRet)

VCR Verrouillage du cycle rapide par BCR

T Temporisation entre cycles

Les temporisations du BCR (VCR et T) doivent être paramétrées en fonction des temporisations des cycles rapides et lents du DRR

6.4.4. - Fonctionnement en cas de RSE

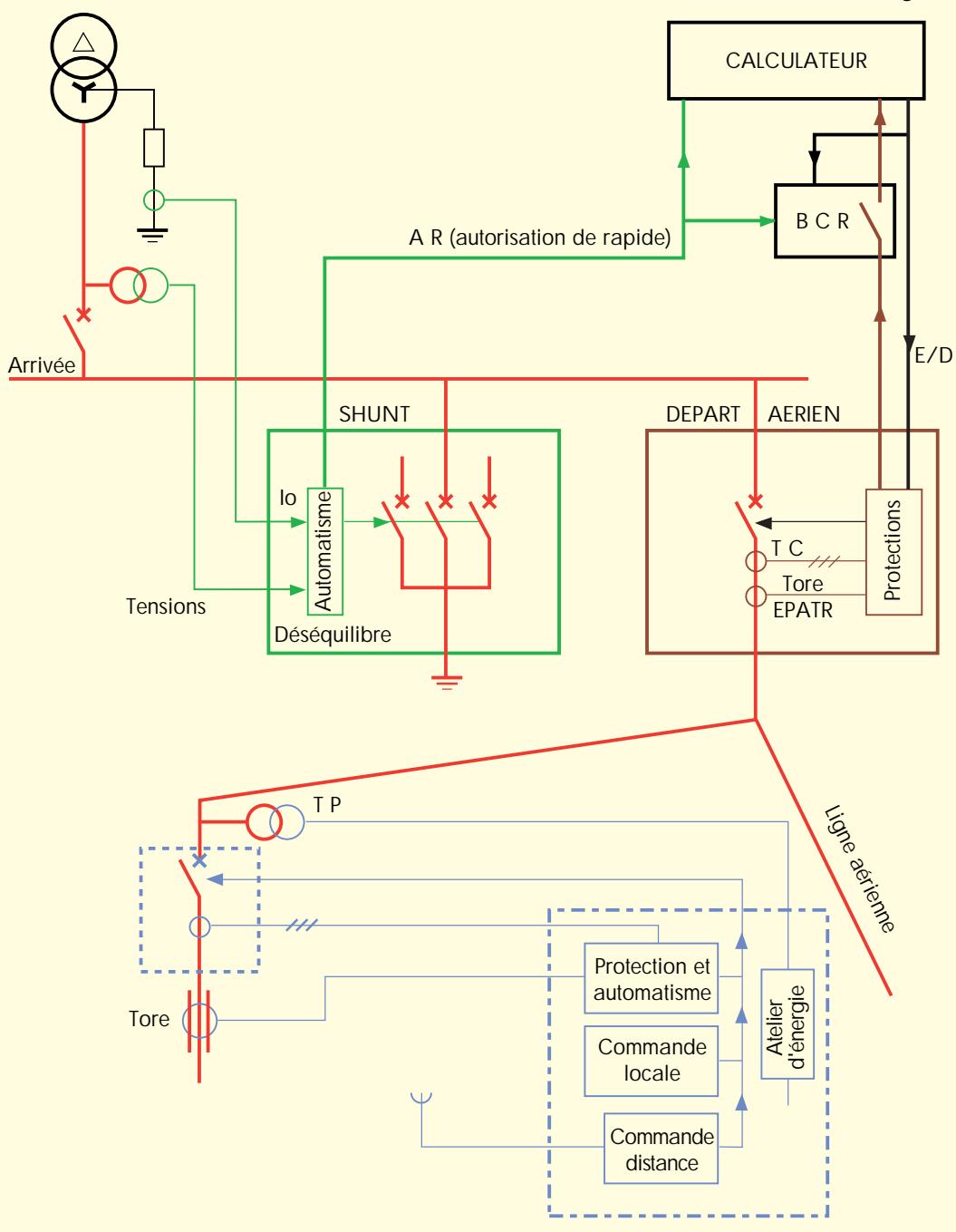
En cas de travaux sous tension sur le départ, il est nécessaire de prendre les dispositions suivantes :

a) Régime Spécial d'Exploitation A

Si les travaux ont lieu en amont du DRR, le départ est mis en RSE A au poste source : le DRR n'a aucune influence ; pas d'intervention au niveau du DRR.

Mise en place d'un DRR

figure n° 37



Si les travaux ont lieu en aval du DRR, le passage en RSE A s'effectue sur le coffret de contrôle commande associé au DRR (par télécommande ou localement), les fonctions réalisées sont identiques à celles du poste source (suppression du cycle de réenclenchement, élimination de la temporisation de déclenchement, déclenchement temporisé à 1,2 s sur terre résistante détecté par la protection homopolaire, mais bien sûr, sans secours du détecteur de terre résistante du poste source) ; pas d'intervention au niveau du poste source.

b) Régime Spécial d'Exploitation B

Les fonctions de protections et d'automatismes sont mises hors service (par télécommande ou localement) ; il ne subsiste que la fonction télécommande (en effet, il est impossible d'avoir accès à la circulation d'un courant de défaut dans la mise à la terre du neutre au niveau du DRR).

6.5. - Protections arrivées HTA

6.5.1. - Principes de réglage

Le réglage des protections doit permettre :

- le secours des protections des départs ;
- le passage des transitoires de courants lors des enclenchements d'arrivée ;
- une bonne sélectivité pour les défauts amonts.

6.5.2. - Arrivées en simple attache

Le réglage de la protection de phase se fait en fonction de la puissance du transformateur auquel elle est rattachée.

Le réglage de la protection homopolaire se fait en fonction du coefficient d'amplification du courant résiduel (β).

6.5.3. - Arrivées en multi-attache

Le réglage de la protection de phases doit être supérieur à la puissance maximum transittée par l'attache.

Le réglage de la protection homopolaire est plus délicat. Il doit :

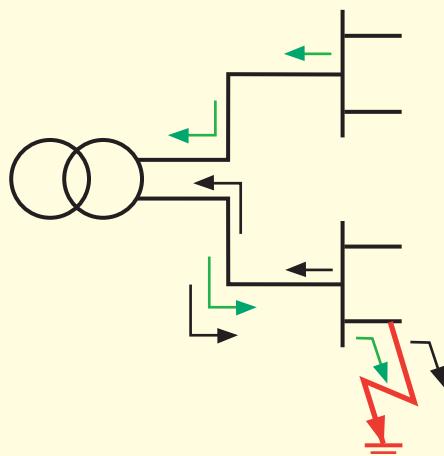
- assurer le secours de la protection homopolaire d'un départ HTA (idem simple attache) ;
- garantir la sélectivité en cas de défaut phase-terre sur le réseau HTA issu d'une autre attache. Le réglage doit donc être supérieur au courant capacitif total de la rame.

Ces deux conditions sont très souvent incompatibles dans les postes ayant une mise à la terre HTA de 150 ou 300 A. Toutefois dans les postes mis à la terre par une impédance 1 000 A, ce réglage peut être mis en œuvre si le courant capacitif de la rame n'est pas trop élevé (200 à 300 A).

