

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE
LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA
FACULTE DES HYDROCARBURES ET
DE LA CHIMIE



LABORATOIRE DE RECHERCHE SUR L'ECTRIFICATION DES ENTREPRISES
INDUSTRIELLES
(LREEI)

Mémoire

Présenté par :

Mr. Karakache Mohamed

En vue de l'obtention du titre de
Magister en Génie Electrique

Option : *Equipements Electriques Industriels*

THEME

CONTRIBUTION A L'ANALYSE DE LA SURETE DE FONCTIONNEMENT DU SYSTEME DE PROTECTION D'UN TURBOALTERNATEUR

Membres de Jury :19/02/2008

Mr L.Reffoufi
Melle B.Nadji
Mr D.Ouahdi
Mr M.Boudour
Mr M.Bouguerra

Pr Université de Boumerdes
CC Université de Boumerdes
MC Université de Boumerdes
MC USTHB
CC Université de Boumerdes

Président
Rapporteur
Examinateur
Examinateur
Examinateur

BOUMERDES 2008

Remerciements

*Ce travail a été effectué au Laboratoire de Recherche sur l'Electrification des Entreprises Industrielles (LREI) à l'Université de Boumerdès sous la direction scientifique de **Dr Mlle B.Nadji** Chargée de Cours à la Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie. Je tiens à lui exprimer mes plus vifs remerciements et ma profonde et respectueuse reconnaissance pour l'intérêt et la bienveillance avec lesquels elle a dirigé mes recherches.*

*J'exprime ma reconnaissance au **Pr. L. Reffoufi**, Professeur à la Faculté des Sciences de l'Ingénieur de l'Université de Boumerdès qui m'a fait l'honneur de présider mon Jury d'examen.*

*Mes remerciements s'adressent également aux **Dr.D.Ouahdi**, Maître de Conférence à la Faculté des Hydrocarbure et de la Chimie de l'Université de Boumerdès, au **Dr.M.Boudour**, Maître de Conférence à l'Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene ainsi qu'au **Dr.M.Bouguerra**, Chargé de Cours à la faculté des Hydrocarbure et de la Chimie de l'Université de Boumerdès, pour avoir accepté d'examiner et de juger ce travail.*

Je tiens à remercier tous mes amis, mes collègues, et les éléments du Laboratoire d'Electrification des Entreprise Industrielles et tous ceux qui ont contribué de près ou de loin afin de mener bien ce travail.

Abstract

Dependability is a concern of industrial systems. It includes four parameters; reliability, availability, maintainability and security. Dependability analysis is completed using many methods as fault trees methods, failure modes and effects analysis, reliability bloc diagrams methods...etc

Generator protection system is one of the complicated industrial systems incorporating many group elements; measurement transformer, relays, circuit breakers and wiring connectors.

Generally protection systems are described using four characteristics; dependability, sensitivity, rapidity and selectivity.

This work describes the use of the failure modes and effects analysis to identify the failures of generator protection system and fault tree to evaluate availability and security of different structures.

To accomplish this objective, we have proposed four chapters. The first one concerns the reviewing of dependability definitions, its methodology and the most used methods. Then, the protection system elements are studied; their characteristic and technology. The third chapter reviews the generator faults and the protective functions used to eliminate the effects of theses faults. Finally, we apply the methods describe to analyze the dependability of a typical generator protection system. The compromise between availability and security is shown as the sytem, which can assure the more important parameters, is shown.

Keywords: Dependability, Protection systems, Generator, Fault tree, Availability, Security, Failures, Redundancy.

Sommaire

Introduction	1
Chapitre 1 – Sûreté de fonctionnement, concepts et méthodes	3
1.1 Introduction.....	3
1.2 Historique.....	4
1.3 Notions fondamentales.....	5
1.3.1 Sûreté de fonctionnement.....	5
1.3.2 Systèmes et composants, définitions et caractéristiques.....	7
1.3.3 Défaillances. Définitions et classifications.....	9
1.3.4 Modes de défaillance.....	9
1.3.5 Taux de défaillance, taux de réparation, MTBF, MTTF, MUT.....	10
1.3.6 Données de fiabilité (ou de maintenabilité).....	13
1.3.7 Où trouve-t-on les données ?.....	13
1.3.8 Bases de données.....	14
1.3.9 Retour d'expérience.....	14
1.4 Analyse prévisionnelle de la sûreté de fonctionnement.....	15
1.5 Méthodes d'analyse de la sûreté de fonctionnement.....	17
1.5.1 Analyse des modes de défaillance et de leurs effets (AMDE)	17
1.5.1.1 Elaboration de l'AMDE.....	19
1.5.1.2 Présentation de l'analyse et de ses résultats.....	20
1.5.2 Méthode de l'arbre des défaillances.....	21
1.5.2.1 Principe de la méthode.....	21
1.5.2.2 Elaboration de l'arbre des défaillances.....	22
1.5.2.3 Coupe minimales.....	22
1.5.3 Analyse quantitative.....	23
1.5.3.1 Systèmes irréparables.....	23
1.5.3.2 Systèmes réparables.....	24
1.6 Conclusion.....	27