En effet, si le total du courant capacitif de la rame saine est supérieur au réglage homopolaire de l'arrivée correspondante (ce qui est probable), la remontée du courant capacitif à travers l'arrivée de cette rame provoquera son déclenchement.

Circulation des courants capacitifs en cas de défaut sur un réseau alimenté par un transformateur double attache

figure n° 38



La mise en place d'une protection wattmétrique homopolaire permet de valider le sens de passage du courant et d'éviter ce déclenchement intempestif (protection directionnelle).

Pour ces postes, cette solution doit être systématiquement mise en œuvre sur les arrivées double attache. L'insertion la plus simple dans le plan de protection existant consiste **à mettre cette protection en série** avec la protection homopolaire ampèremétrique actuelle, de façon à valider le fonctionnement de cette dernière par la détection wattmétrique. Ce mode de raccordement évite ainsi toute difficulté de réglage.

Plus précisément, le contact de sortie instantané de la PWH sera mis en série avec le contact de sortie temporisé de la protection homopolaire ampèremétrique. Dans les postes du palier 86, il faudra court-circuiter l'information donnée par la PWH par un relais à manque de tension auxiliaire pour conserver le déclenchement autonome de l'arrivée sur défaut monophasé.

6.5.4. - Temporisation

La temporisation de l'arrivée doit être égale à deux fois la temporisation de déclenchement des départs, augmentée de l'intervalle de sélectivité.

La fermeture manuelle d'une arrivée annule la temporisation de déclenchement pendant 3 secondes. Pendant ce temps le fonctionnement de la protection est temporisé à 0,3 seconde pour éviter les risques de déclenchements intempestifs qui pourraient être donnés lors des régimes transitoires consécutifs à l'enclenchement.

6.5.5. - Protection de secours du disjoncteur arrivée (T3-T2)

Si un ordre de déclenchement du disjoncteur arrivée (par fonctionnement protection arrivée ou recherche de terre résistante) n'est pas effectué, un ordre d'ouverture du disjoncteur HTB est généré par la protection d'arrivée (fonction T3-T2).

La temporisation doit être au minimum égale à la différence entre les temporisations des protections des liaisons et des arrivées.

6.6. - Protection liaison

6.6.1. - Liaison entre transformateur HTB/HTA et tableau HTA

Il s'agit d'assurer la protection de la liaison entre le transformateur et le tableau HTA et des matériels raccordés à cette liaison : transformateur des services auxiliaires, impédance de neutre éventuelle, transformateur d'injection TCFM.

Elle assure également la protection thermique du système de mise à la terre de neutre HTA avec les protections complémentaires décrites en 6.6.2.

La protection est constituée d'un ensemble de protections à maximum d'intensité identique à celle d'un départ HTA et qui commande le disjoncteur HTB et d'arrivée.

Les **relais de phase** sont alimentés par deux tores (bushing) disposés sur les bornes HTA du transformateur. Le **relais homopolaire** est alimenté par un transformateur de courant inséré dans la mise à la terre du neutre HTA. La temporisation est supérieure à celle de l'arrivée pour conserver le transformateur des auxiliaires en service en cas de défaut en aval de la protection de l'arrivée.

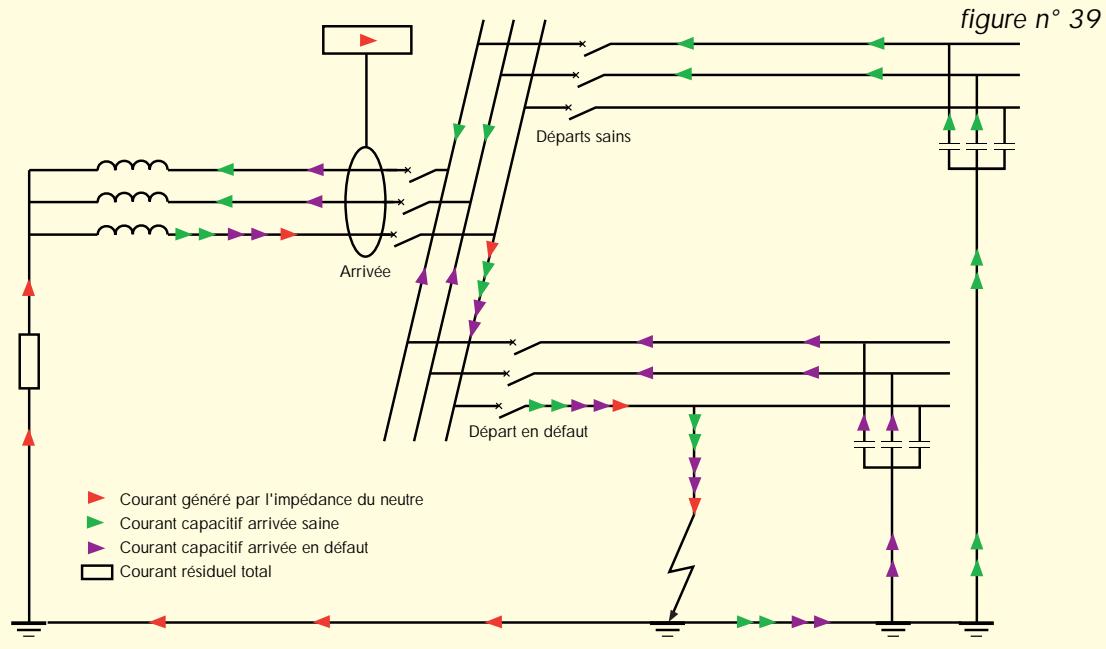
Réglage des phases :

- Il doit être coordonné avec celui des protections d'arrivées.
- Il doit permettre les surcharges du transformateur HTB/HTA et les transitoires à l'enclenchement.

Réglage homopolaire :

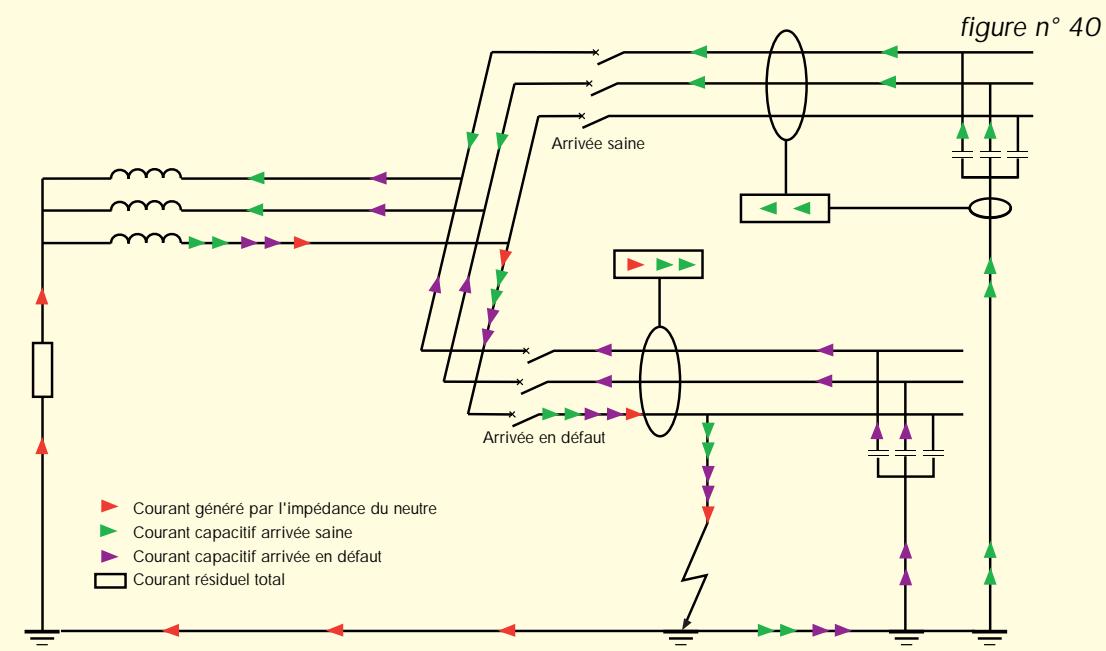
- En simple attache, le courant dans le neutre HTA est égal au courant résiduel de l'arrivée.

Nature et répartition des courants - Arrivée en simple attache



- En multi attache, le courant dans le neutre HTA est généralement inférieur au courant résiduel de l'arrivée en défaut. Ce dernier est majoré des courants capacitifs résiduels transitant dans les autres attaches.

Nature et répartition des courants - Arrivée en double attaches



Le réglage du relais homopolaire doit être suffisamment bas pour :

- assurer la protection de la liaison et notamment des éléments de la grille HTA ;
- protéger le système de mise à la terre du neutre HTA d'une destruction thermique en association avec les protections décrites ci-dessus.

Il doit être suffisamment haut pour être coordonné avec les protections arrivées et départs.

6.6.2. - Protections complémentaires de la mise à la terre du neutre HTA

Il existe deux problèmes :

- le retour d'expérience lié au comportement du matériel met en évidence des défauts (coupure ou mise en court-circuit de spires de RPN). Ceux-ci ne sont détectés qu'au travers des analyses d'incidents ou lors d'actions de maintenance préventive ;
- l'ensemble protections/tenue des matériels en palier 86 n'est pas coordonné pour les matériels de mise à la terre du neutre.

Aussi, des protections complémentaires peuvent être mises en œuvre.

a) Fonctionnalités

Contrôle de continuité

Cette protection permet de détecter les ruptures dans la connexion de mise à la terre du neutre du secondaire du transformateur HTB/HTA. Elle est constituée d'une protection ampèremétrique non filtrée à temps constant.

Détection de court-circuit

Cette protection est destinée à signaler les courts-circuits entre spires dans les résistances de neutre. Elle est constituée d'une protection ampèremétrique à temps constant à seuil minimal.

Protection thermique

C'est une protection ampèremétrique à temps dépendant, coordonnée avec les EPATR, la tenue thermique des matériels et la protection homopolaire. Elle est destinée principalement aux postes du palier 86 et protège la résistance et/ou la self. Ce problème est présenté ci-dessous.

b) Postes du palier 1986 - Détermination de la protection thermique

Le problème

Le seuil de réglage de la protection homopolaire de liaison peut aller jusqu'à 100 ou 120 A, au-dessus des autres seuils de réglage des protections homopolaires (départs, arrivées). L'EPATR des départs assure la sélectivité jusqu'à cette valeur.

La courbe EPATR prend en compte la tenue thermique de l'impédance de neutre.

Un problème se pose lorsqu'un EPATR tombe en panne et que le défaut est en dessous du seuil de la protection homopolaire du départ. On va aller jusqu'à la situation suivante :

- déclenchement successif des EPATR sur les départs sains ;
- déclenchement temporisé de l'arrivée assuré par le DéTECTeur de Terre Résistante (165 s).

L'impédance de neutre peut alors être endommagée, si le défaut est suffisamment franc et si le réglage de la protection homopolaire du départ est suffisamment élevé, car le défaut ne sera éliminé qu'en 165 s.

Calcul des seuils pour 165 secondes		
Matériel	Cycle thermique	Tenue équivalente (*)
RPN 300 A	20 A/10 min + 300 A/5s	690 000 = 690 k
RPN 150 A	20 A/10 min + 150 A/5s	352 500 = 350 k
BPN 300 A (destinée à être mise en série avec une RPN 300 A)	Courant neutre : 85 A/30s + 220 A/5s Courant bobine : 60 A/30s + 150 A/5s	220 500 = 220 k

(*) Dans la valeur donnée, seul le I^2t est donné, indépendamment de la valeur du R , ce qui est valable si on raisonne à impédance de neutre constante.

Les différents cas :

- RPN 300 A : $I^2 * 165 = 690 \text{ k} \Leftrightarrow I = 65 \text{ A}$;
- RPN 150 A : $I^2 * 165 = 350 \text{ k} \Leftrightarrow I = 46 \text{ A}$
- RPN 300 A : $I^2 * 165 = 220 \text{ k} \Leftrightarrow I_{\text{bobine}} = 37 \text{ A}$ et $I_{\text{neutre}} = 52 \text{ A}$.

Si le défaut est tel qu'il crée un courant dans le neutre supérieur à cette valeur, l'impédance de neutre pourra être endommagée (selon la température extérieure, la configuration du poste, ...) après les 165 secondes.

Détermination de la courbe de protection thermique

Cette courbe doit être au-dessus de la courbe de fonctionnement de l'EPATR. Le point maximum est donné par la tenue thermique de la bobine égale à $I^2 t = 220 \text{ k}$.

Information complémentaire : cas du palier classique

Le problème est moindre, car le défaut est éliminé en 30 secondes maximum. Le tableau de tenue thermique devient :

- RPN 300 A : $I^2 * 30 = 690 \text{ k} \Leftrightarrow I = 152 \text{ A}$;
- RPN 150 A : $I^2 * 30 = 350 \text{ k} \Leftrightarrow I = 108 \text{ A}$
- RPN 300 A : $I^2 * 30 = 220 \text{ k} \Leftrightarrow I_{\text{bobine}} = 85 \text{ A}$ et $I_{\text{neutre}} = 122 \text{ A}$.

Le risque de dégradation de l'impédance de neutre est très réduit, car les PWH sont à mettre en œuvre à partir de 80 A au plus. Aussi, le seuil de l'arrivée est peu supérieur à cette valeur et donc le seuil théorique de la liaison.

6.7. - Protections masse tableau, masse cuve, masse grille

Ce sont des protections ampèremétriques mesurant des courants phase-terre.

Le seuil de réglage doit être inférieur au courant à la terre des défauts biphasé-terre.

La temporisation doit être la plus réduite possible (100 ms), sauf dans le cas de la protection masse tableau à deux stades où le deuxième stade est de 400 ms.

La protection masse tableau est décrite au paragraphe 5.5.1. Sa politique d'installation et d'utilisation est décrite ci-après.