Chapitre 2- Eléments de base des systèmes de protection	28
2.1 Introduction.....	28
2.2 Nécessité d'une protection.....	28
2.3 Qualités requises d'un système de protection.....	30
2.3.1 Rapidité.....	30
2.3.2 Sélectivité.....	30
2.3.3 Sûreté de fonctionnement.....	30
2.3.4 Evolutivité.....	31
2.4 Eléments d'un système de protection.....	31
2.5 Réducteurs de mesure.....	32
2.5.1 Nécessité des réducteurs de mesure.....	32
2.5.2 Types de construction.....	33
2.5.2.1 Transformateurs de courant.....	34
2.5.2.2 Transformateurs de tension.....	35
2.5.3 Caractéristiques. Fonctionnement.....	35
2.6 Relais de protection.....	36
2.6.1 Généralités.....	36
2.6.2 Fonctions élémentaires de mesure.....	36
2.6.2.1 Relais de mesure de courant.....	36
2.6.2.2 Relais instantané de courant de phase.....	37
2.6.2.3 Relais instantané de courant à pourcentage.....	38
2.6.2.4 Relais de courant temporisé.....	38
2.6.2.5 Relais instantané des composantes symétriques de courant.....	38
2.6.2.6 Relais de mesure de tension.....	38
2.6.2.7 Relais de mesure d'impédance.....	39
2.6.3 Technologies des relais de protection.....	39
2.6.3.1 Relais électromagnétiques.....	39
2.6.3.2 Relais électroniques analogiques.....	40
2.6.3.3 Relais électroniques numériques.....	40
2.7 Disjoncteurs.....	41
2.7.1 Présentation générale.....	41
2.7.2 Constitution.....	42

2.7.3	Couper avec l'arc électrique.....	43
2.7.4	Mécanisme de commande.....	44
2.7.4.1	Commande pneumatique	44
2.7.4.2	Commande hydraulique.....	44
2.7.4.3	Commande mécanique à ressort.....	45
2.8	Conclusion.....	45
Chapitre 3-	Protection des turboalternateurs.....	46
3.1	Introduction.....	46
3.2	Notions de base.....	47
3.3	Différents types des défauts de fonctionnement des turboalternateurs	48
3.3.1	Défauts d'origine interne.....	49
3.3.2	Défauts d'origine externe	51
3.4	Différentes fonctions de protection nécessaire pour un turboalternateur.....	52
3.4.1	Protection contre les défauts enroulements statoriques – Masse.....	52
3.4.2	Protections contres les défauts entre phases.....	53
3.4.3	Défauts entre spires d'une même phase.....	56
3.4.4	Mise à la masse de l'enroulement rotorique.....	57
3.4.5	Surintensités au stator.....	58
3.4.6	Déséquilibres du courant statorique	59
3.4.7	Marche en moteur synchrone (retour d'énergie).....	60
3.4.8	Surtensions du stator.....	61
3.4.9	Baisses de tension.....	61
3.4.10	Rupture de synchronisme.....	61
3.4.11	Variations de fréquence.....	63
3.4.12	Protection contre la perte du signal des transformateurs de tension.....	64
3.4.13	Protection contre la défaillance du disjoncteur de l'alternateur.....	65
3.5	Configuration d'un système typique et matrice de déclenchement.....	66
3.6	Conclusion.....	70

Chapitre 4- Analyse de la sûreté de fonctionnement d'un système de protection d'un turboalternateur	71
4.1 Introduction	71
4.2 Analyse de la sûreté de fonctionnement d'un système de protection typique	72
4.2.1 Présentation d'un système typique.....	72
4.2.2 Analyse qualitative	75
4.2.2.1 Elaboration d'une analyse de mode des défaillances et de leurs effets	75
4.2.2.2 Présentation des résultats de l'AMDE.....	76
4.2.3 Analyse quantitative.....	78
4.2.3.1 Construction de l'arbre de défaillance pour un système simple.....	79
4.2.3.2 Evaluation de la disponibilité d'un système simple.....	81
4.2.3.3 Etude de la sécurité d'un système simple	83
4.3 Etude de l'influence de la structure du système sur les paramètres disponibilité sécurité du système de protection.....	83
4.3.1 Présentation des différentes structures de redondance.....	83
4.3.2 Etude de l'influence des différentes structures sur les paramètres de la sûreté de fonctionnement du système de protection	84
4.3.3 Analyse des résultats obtenus.....	99
4.4 Conclusion.....	99
Conclusion générale	100
Références bibliographiques	102