Tableaux à jeux de barres isolés dans l'huile

Ces tableaux sont sujets à des incendies importants (feux d'huile) en cas de défaut jeu de barres. La protection est assurée par une protection à un seul stade. Elle peut être légèrement temporisée car les défauts évoluent moins rapidement qu'en cas d'isolement dans l'air.

Le risque de déclenchement intempestif du disjoncteur HTA en cas de mise à la terre par un sectionneur de terre non isolé est jugé moins grave que le risque d'incendie.

Tableaux à jeux de barres isolés dans l'air

Les risques d'incendie sont réduits, aussi la politique suivante est retenue :

- Sectionneur non isolé. Plusieurs solutions sont possibles :
 - mettre une protection masse tableau à un ou deux stades en acceptant une dégradation notable de la continuité de fourniture ;
 - traiter la protection masse tableau uniquement en alarme sans provoquer de déclenchement ;
 - éventuellement mettre en œuvre une protection jeu de barres, qui existe déjà dans les postes du palier 86 mais dont l'utilité est très limitée. Par ailleurs, une nouvelle protection jeu de barres sera développée pour les futures cellules HTA (voir paragraphes 5.5.2 et 6.8).

- Sectionneur isolé. On utilisera de préférence la protection à deux stades ; en effet, la nature des défauts à éliminer est la suivante :
 - défaut sur les barres HTA : le défaut évolue extrêmement rapidement en défaut polyphasé ; la protection doit être la plus rapide possible ;
 - défaut interne au disjoncteur, sur les têtes des câbles HTA, sur l'embrochage, sur le sectionneur de terre ou sur le transformateur de tension : la présence d'écrans et les divers cloisonnements permettent de ralentir l'évolution en défaut polyphasé.

Les deux types de protection masse tableau

A un stade :

Un fonctionnement de la protection entraîne le déclenchement simultané des disjoncteurs arrivée et HTB.

A deux stades :

- *Premier stade :*

Elle est très rapide et provoque l'ouverture des disjoncteurs HTA encadrant le tableau (arrivée, couplage) ; les services auxiliaires restent alimentés, le disjoncteur d'arrivée HTB du transformateur HTB/HTA reste fermé. Le premier stade est bien adapté aux défauts sur les barres HTA et autres défauts en aval des disjoncteurs d'arrivée HTA.

- *Deuxième stade :*

Elle est légèrement temporisée par rapport au premier stade. Elle confirme l'ouverture des disjoncteurs HTA (due au fonctionnement du premier stade) encadrant le tableau ainsi que celle du disjoncteur d'arrivée HTB du transformateur HTB/HTA (pour éviter d'alimenter le défaut qui n'a pu être éliminé par les disjoncteurs HTA). Elle est adaptée aux défauts qui apparaissent sur le tableau en amont du disjoncteur d'arrivée HTA : (interne au disjoncteur, têtes de câbles, sectionneur de terre ou transformateur de tension ou d'intensité).

6.8. - Protection jeu de barres HTA

Le principe de cette protection est donné au paragraphe 5.5.2.

Sa politique d'installation et d'utilisation est décrite ci-dessous.

Dans le palier 86, cette protection est assurée par logiciel installé dans le calculateur de poste. Compte tenu des enchaînements de temporisations à respecter pour assurer le déclenchement autonome des départs, son intérêt est très restreint. De plus, elle est limitée aux postes à deux demi-rames et à deux transformateurs HTB/HTA.

Pour les postes du palier classique, une nouvelle protection jeu de barres est en cours de développement ; elle sera disponible en 1994.

Cette protection sera nécessaire pour les nouvelles cellules HTA du palier technique 95. En effet, ces cellules ne permettront pas la mise en œuvre d'une protection masse tableau.

Principe de fonctionnement de la protection barres

L'ouverture du disjoncteur d'arrivée est activée si :

- la protection phase de la liaison est activée ;
- la protection phase de l'arrivée est activée ;
- aucune protection phase et homopolaire des départs n'est activée.

La redondance protections liaison-arrivée est utilisée pour faciliter l'exploitation (consignation arrivée).

Les informations "phase" et "homopolaire" des départs sont nécessaires pour détecter un défaut double sur deux départs.

7 • Réglage des protections ampèremétriques homopolaires HTA : limites et compromis possibles

7.1. - Les limites du plan de protection homopolaire actuel

7.1.1. - Les principes actuels

Hors protections masse cuve, grille et tableau, les protections homopolaires ampèremétriques de la partie HTA du poste sont situées à trois niveaux :

- départ ;
- arrivée ;
- liaison.

La valeur de réglage ampèremétrique d'un niveau est supérieur au niveau inférieur (en général un coefficient 1,2 s'applique) pour deux raisons :

- la protection de niveau supérieur ne doit pas être plus sensible que la protection de niveau inférieur ;
- des incertitudes existent quant aux rapports de transformation, aux valeurs de réglage...

Cette conception s'appuie sur l'hypothèse que les courants capacitifs résiduels au réseau sont faibles devant le courant généré par l'impédance de neutre.

7.1.2. - Les évolutions

Les courants capacitifs résiduels du réseau augmentent, du fait du développement durable du réseau de câble HTA.

Par ailleurs, les transformateurs HTB/HTA, peuvent comporter plusieurs attaches.

Les circulations de courant sont alors modifiées, et on peut dresser un tableau récapitulatif des courants vus par chaque niveau de protection homopolaire.

Notations :

- I_{RES} : I résistif impédance de neutre.
- I_{SELF} : I selfique impédance de neutre (éventuel).
- NOTA : $(I_{RES} + I_{SELF}) = I_{NEUTRE\ HTA}$
- $3 I_{OA}$: Courant capacitif résiduel de l'attache A
- $3 I_{OSA}$: Courant capacitif résiduel des départs sains de l'attache A.
- $3 I_{OB}, \dots$: Courant capacitif résiduel des départs des attaches B, ...

Niveau	Transformateur HTB/HTA Simple attache, notée A	Transformateur HTB/HTA Multi - attaches, notées B,...
Départ	$\rightarrow \rightarrow \rightarrow (I_{RES} + I_{SELF}) + 3Io_{SA}$	$\rightarrow \rightarrow \rightarrow (I_{RES} + I_{SELF}) + 3Io_{SA} + 3Io_{B,...}$
Arrivée A voyant le défaut	$\rightarrow \rightarrow (I_{RES} + I_{SELF})$	$\rightarrow \rightarrow (I_{RES} + I_{SELF}) + 3Io_{B,...}$
Liaison	$\rightarrow \rightarrow (I_{RES} + I_{SELF})$	$\rightarrow \rightarrow (I_{RES} + I_{SELF})$

7.1.3. - Les contraintes

Une valeur élevée de réglage sur une protection homopolaire ampèremétrique de départ peut amener des valeurs encore plus élevées des protections arrivée et liaison.

Ceci peut créer une perte de sensibilité trop importante pour ces protections.