Liste des figures

N° de la figure	Titre de la figure	Page
1.1	<i>Attributs de la sûreté de fonctionnement (SdF)</i>	7
1.2	<i>Taux de défaillance d'une série de composants : Courbe en baignoire</i>	11
1.3	<i>Représentation du MTTF, MUT, MDT, MTBF</i>	12
1.4	<i>Etapas principales de l'analyse prévisionnelle de la sûreté de fonctionnement d'un système</i>	18
1.5	<i>Etapas de l'élaboration de l'AMDE</i>	20
1.6	<i>Représentation schématique de l'analyse de chaque événement intermédiaire</i>	25
1.7	<i>Représentation schématique de l'élaboration de l'arbre de causes</i>	26
2.1	<i>Eléments d'un système de protection</i>	32
2.2	<i>Relais électromagnétique</i>	40
3.1. a	<i>Raccordement du turboalternateur au réseau électrique avec la méthode directe</i>	48
3.1. b	<i>Raccordement du turboalternateur au réseau électrique à travers un transformateur élévateur</i>	49
3.2. a	<i>Méthode de mise à la terre du neutre d'un turboalternateur</i>	49
3.3. a	<i>Protection contre les défauts stator-masse pour un turboalternateur mise à la terre une petite impédance</i>	54
3.4. b	<i>Protection contre les défauts stator-masse pour un turboalternateur mise à la terre une grande impédance</i>	54
3.4	<i>Protection contre les défauts entre phases pour un alternateur</i>	56
3.5	<i>Protection contre es défauts entre phases pour un alternateur Caractéristique de fonctionnement</i>	56
3.6	<i>Protection contre la mise à la terre du circuit rotorique</i>	58
3.7	<i>Détection de la perte du signal du transformateur de tension</i>	64
3.8	<i>Principe de protection contre la défaillance du disjoncteur de l'alternateur</i>	65
3.9	<i>Limites de fonctionnement d'un alternateur</i>	66
3.10	<i>Caractéristique d'un relais à impédance à deux zones</i>	67
3.11	<i>Différentes protections nécessaires pour un alternateur</i>	69
4.1	<i>Différentes fonctions de protection nécessaires à un turboalternateur (Relais numérique de type M-3420)</i>	74
4.2	<i>Protection différentielle pour le turboalternateur</i>	79
4.3	<i>Construction de l'arbre de défaillances pour le cas d'une défaillance de la protection différentielle (87G) pour système simple</i>	80
4.4. a	<i>Système simple (un seul relais)</i>	85
4.4. b	<i>Systèmes de type un parmi deux</i>	85
4.4. c	<i>Systèmes de type un parmi deux</i>	85
4.4. d	<i>Systèmes de type deux parmi trois</i>	85
4.6	<i>Figure 4.6 Arbre défaillance pour un système simple pour calcul de la disponibilité</i>	87

4.7	<i>Arbre défaillance pour un système un parmi deux pour calcul de la disponibilité</i>	87,88
4.8	<i>Arbre défaillance pour un système deux parmi deux pour calcul de la disponibilité</i>	89,90
4.9	<i>Arbre défaillance pour un système deux parmi trois pour calcul de la disponibilité</i>	90, 91, 92, 93
4.10	<i>Arbre de défaillance pour le calcul de la sécurité pour un système simple</i>	94
4.11	<i>Arbre de défaillance pour le calcul de la sécurité pour un système de type un parmi deux</i>	94
4.12	<i>Arbre de défaillance pour le calcul de la sécurité pour un système de type deux parmi deux</i>	95
4.13	<i>Arbre de défaillance pour le calcul de la sécurité pour un système de type deux parmi trois</i>	95, 96, 97, 98

Liste des tableaux

N° du tableau	Titre du tableau	Page
1.1	<i>Représentation des résultats d'une AMDE</i>	21
3.1	<i>Table ou matrice de déclenchement pour le cas d'une protection d'un turboalternateur</i>	66
4.1	<i>AMDE appliquée aux éléments du système de protection</i>	77
4.2	<i>Notations utilisées pour la construction de l'arbre des causes avec Fault Tree+ V11.0</i>	80
4.3	<i>Valeurs des indisponibilités des éléments du système de protection exploités</i>	81
4.4	<i>Valeurs obtenues avec Fault Tree +11.0</i>	98

Symboles

Symbole	Signification
21	Relais à impédance
24	Protection volt/hertz pour la surexcitation de l'alternateur
32	Relais de retour de puissance, protection contre la marche en moteur de l'alternateur
40	Protection contre la perte d'excitation
46	Protection contre la séquence négative du courant pour l'alternateur
51GN	Protection instantanée à maximum de courant
59	Protection à maximum de tension
59GN	Relais à maximum de courant. Protection contre les défauts à la terre de l'enroulement statorique
60	Protection contre la perte des fusibles des transformateurs de tension
64F	Protection contre la mise à la terre du circuit rotorique
78	Protection contre la perte du synchronisme
81	Relais à fréquence (baisse de fréquence et augmentation de fréquence)
87G	Relais différentiel, protection contre les défauts entre phases
87T	Relais différentiel, protection du transformateur
87U	Relais différentiel, protection de l'unité alternateur- transformateur
TC	Transformateur de courant
VT	Transformateurs de tension
R(t)	Fiabilité
A(t)	Disponibilité
M(t)	Maintenabilité
SDF	Sureté de fonctionnement
AMDE	Analyse des modes des défaillances et de leurs effets
52	disjoncteur

Introduction

Depuis l'antiquité, l'homme cherchait à se servir d'outils fiables. Avec le progrès enregistré au niveau de l'industrie et les incidents des guerres, le terme fiabilité trouvait plus d'importance et se généralise à celui appelé sûreté de fonctionnement en association avec d'autres termes : la disponibilité, la maintenabilité et la sécurité pour donner naissance à la discipline appelée sûreté de fonctionnement des systèmes industriels. Des méthodologies d'analyse ainsi que des méthodes de calcul et de modélisation ont été introduites.

Les concepteurs des systèmes de puissance électrique cherchent de leur part à faire la conception du système en tenant compte des paramètres de la sûreté de fonctionnement. Pour pallier les contraintes du marché concurrentiel, ils cherchent à concevoir un système assurant la délivrance de l'énergie électrique aux utilisateurs sans discontinuité tout en assurant la mise hors danger des différents éléments du système de puissance dont l'endommagement est coûteux pour les investisseurs dans le réseau comme les utilisateurs du réseau.

Le système de protection du turboalternateur se considère parmi les systèmes les plus importants incorporés dans tout système de puissance. Il est conçu pour éviter l'endommagement du turboalternateur, noyau du système électrique lors de son fonctionnement en régime de défaut ; courts circuits entre phases ou phase terres, mais aussi conditions de fonctionnement anormales. Un tel système devrait assurer la détection du défaut dès son apparition pour prévenir contre ses effets nuisibles à l'alternateur en effectuant le mode de déclenchement convenable, mais il devrait aussi assurer une continuité du service ; disponibilité de l'énergie électrique. En court, il devrait répondre le mieux aux critères de sûreté de fonctionnement.

Une étude prévisionnelle de la sûreté de fonctionnement du système de protection du turboalternateur est donc indispensable avant son incorporation dans un système de puissance. Cette étude permet de mieux désigner les éléments du système de protection, comme elle permet de choisir l'architecture optimale répondant à tous les critères d'utilisation. Une telle

étude est aussi indispensable pour les exploitants d'anciens systèmes basés sur les anciennes technologies pour une possible amélioration de performances.

Dans ce présent travail, une étude prévisionnelle de la sûreté de fonctionnement d'un système typique de protection d'un turboalternateur est présentée. Dans le but d'identifier les causes d'une défaillance d'un tel système, d'estimer en terme de valeur les paramètres de la sûreté de fonctionnement et la comparaison entre différents schémas possibles en termes de ces paramètres.

Effectuer une telle étude nécessite une connaissance de la méthodologie à suivre, des méthodes les plus appropriés à utiliser, une connaissance des différents composants du système et la coordination entre ces éléments.

Notre mémoire est divisé en quatre chapitres. Le premier chapitre est consacré à une recherche bibliographique sur les notions de la sûreté de fonctionnement et les principales méthodes utilisées pour effectuer une étude pour un système industriel. Le deuxième chapitre est consacré à une étude des différents éléments d'un système de protection, leurs principes de fonctionnement et leurs différentes technologies. Dans le troisième chapitre, les différents défauts qui peuvent atteindre le turboalternateur sont étudiés ainsi que les méthodes appropriées pour leur détection et aussi leur élimination. Le dernier chapitre est consacré à Une analyse qualitative de la sûreté de fonctionnement avec l'AMDE, complétée par une évaluation de la disponibilité et de la sécurité avec la méthode de l'arbre des défaillances, du système de protection d'un turboalternateur. Enfin nous effectuons une comparaison entre plusieurs structures du système de protection.

Chapitre 1

Sûreté de Fonctionnement, Concepts et Méthodes

1.1 Introduction

Les techniques de la sûreté de fonctionnement (fiabilité, disponibilité, maintenabilité, et sécurité) ou notée en terme anglo-saxon RAMS, (Reliability, Availability, Maintainability and Security) se sont développées tardivement par rapport aux techniques, maintenant classiques, des diverses disciplines de l'art de l'ingénieur.

De nombreux standards et guides ont été désignés pour la mise en clair de cette discipline. Ces références vont de celles qui traitent un seul concept à part à celles qui vont de la notion de sûreté de fonctionnement pour développer les autres notions. [1, 25, 26, 28,34]

Nous rappelons avant tout de l'historique de la sûreté de fonctionnement pour donner les notions fondamentales telles qu'elles sont rapportées par les standards les plus récents. Nous exposons enfin les méthodes les plus utilisées lors d'une démarche d'approche SdF.

1.2 Historique

L'historique de la sûreté de fonctionnement est bien relaté dans [1, 25, 26,34]. Nous rappelons ici les étapes les plus impressionnantes. Selon A. Leroy et J.P. Signoret [1], l'entre-deux-guerres voit émerger les concepts de fiabilité et de taux de défaillance dans l'aéronautique suite à la comparaison des fréquences des pannes des avions bimoteurs et quadrimoteurs et au calcul de ratios, nombre de pannes/nombre d'heures de vol.

À partir de la deuxième guerre mondiale, une discipline se développe sous le nom de « théorie de la fiabilité ». Les décennies 1940 et 1950 sont caractérisées par la découverte de l'efficacité d'une approche probabiliste appliquée à l'électronique dans l'aéronautique, la défense et le nucléaire. La formulation de ce qui nous paraît évident aujourd'hui – la probabilité de succès d'une chaîne de composants est le produit des probabilités de succès de chacun des composants fut l'origine d'un développement très rapide dans les domaines cités. Cette période fut aussi celle d'un développement rapide de l'électronique qui introduit

des composants nombreux dont les défaillances individuelles sont imprévisibles à ce stade des connaissances, mais dont les défaillances collectives présentent des régularités statistiques; sur un lot de composants homogène, on sait prédire avec une bonne confiance le nombre de défaillances par unité de temps qui vont se produire alors qu'on reste totalement incapable de prédire quel composant va tomber en panne et quand.

Les décennies 1960 et 1970 sont marquées par les tentatives de généraliser cette approche probabiliste si réussie à d'autres « composants » : mécaniques, hydrauliques, électriques, puis aux hommes, aux logiciels... et l'extension de l'approche au retour à la normale (à la fiabilité vient s'ajouter la maintenabilité). En même temps se développent des méthodes permettant de maîtriser les risques de systèmes complexes (centrale nucléaire, supersonique...) et non plus simplement de chaînes de composants (même complexes). Ces démarches sont conduites par les équipes constituées autour de la « théorie de la fiabilité ». Cependant elles rejoignent la prise en compte des risques qui a toujours accompagné les activités à risque comme le transport. Ces activités, dès leur prime jeunesse, ont dû maîtriser les risques d'accidents. Elles ont développé des approches déterministes très poussées et se sont essentiellement appuyées sur le surdimensionnement, la redondance et l'analyse logique pour assurer la sécurité. L'apport des approches probabilistes permet de chercher à ajuster les mesures de prévention des événements aléatoires au lieu de rester abrité derrière des normes de dimensionnement larges et coûteuses.