7.2. - Les adaptations possibles

7.2.1. - Adaptation de réglage

Entre départ et arrivée

Les solutions suivantes existent :

- le coefficient β peut être supérieur à 1 (cas d'une RPN par exemple). Dans ce cas le réglage de l'arrivée peut être inférieur au réglage du départ, ce qui améliore la situation ;
- l'autre cas favorable est relatif au transformateur multi attaches. En effet, dans ce cas, le 3 Io_A sensibilise généralement la protection arrivée (si celui-ci n'est pas négligeable). Le coefficient 1,2 peut alors être diminué.

Entre arrivée et liaison

Le seul cas favorable est celui du transformateur multi attaches. En effet, le 3 Io_B, ... sensibilise la protection arrivée par rapport à la protection liaison.

7.2.2. - Mise à niveau des protections départs

Si aucune solution n'est trouvée, on équipera l'ensemble des départs de PWH. Dans ce cas, une PWH sera installée également sur la ou les arrivées en protection de base.

La sensibilité de la protection arrivée restera inférieure à celle des départs.

La protection liaison reste ampèremétrique et sera réglée à 30 A environ (cette valeur donne une sensibilité inférieure à celles de l'arrivée et des départs).

Cependant, pour les postes du palier classique, on aura intérêt à rechercher la valeur la plus haute possible, compatible avec la tenue thermique de l'impédance de neutre.

En effet, dans le cas où une PWH est en panne et si le défaut est moyennement résistant, c'est la recherche de terre résistante qui éliminera le défaut et non l'arrivée.

Cette possibilité n'existe pas pour les postes du palier 86.

8 • Le fonctionnement du plan de protection et ses limites

8.1. - Fonctionnement des protections

Plusieurs études ont été menées concernant ce sujet (fiabilisation poste urbain, évolution avec le futur palier de contrôle commande numérique).

Il ressort ainsi que les réseaux français (430 000 km en aérien et 110 000 km en souterrain en 1991) ont été affectés par environ 700 000 défauts se répartissant comme suit :

8.1.1. - Défauts non permanents

Les réseaux aériens subissent :

- quelques milliers de défauts auto-extincteurs ;
- 600 000 défauts fugitifs et semi-permanents.

Leur répartition est celle indiquée au paragraphe 1.3.2.

Il faut noter l'importance des défauts fugitifs monophasés qui représentent plus de 75 % du total des défauts.

Ils sont éliminés par environ :

- 275 000 coups de shunt ;
- 240 000 réenclenchements rapides ;
- 65 000 réenclenchements 1° lents ;
- 13 000 réenclenchements 2° lents.

8.1.2. - Défauts permanents

Ce sont les défauts non éliminés par un automate de reprise.

a) Fréquence des défauts

Elle dépend de la nature des réseaux ; on a ainsi :

- 7,6 défauts pour 100 km de réseau aérien et par an ;
- 11 défauts pour 100 km de réseau souterrain et par an.

b) Siège des défauts

L'analyse donne les résultats suivants :

- | | |
|---|-------------|
| • Défauts sans dégâts constatés | 26 % |
| • Défauts dans les postes sources | 2 % |
| • Défauts sur les canalisations aériennes | 44 % |

Ils se répartissent comme suit :

- | | |
|--|-------------|
| - conducteurs rompus | 42 % |
| - conducteurs emmêlés | 4 % |
| - rupture d'attaches | 6 % |
| - rupture de ponts | 20 % |
| - supports | 6 % |
| - interrupteur aérien | 6 % |
| • Défauts sur les canalisations souterraines et liaisons aéro-souterraines | 16 % |

Ils se répartissent comme suit :

- | | |
|---------------------------------------|-------------|
| - câbles | 66 % |
| - boîtes de jonction | 14 % |
| - boîtes d'extrémité | 18 % |
| - boîtes de dérivation | 2 % |
| • Défauts HTA des postes HTA/BT | 12 % |

c) Causes des défauts

Elles sont différentes selon la nature des réseaux :

- Pour les **réseaux aériens**, les causes principales sont :
 - les agressions atmosphériques (foudre, tempête) 45 %
 - les chutes d'arbres 18 %
 - les défaillances des matériels 13 %

L'importance des phénomènes atmosphériques explique le caractère fugitif des défauts affectant les réseaux aériens, notamment lors de fonctionnements d'éclateurs.

- Pour les **réseaux souterrains**, les défauts sont dus à des ruptures d'isolation solide, ayant pour cause principalement les travaux de tiers (30 %). Cela explique le caractère permanent des défauts en souterrain et l'absence de défauts fugitifs sur ces réseaux.

d) Répartition des défauts

En 1991, elle était la suivante :

- les 12 000 départs aériens et mixtes voient 20 000 défauts dont 5 500 sans dégât (1,8 défaut par départ) ;
- les 9 000 départs souterrains voient 15 900 défauts (1,8 défaut par départ) dont 3 000 sans dégâts.

Ces 35 900 défauts permanents sont éliminés de la manière suivante :

- | | |
|------------------------------|--------|
| • disjoncteurs arrivée : | 1 440 |
| • disjoncteurs départ : | 26 000 |
| • appareils en réseau (IACT) | 3 900 |
| • non détectés | 4 560 |

Il faut noter les points suivants :

- 23,4 % des défauts sont sans dégâts ; le quart est éliminé sans manœuvre en réseau (un seul réenclenchement du disjoncteur départ suffit) ;
- 13 % des défauts sont non détectés (1/8) ;
- 11,5 % des défauts sont éliminés par recherche de terre.

8.1.3. - Déclenchements d'arrivées HTA

Le chapitre C 21.42.051 du Guide Technique de la Distribution d'Électricité précise les causes de déclenchements des arrivées :

56 % sont dus à des défaillances du contrôle commande :

- 37 % sont dus à la défaillance des protections départs ;
- 12 % sont dus à des cumuls de temporisation ;

- 4 % sont dus à des fausses "masses-tableau" ;
- 3 % sont dus à défaillances autres protections ou automatismes.

8.2. - Analyse des dysfonctionnements des protections et du contrôle commande

8.2.1. - Ouvertures intempestives des disjoncteurs de départ

Les principaux fonctionnements intempestifs sont les suivants :

a) Mise en régime spécial d'exploitation

Un sondage récent indique que 10 à 15 % des défauts permanents sur départs aériens et mixtes, soit la moitié des déclenchements sans dégâts, ont lieu sur les départs en RSE.

Les causes sont :

- l'inhibition de la temporisation des protections des départs en RSE entraîne systématiquement leurs déclenchements définitifs pour tous les défauts fugitifs affectant ces départs ;
- l'augmentation de la sensibilité des protections des départs en RSE. Ainsi tous les défauts résistants affectant l'ensemble du réseau issu d'un même transformateur entraînent des déclenchements de tous les départs en RSE. De plus, tous les défauts fugitifs monophasés qui affectent ce réseau font déclencher systématiquement les départs en RSE B.