À partir de la décennie 1980, les efforts entrepris dans tant de directions s'approfondissent, mais aussi tendent à se rejoindre pour constituer cette discipline d'application très étendue qu'est aujourd'hui la sûreté de fonctionnement.

On note les développements suivants :

- Constitution de bases de données de fiabilité ;
- Début de normalisation en matière de sûreté de fonctionnement ;
- Développement des méthodes d'analyse, de modélisation, de représentation
- Des systèmes complexes ;
- Développement de logiciels de calculs ;
- Développement de logiciels de modélisation ;
- Campagnes d'essais pour recueillir des données de fiabilité ;
- Utilisation large ou ciblée de la sûreté de fonctionnement dans la plupart des industries ;

- Utilisation de la sûreté de fonctionnement pour maîtriser tout type de risque industriel (et peu à peu des risques juridiques, individuels, financiers, etc.) et non seulement la sécurité ;
- Apparition et développement des clauses contractuelles de sûreté de fonctionnement et des exigences légales et réglementaires de sûreté de fonctionnement ;
- Besoin croissant de connaissances pointues dans les domaines scientifiques concernés dans les systèmes complexes : systèmes programmés, sciences humaines et sociales.

Aujourd'hui, le terme « sûreté de fonctionnement » recouvre l'ensemble des moyens qui permettent de se donner et de transmettre une confiance justifiée dans le succès d'un projet, d'une activité et son innocuité.

1.3 Notions fondamentales :

Les notions de base de la sûreté de fonctionnement faisaient le souci des spécialistes depuis son apparition, de nouveaux concepts ont été introduits avec le temps. Les définitions apportées ici sont celles données par les standards internationaux [1, 25,26].

1.3.1 Sûreté de fonctionnement :

Au sens large, la sûreté de fonctionnement sera définie comme la science des défaillances ; elle inclut leur connaissance, leur évaluation, leur prévision, leur mesure et leur maîtrise [1].

Au sens strict, la sûreté de fonctionnement est l'aptitude d'une entité à satisfaire une ou plusieurs fonctions requises dans des conditions données. Elle peut être caractérisée par les concepts suivants (figure 1.1):

- *La fiabilité* : c'est l'aptitude d'une entité à accomplir une fonction requise dans des conditions données, pendant une durée donnée. La fiabilité est généralement mesurée par la probabilité qu'une entité E accomplisse une fonction requise, dans les conditions données, pendant l'intervalle $[0, t]$:

$$R(t) = P[E \text{ non défaillante sur } [0, t]] \quad (1.1)$$

L'aptitude contraire sera dénommée « dé fiabilité » ; sa mesure est notée $\check{R}(t)$:

$$\check{R}(t) = 1 - R(t) \quad (1.2)$$

– *La disponibilité* : C'est l'aptitude d'une entité à être en état d'accomplir une fonction requise dans des conditions données et à un instant donné. La disponibilité est généralement mesurée par la probabilité qu'une entité E soit en état d'accomplir une fonction requise dans des conditions données et à un instant donné :

$$A(t) = P[\text{E non défaillante à l'instant } t] \quad (1.3)$$

L'aptitude contraire sera dénommée « indisponibilité » ; sa mesure est notée $\bar{A}(t)$:

$$\bar{A}(t) = 1 - A(t) \quad (1.4)$$

De nombreux concepts liés à celui de disponibilité ont été définis ; exemple : durée de disponibilité, durée d'indisponibilité, état de disponibilité, MDT...etc.

– *La maintenabilité* : C'est l'aptitude d'une entité à être maintenue ou rétablie dans un état dans lequel elle peut accomplir une fonction requise, lorsque la maintenance est accomplie dans des conditions données avec des procédures et des moyens prescrits.

La maintenance est généralement mesurée par la probabilité que la maintenance d'une entité (E) accomplie dans des conditions données, avec des procédures et des moyens prescrits, soit achevée au temps t, sachant que l'entité de défaillance au temps t :

$$M(t) = P[\text{la maintenance de E est achevée au temps } t] \quad (1.5.a)$$

Dans un souci de simplification, on peut écrire :

$$M(t) = P[\text{E est réparée sur } [0, t]] \quad (1.5.b)$$

L'aptitude contraire sera dénommée « immaintenabilité » ; sa mesure est notée $\bar{M}(t)$:

$$\bar{M}(t) = 1 - M(t) \quad (1.6)$$

Cette notion ne concerne que les systèmes réparables. En d'autres termes la maintenabilité caractérise l'aptitude d'un système à l'accomplissement de sa fonction (ou de ses fonctions) après une défaillance.

– *La sécurité* : C'est l'aptitude d'une entité à éviter de faire apparaître dans des conditions données, des événements critiques ou catastrophiques.

La sécurité est généralement mesurée par la probabilité qu'une entité E évite de faire apparaître, dans des conditions données, des événements critiques ou catastrophiques.

L'aptitude contraire sera dénommée « insécurité ».

D'une manière générale d'autres concepts ont été introduits ces dernières années ; ils peuvent être également inclus dans celui de sûreté de fonctionnement. Parmi eux on cite: la durabilité, la continuité, la serviabilité.