En outre, l'augmentation du câble en rural entraîne des difficultés lors de pontage en RSE A et RSE B :

- *En RSE A* : Le pontage ou dépontage d'une phase induit un déséquilibre homopolaire fonction de la capacité homopolaire en aval et peut entraîner le déclenchement du départ par fonctionnement terre résistante 1,5 s.
- *En RSE B* : Le pontage ou dépontage d'une phase entre deux départs entraîne une variation de la tension simple affectant cette phase du fait des chutes de tension en réseau. Il y a donc un déséquilibre de tension affectant l'ensemble des deux départs se traduisant par un courant homopolaire dans l'impédance de point neutre HTA. Ceci peut conduire au déclenchement intempestif des deux départs en RSE B. Ce courant dépend de la différence des capacités homopolaires entre les deux départs et de la variation de tension sur la phase pontée.

b) Mauvais réglages

Ils sont dus essentiellement au réglage des protections homopolaires qui doit être revu régulièrement.

Le suivi des fonctionnements des réenclencheurs est très important.

c) Liaisons interpostes HTB/HTA

Elles entraînent, dans certaines circonstances, des courants de

transit importants (transit de puissance de plusieurs MW) faisant déclencher les protections départs.

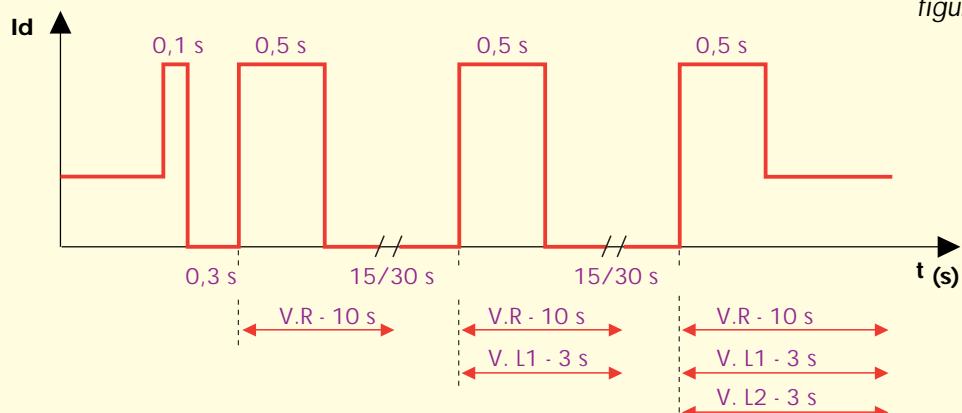
d) Temps de verrouillage des réenclencheurs

Le fonctionnement des réenclencheurs est verrouillé à chaque réenclenchement (10 s pour le réenclenchement rapide pour permettre le réarmement de la commande et normalement 3 s pour les réenclenchements lents).

Actuellement, le réenclencheur lent en calculateur est verrouillé 10 s, ce qui peut entraîner des déclenchements définitifs pour deux défauts successifs sur le même départ.

Temps de verrouillage des réenclencheurs

figure n° 41



V.R : Verrouillage réenclenchement rapide pendant 10 à 25 s.
 V.L1 : Verrouillage réenclenchement lent 1 pendant 3 s.
 V.L2 : Verrouillage réenclenchement lent 2 pendant 3 s.

8.2.2. - Ouvertures intempestives des disjoncteurs arrivées HTA

Les causes en sont multiples :

a) Les défaillances des protections départs (400 à 500 par an)

Le taux de défaillances des protections est de 2,5 % par an. Les systèmes actuels ne signalent pas les défaillances qui ne sont détectées que lors des déclenchements d'arrivées (pannes dormantes).

Le chapitre C 21.42.011 du Guide Technique de la Distribution d'Électricité donne quelques indications pour évaluer la maintenance nécessaire.

Cas particulier :

Dans les postes ayant des transformateurs équipés de plusieurs attaches, un défaut monophasé activant la protection d'une arrivée peut entraîner également le fonctionnement des protections des autres arrivées ; ceci est dû aux remontées capacitives.

Le non-fonctionnement du départ (protections et disjoncteur) entraîne ainsi le déclenchement de **toutes** les arrivées rattachées au même transformateur.

b) Cumul temporisation (150 à 200 par an)

Lorsque deux départs issus de la même arrivée sont affectés de deux défauts légèrement décalés (quelques centaines de ms, cas de la foudre), la protection arrivée est activée pendant les temporisations des protections des deux départs.

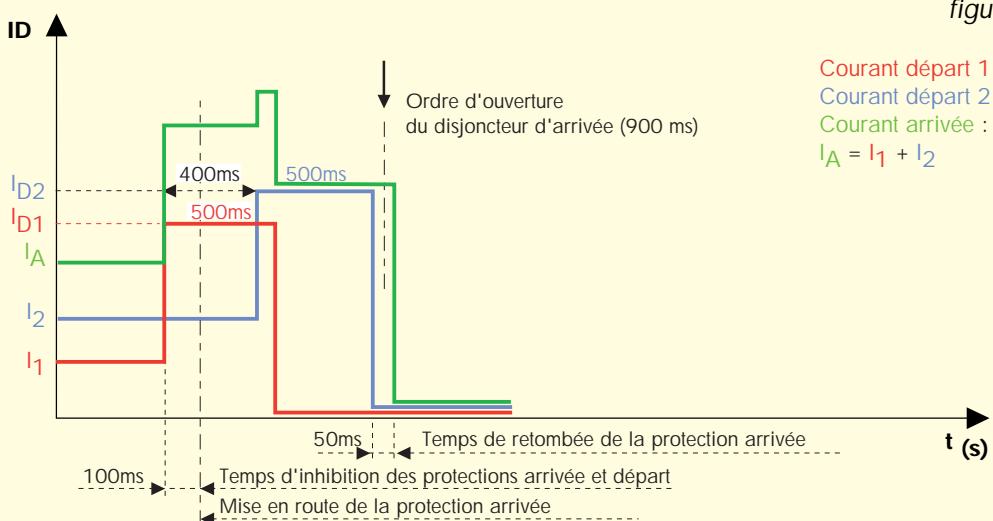
La temporisation du départ est généralement de 0,5 s pour assurer la sélectivité avec les protections clients (fixée à 0,2 s).

L'échelonnement des temporisations entre les protections "arrivée" et "départ" est de 0,5 s. Ainsi, deux défauts décalés de 0,3 à 0,4 s affectant deux départs HTA différents seront vus par la protection arrivée pendant un temps comprenant les cumuls des temporisations départs, augmenté du temps de coupure de l'arc (100 ms) et du temps de retombée de la protection arrivée (50 ms), soit au total 950 à 1 050 ms. Ceci est suffisant pour donner l'ordre de déclenchement au disjoncteur arrivée.

Ce temps peut être encore augmenté si le poste possède un disjoncteur shunt.

Cumul de deux défauts entraînant un déclenchement de l'arrivée

figure n° 42



Cas particuliers :

- Poste à plusieurs attaches issues d'un transformateur :

Un défaut monophasé qui affecte une rame HTA active toutes les protections arrivées raccordées au même transformateur.

Ainsi, une succession de défauts monophasés (70 à 80 % du total des défauts) a une probabilité importante de faire déclencher toutes les arrivées. Cette probabilité est d'autant plus importante qu'il y a de départs raccordés au transformateur.

- Déverrouillage du disjoncteur shunt pendant un cycle lent :

Dans cette hypothèse, où le défaut reste monophasé, on aura le séquencement suivant lors du réenclenchement du disjoncteur départ :

- fonctionnement du disjoncteur shunt ($250 + 150 = 400$ ms) ;
- déclenchement temporisé du départ (500 ms).

Le total des deux temporisations est suffisant pour faire déclencher l'arrivée.

- Evolution des défauts monophasés vers des défauts biphasés isolés :

Certains défauts monophasés (notamment en souterrain) évoluent en défauts biphasés isolés. Si la transition se fait en moins de 50 ms (différence entre l'inhibition de la protection 100 ms et son temps de retombée 50 ms), la protection départ retombe et réinitialise sa temporisation. Consécutivement à cet état lié au fait des remontées capacitives qui s'amortissent assez lentement, la protection arrivée peut rester sollicitée sans réinitialisation de la temporisation. Il s'ensuit un déclenchement d'arrivée avec ou sans déclenchement d'un départ.

c) Réglages

La difficulté concerne le réglage de la protection homopolaire d'arrivée. Celle-ci doit permettre un secours de la protection homopolaire des départs en prenant en compte le coefficient d'amplification β (voir B 61-22).

Un réglage trop bas entraîne un déclenchement arrivée sans déclenchement départ.

Un réglage trop haut peut entraîner un déclenchement liaison sans déclenchement arrivée.

d) Fonctionnement intempestif masse tableau (50 à 100/an)

Cette protection est le siège de nombreux déclenchements intempestifs dus à des courants de circulation lors de défaut affectant un départ HTA et se refermant par les sectionneurs de mise à la terre d'un autre départ fermé pour consignation ou par un mauvais isolement des tresses de terre.

e) Tenue aux hautes fréquences

La mise à la terre des tableaux HTA ne se fait qu'en un seul point. Il en résulte que le tableau n'est plus équivalent avec le sol, notamment au regard des phénomènes à haute fréquence. C'est ce que l'on peut observer par exemple au moment du débrouillage d'un pont de barres, où le tableau oscille à des fréquences de plusieurs MHz avec des répercussions sur les équipements électroniques pouvant provoquer des déclenchements intempestifs des départs ou des arrivées.

Ce problème sera résolu avec les nouvelles cellules HTA du palier technique 95, puisque le tableau ne sera plus isolé du sol, permettant ainsi sa mise à la terre en plusieurs points.

8.2.3. - Déclenchements des transformateurs HTB/HTA

a) Coordination des protections DEPT et DEGS

Les protections THT installées par la DEPT pour protéger les liaisons entre les transformateurs et les arrivées HTA sont incompatibles avec les spécifications DEGS des protections des arrivées et des départs. Les fonctionnements des protections DEPT sont instantanés et leur temps de retombée est de 100 ms environ. Les protections DEGS sont inhibées 100 ms et leur temps de retombée est de 50 ms. Les réseaux souterrains sont parfois affectés de défauts intermittents (pics de 20 ms toutes les 80 à 100 ms ou plus). Ces défauts sont peu nombreux, 1 % du total des défauts souterrains ; ils activent les protections DEPT sans activer les protections DEGS.

La DEPT a décidé la modification de ces spécifications pour les harmoniser avec celles de la DEGS (note D 652/92-018 du 5/02/92).

b) Fonctionnement masse tableau

La protection masse tableau fait déclencher le disjoncteur arrivée HTA et le disjoncteur HTB. Il est recommandé de décaler le déclenchement du disjoncteur HTB de 200 à 300 ms pour réduire la profondeur de la coupure.

c) Accélération des protections

Certains postes sont équipés d'accélération de protection. Elles sont décrites au chapitre B 77 du Guide Technique de la Distribution d'Electricité.

Le principe est simple : on déclenche le disjoncteur HTB en 0,3 s si la protection arrivée HTA n'est pas activée (défaut liaison ou grille).

Cette disjonction présente les inconvénients suivants :

- elle ne fonctionne pas pour les défauts monophasés, car dans ce cas la protection arrivée est sollicitée par les remontées capacitives ;
- elle s'active intempestivement lors d'un défaut sur un départ en cas de défaillance de la protection arrivée (protection non auto testée).

Pour remédier à ces dysfonctionnements, il est recommandé :

- de limiter l'accélération de protection aux défauts polyphasés ;
- de régler la temporisation d'accélération à 200 ms au-dessus de la temporisation des départs pour que ceux-ci puissent éliminer les défauts avant l'accélération, soit en fait 500 ms + 200 ms = 700 ms.

d) Non fonctionnement d'ATLT

Les permutations automatiques des transformateurs sont verrouillées par un fonctionnement de la protection arrivée.

Tous les défauts, masse grille et masse câbles de liaison, activent les protections arrivées monophasées et verrouillent ainsi les permutations (remontées capacitatives).

Pour améliorer cette disposition, on peut soit utiliser une protection wattmétrique homopolaire en verrouillage de la protection ampèremétrique homopolaire existante, soit limiter le verrouillage de la permutation au fonctionnement phases de l'arrivée.

Glossaire

Amorçage

Manifestation d'un arc électrique lorsque l'isolation entre deux conducteurs ou entre deux conducteurs et la terre s'est détériorée ou lorsqu'une surtension apparaît, permettant ainsi la circulation d'un courant qui peut être assimilé dans certaines conditions à un court-circuit franc (valeur de la résistance d'arc très faible).

Buchholz

Dispositif de protection interne des transformateurs de puissance par détection des gaz émis à la suite d'un arc électrique.

Bobine de compensation

Réactance placée entre le point neutre HTA d'un transformateur HTB/HTA et la terre et destinée à compenser l'effet du courant capacitif lors d'un défaut à la terre.

BT

Basse tension - Le domaine est délimité ainsi :

- 50 et 1 000 V ;
- $50 < U_n < 1 000$ V.

Composante capacitive

Composante du courant créé **lors d'un défaut monophasé** par le déséquilibre des capacités entre les conducteurs de phase et la terre.

Composante resistive

Composante du courant créé **lors d'un défaut monophasé** en phase avec la tension homopolaire : elle correspond au passage du courant dans la résistance de mise à la terre du neutre HTA.

Composante selfique

Composante du courant créé **lors d'un défaut monophasé** et déphasée de 90° par rapport à la tension homopolaire : elle correspond au passage du courant dans la partie selfique de la mise à la terre du neutre HTA du réseau transfo HTB/HTA) ; elle s'oppose au courant capacitif (voir ci-dessus "courant capacitif").

Déclenchement

Ouverture d'un disjoncteur sous l'action des dispositifs de protection ou des automatismes de services.

Dispositif de protection

Ensemble comprenant un ou plusieurs relais de protection destinés à assurer une fonction de protection.

Disjoncteur

Appareil de coupure qui permet l'ouverture automatique d'un circuit électrique traversé par un courant de court-circuit (voir interrupteur).

Disjoncteur shunt

Disjoncteur placé au poste source et qui permet de mettre à la terre une phase détectée en défaut. Il assure ainsi l'élimination d'un nombre important de défauts HTA phase-terre sans apporter de gêne aux clients en court-circuitant l'arc dû au défaut en réseau.