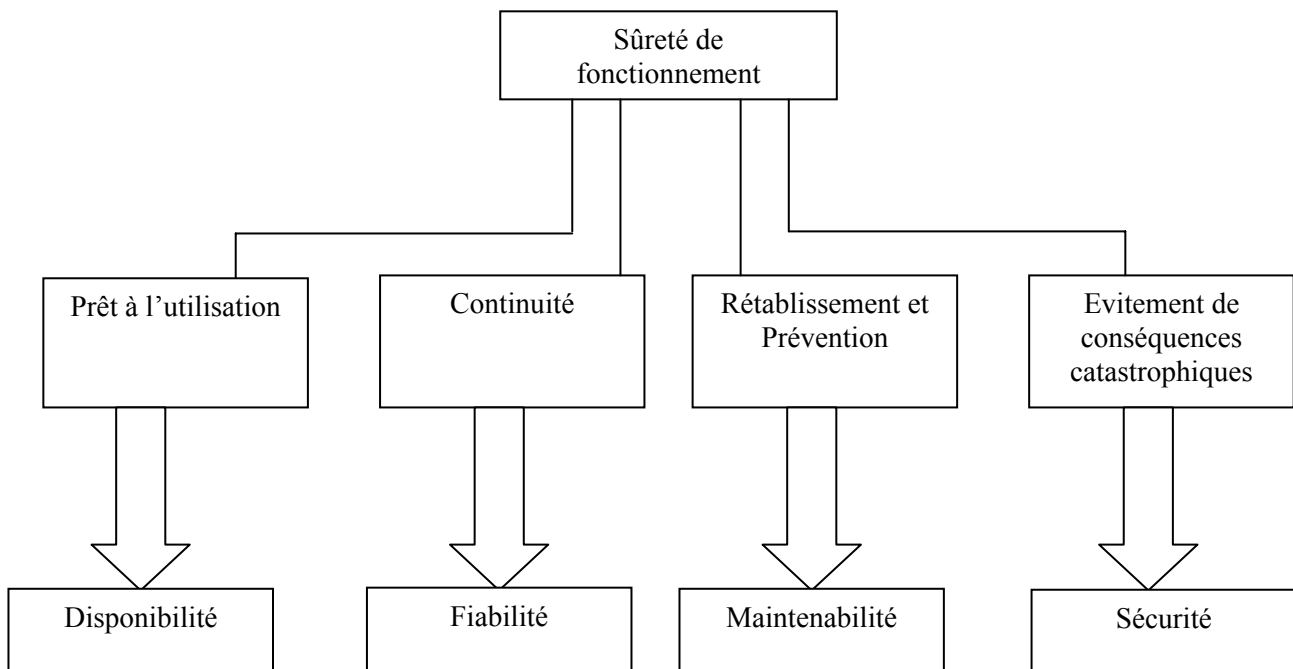


Figure 1.1 : Attributs de la sûreté de fonctionnement (SdF)

1.3.2 Systèmes et composants, définitions et caractéristiques :

Un système est défini comme un ensemble d'éléments discrets (ou composants) interconnectés ou en interaction. [1]

Le mot « déterminé » implique que le système est identifiable. Il faut noter que la définition indique que le système est fait de composants en interaction ; ce qui veut dire que si la nature physique d'un système ou d'un composant se modifie à la suite d'une défaillance, le système est lui-même modifié.

Les systèmes peuvent être de diverses natures technologiques :

- Systèmes électriques ou électroniques, logiques ou analogiques, de contrôle-commande ;
- Systèmes mécaniques ;
- Systèmes programmés, systèmes de traitement de l'information.

Tout système se définit généralement par une ou plusieurs fonctions (ou missions) à accomplir dans des conditions et dans un environnement donné (performances requises) à partir de composants déterminés.

Les caractéristiques les plus importantes d'un système, qui méritent d'être précisées avant l'analyse sont :

- *Les fonctions du système* : les fonctions principales, les fonctions secondaires et les degrés d'importance de ces fonctions.
- *La structure du système* : les différents composants, leurs rôles, leurs caractéristiques et leurs performances.
- *Les conditions de fonctionnement du système* : les états de fonctionnement, les conditions de fonctionnement des composants et du système, les changements de configuration. D'une manière générale, il est essentiel de connaître ou de définir les différentes procédures de conduite du système, les consignes données aux opérateurs en cas d'incident ou d'accident...
- *Les conditions d'exploitations du système* : les conditions d'interventions sur le système (alarmes, inspections, vérifications, tests périodiques...), les conditions d'interventions sur le système (maintenance préventive, corrective...), les spécifications techniques d'exploitation c'est-à-dire les conditions à respecter pour exploiter le système...
- *L'environnement du système* : les autres systèmes élémentaires de l'installation ou du processus global dans lequel se situe le système étudié (les systèmes auxiliaires par exemple), l'ensemble des opérateurs humains intervenant sur le système, l'environnement proprement dit qui peut se manifester par des conditions ambiantes défavorables (poussière, humidité) des conditions météorologiques particulières (gel,

neige) ou agressions externes d'origine naturelle (séisme) ou industrielle (chute d'avion...)

Au cours des différentes étapes du projet d'un système, toutes ces données ne sont pas connues d'emblée, et par conséquent des approximations et hypothèses sont nécessaires. Au fur et à mesure que la conception du système progresse et que ces différentes informations peuvent être précisées, les analyses de sûreté de fonctionnement devront être corrigées, modifiées, c'est-à-dire réactualisées.