Encenchemet

Fermeture d'un disjoncteur sous l'action des dispositifs de commande ou de protection.

EPAMI

Ensemble de Protections Ampèremétriques à Maximum d'Intensité à temps constant alimenté par des transformateurs de courant.

EPATR

Ensemble de Protections Ampèremétriques homopolaires de Terre Résistante à temps dépendant alimenté par un tore.

Facteur de qualité d'une bobine de compensation

Il est défini par le rapport entre la partie résistive et la partie selfique d'une bobine.

La bobine présente une partie selfique "pure" L et une partie résistive pure R :

- le facteur de qualité est $Q = \frac{L}{R}$ en schéma série.

Fonctionnement d'un relais

Un relais fonctionne à l'instant où il accomplit la fonction prévue dans le circuit de sortie considéré.

HTA (Haute Tension A)

Domaine de tension dont la valeur nominale en courant alternatif est comprise entre 1 000 volts et 50 000 volts (se reporter à la norme UTE C 18-510).

HTB (Haute Tension B)

Domaine de tension dont la valeur nominale en courant alternatif est supérieure à 50 000 volts (se reporter à la norme UTE C 18-510).

Incident

Evénement se produisant soit dans le matériel soit sur réseau et qui perturbe le bon fonctionnement.

Interrupteur

Appareil assurant la coupure du courant assigné (mais pas des courants de court-circuit) sur commande (télécommande ou commande locale).

Isolant

Corps solide, liquide ou gazeux qui empêche la circulation du courant entre deux points soumis à des potentiels différents ; un isolant est défini par ses qualités diélectriques.

Palier classique

Postes HTB/HTA de technologie ancienne, pour la partie contrôle commande en particulier, (désigné par palier classique).

Palier 86

Palier mis en œuvre à partir de 1986 et ne concernant que la partie Contrôle Commande caractérisée par des protections sans alimentation auxiliaire, l'utilisation du 48 volts et de la technique téléphonique ; la détection de terre résistante sur chacun des départs est sélective.

Palier 88

Cette dénomination est erronée et ne doit pas être retenue ; de légères modifications sont intervenues (passage EPATR A en EPATR B et contrôle commande avec 48 V isolé) mais elles n'ont pas modifié les caractéristiques principales du palier.

Pourcentage de retour

C'est le rapport de la valeur à laquelle le relais retourne (revient à son état initial) à sa valeur de fonctionnement.

Pouvoir de coupure

Courant maximal qu'un appareil de coupure ou un fusible est susceptible de couper sans détérioration de l'appareil lui-même ou du corps du fusible.

Protection

Dispositions permettant la détection de situations anormales dans un réseau en vue de commander les appareils permettant l'élimination des défauts.

Protection instantanée

Protection n'ayant pas de temporisation intentionnelle.

Protection de masse

Protection qui détecte les défauts internes d'isolement par rapport à la masse en mesurant le courant circulant dans la liaison reliant la masse métallique du tableau à la terre générale du poste.

Protection temporisée

Protection ayant une temporisation intentionnelle.

Réenclenchement

- **Automatique** : Refermeture d'un disjoncteur par un dispositif automatique (réenclencheur) après un intervalle de temps permettant la disparition éventuelle d'un défaut.
- **Cycle lent du réenclencheur** : Réenclenchement automatique provoqué après un intervalle de temps d'environ 15 secondes après un déclenchement dû à un défaut.
- **Manuel** : Refermeture manuelle d'un disjoncteur suite à son ouverture sur défaut.
- **Cycle rapide du réenclencheur** : Réenclenchement automatique provoqué 0,3 s après un déclenchement instantané dû à un défaut.

Régime du neutre

Mode de raccordement électrique du point neutre HTA d'un transformateur HTB/HTA à la terre. Il conditionne le plan de protection contre les défauts à la terre.

Relais ampèremétrique

Relais de mesure dont la grandeur électrique détectée est un courant électrique.

Relais homopolaire

Relais de mesure dont la grandeur détectée est le courant et/ou la tension homopolaire (qui apparaît lors d'un défaut phase-terre).

Relais directionnel

Relais de mesure dont la grandeur détecte la direction dans laquelle s'est produit un défaut. Son fonctionnement nécessite l'acquisition du courant et de la tension.

Relais à maximum d'intensité-phasés

Relais de mesure dont la grandeur détectée est le module du courant qui apparaît lors d'un défaut entre phases.

Relais de protection

Dispositif détectant un courant anormal dans un réseau.

Relais de temps

C'est un relais qui introduit une temporisation dans la transmission d'une information (ordre, signalisation, ...).

Relais à temps dépendant

Relais de mesure dont le temps de fonctionnement dépend, de façon spécifiée, de la valeur de la grandeur caractéristique.

Relais à temps indépendant

Relais de mesure dont le temps spécifié peut être considéré comme indépendant de la valeur de la grandeur caractéristique.

Relais de tension

Relais de mesure dont la grandeur électrique détectée est une tension.

Relais wattmétrique

Relais de mesure dont la grandeur électrique détectée est une puissance calculée à partir des valeurs du courant et de la tension.

RMS 1000

Relais de protection des régleurs des transformateurs HTB/HTA lorsque les régleurs sont dans les compartiments séparés de celui (principal) des enroulements magnétiques principaux.

RTR (Recherche de Terre Résistante)

Dispositif d'ouverture et refermeture cyclique des départs HTA afin d'identifier celui qui est le siège d'un défaut résistant.

Seuil de fonctionnement

Valeur de la grandeur caractéristique à laquelle le relais fonctionne effectivement dans les conditions spécifiées.

Seuil de réglage

Valeur de la grandeur caractéristique à laquelle le relais doit fonctionner.

Temporisation

Temps caractérisant une fonction d'un relais à temps spécifié.

Temps de fonctionnement (ou temps de montée)

Temps écoulé entre l'instant où la grandeur caractéristique prend, dans des conditions spécifiées, une valeur susceptible de faire opérer le relais et l'instant où il fonctionne.

Temps de retour (ou temps de retombée)

Temps écoulé entre l'instant où la grandeur caractéristique prend une valeur susceptible de faire retourner le relais et l'instant où il retrouve effectivement son état initial.

Bibliographie

Fonctionnement et protection des réseaux de distribution

M. FAVRAUD.

Techniques de l'ingénieur

Protection des réseaux : "Protection des réseaux à moyenne tension de distribution publique" - Chapitre D 4810.

Guide technique de la distribution d'électricité

- Chapitre A 13 : "Mise à la terre du neutre HTA".
- Chapitre B 61-4 : "Protection des sources autonomes".
- Chapitre B 74-2 : "Installations BT de commande et de contrôle" ainsi que son annexe appelée brochure bleue.

Note GTER 891

"Protection des départs MT dans les postes HT/MT ruraux".

Rapport R 923/92

"Amélioration de la qualité de fourniture. Evolution du neutre MT et conséquences sur les matériels de réseau à Electricité de France".

Circulaire H75 ter

"La protection des réseaux aériens à moyenne tension".