1.3.3 Défaillances : Définitions et classification :

Venons maintenant aux concepts de défaillance. On utilisera ici les définitions souvent admises par la Commission Electrotechnique Internationale [1].

La défaillance est définie comme la « cessation de l'aptitude d'une entité à accomplir une fonction requise ». On dira qu'une entité connaît une défaillance lorsqu'elle n'est plus en mesure de remplir sa (ou ses) fonction (s).

Les défaillances peuvent être classifiées de diverses manières :

- *En fonction de la rapidité de leur manifestation* : défaillance progressive, défaillance soudaine.
- *En fonction de leur amplitude* : défaillance partielle, défaillance complète.
- En fonction de leur date d'apparition dans la vie du système.
- *En fonction des effets* : effets mineurs, effets significatifs, effets critiques, effets catastrophiques.
- *En fonction des causes* : défaillance première, défaillance seconde, défaillance de commande.

1.3.4 Modes de défaillance :

Après avoir défini le concept de défaillance et de cause de défaillance, il est important d'introduire celui de modes de défaillance. La commission Electrotechnique Internationale propose la définition suivante : « Un mode de défaillance est l'effet par lequel une défaillance est observée ». [1, 22, 25,26]

Ainsi à chaque défaillance d'un composant, on associe des modes de défaillance et des causes de défaillance ; les modes sont générés par les causes de défaillance, un mode de défaillance représentant l'effet (ou les effets) par lequel se manifeste la cause de défaillance. Les

défaillances d'un composant ont des effets sur les fonctions de celui-ci ; le mode de défaillance sera dénommé du nom de l'effet.

1.3.5 Taux de défaillance, taux de réparation, MTBF, MTTF, MUT

Les notions de fiabilité et de maintenabilité d'une entité étant définies, on peut utiliser les mathématiques pour définir à partir des fonctions $R(t)$ et $M(t)$ de nouvelles grandeurs.

– Le *taux de défaillance*, généralement noté $\lambda(t)$, est :

$$\lambda(t) = \frac{-dR(t)/dt}{R(t)} \quad (1.7)$$

Il représente l'intensité de défaillance en fonction du temps. C'est la probabilité conditionnelle, divisée par dt , de tomber en panne entre t et $t + dt$ sachant qu'au temps t l'entité n'est pas défaillante. L'hypothèse est très souvent faite que ce taux de défaillance est constant (indépendant du temps). Alors la loi de fiabilité prend une forme facile à manipuler de :

$$R(t) = \exp(-\lambda t) \quad (1.8)$$

En fait, cette hypothèse très pratique est assez audacieuse, mais l'expérience a montré que, pour de nombreuses catégories de composants, il y avait une période assez longue entre la jeunesse et la vieillesse pendant laquelle cette hypothèse était une approximation tout à fait acceptable (encore faut-il vérifier qu'on exploitera effectivement cette seule période de la vie des composants si on a pris cette hypothèse pour les calculs prévisionnels). On constate souvent que la courbe représentant le taux de défaillance d'une série de composants en fonction du temps à la forme dite « courbe en baignoire » (figure 1.2) :

- La décroissance rapide de la fréquence des défaillances correspond au « déverminage » et à l'élimination des défauts de jeunesse ;
- Le fond de la baignoire correspond à la période de maturité où le taux de fiabilité des composants est le meilleur et, souvent, à peu près constant ;
- Enfin, la remontée progressive de la fréquence des défaillances correspond à la vieillesse.

Si cette évolution est connue, on arrête généralement l'utilisation de ces composants avant que cette remontée du taux de défaillance soit significative. Si le retrait des composants n'est pas intervenu avant pour d'autres raisons, il intervient là en raison de la dégradation de la fiabilité. Dans ce cas, la durée de vie des composants a été déterminée par leur fiabilité. Contrairement à ce qui est souvent sous-entendu, la durée de vie d'un composant n'est pas nécessairement déterminée par la sortie de sa fiabilité des taux acceptables ; elle peut s'achever avant par l'arrivée sur le marché d'un concurrent préférable, par la disparition du besoin, par une exigence de performance qu'il ne peut satisfaire, etc. Ne pas prendre en considération la durée de vie réaliste du composant (avec toutes les raisons qui peuvent mettre fin à son utilisation), revient à concevoir et bâtir pour l'éternité, ce qui expose à retenir des exigences de sûreté de fonctionnement excessives.

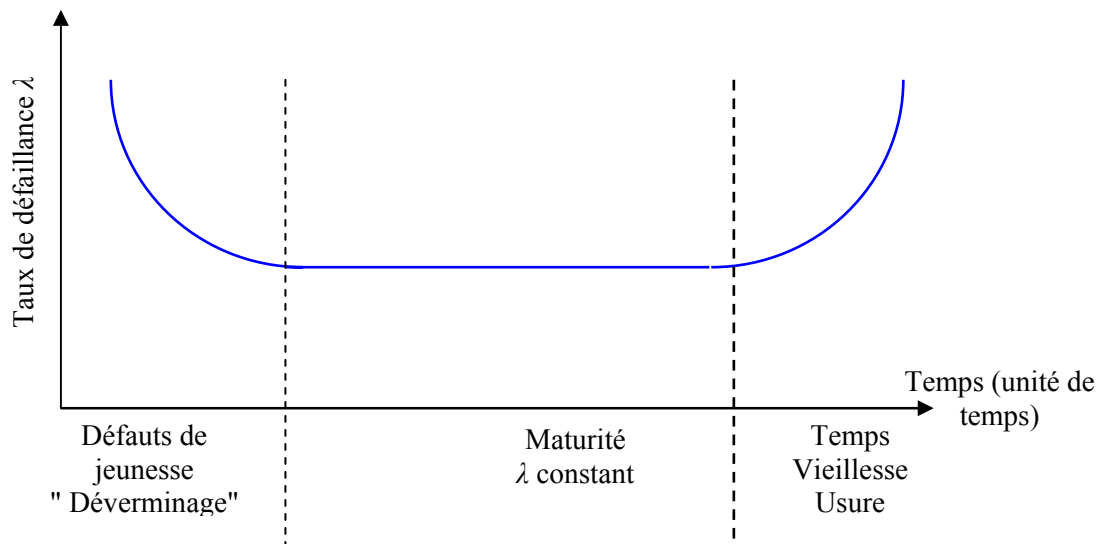


Figure 1.2 : Taux de défaillance d'une série de composants :
Courbe en baignoire

- Le taux de réparation, généralement noté $\mu(t)$, est :

$$u(t) = \frac{-dM(t)/dt}{M(t)} \quad (1.9)$$

Si on le suppose constant :

On aura :

$$M(t) = \exp(-\mu t) \quad (1.10)$$

– *MTBF*, *MTTR*, *MTTF*, *MUT* : Couramment, on utilise aussi la moyenne des temps de bon fonctionnement ou *MTBF*, mais ce paramètre très apprécié fait l'objet de confusions qui peuvent porter à conséquence. À l'origine des confusions, il y a un jeu de mots : en anglo-américain, on utilise les deux sigles *MTTF* (*Mean Time To Failure*) et *MTBF* (*Mean Time Between Failures*). Ce dernier sigle peut donc se transposer directement en français en *MTBF* (Moyenne des Temps de Bon Fonctionnement), mais pas avec la même signification.

Le *MTTF* est la moyenne des durées de fonctionnement de l'instant 0 à la première défaillance. Le *MTBF* est la moyenne des temps séparant deux défaillances consécutives. Pour une entité réparable, connaissant une alternance de périodes de fonctionnement ininterrompu et de périodes de remise en état de fonctionnement, le *MTBF* est la moyenne de durées dont chacune est constituée d'une période de remise en état après défaillance suivie d'une période de fonctionnement ininterrompu.

On appelle *MUT* (*Mean Up Time*) la moyenne des temps de fonctionnement. En général, un système satisfaisant connaît des périodes de panne beaucoup plus courtes que les périodes de bon fonctionnement ininterrompu ; de ce fait, le *MTBF* est à peine plus élevé que le *MUT* et la confusion entre les deux peu importante. Parmi les erreurs d'interprétation les plus courantes touchant le *MTBF*, il y a celle qui consiste à croire que le *MTBF* est le temps pendant lequel on peut espérer être épargné par les défaillances. Pour illustrer le danger de ce type d'interprétation, considérons le cas très usuel où l'hypothèse du taux de défaillance constant est retenue.

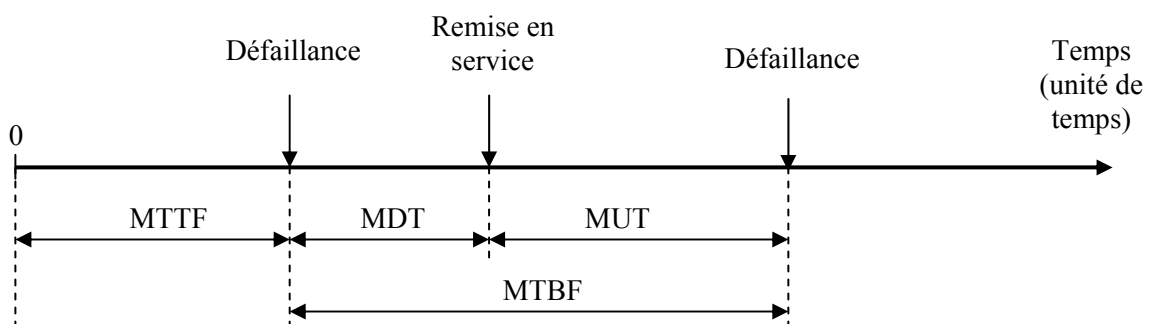


Figure 1.3 : Représentation du *MTTF*, *MUT*, *MDT*, *MTBF*

1.3.6 Données de fiabilité (ou de maintenabilité)

Comme nous l'avons souligné, une démarche de sûreté de fonctionnement exploite des connaissances. Sans connaissances, il n'y a pas d'analyse de risques possible. Ces connaissances sont de nature qualitative (fonctionnements des systèmes, sensibilités aux agressions, enchaînements causes – conséquences...) et de nature quantitative ou chiffrée : ce sont, par exemple, des taux de défaillance de composants, des fréquences de telles ou telles conditions de température, de crue, etc., des probabilités d'événements, des probabilités conditionnelles, des coûts d'événements, des étendues d'atteinte à l'environnement, etc.

Parmi toutes ces connaissances utiles, certaines s'expriment par des probabilités, soit que l'on ait affaire à des phénomènes réellement aléatoires, soit que l'on ait affaire à un ensemble complexe de phénomènes sans doute déterministes mais mal connus et que la loi des grands nombres permet d'approcher de façon pertinente, pour le niveau des décisions en jeu, sous forme d'une loi de probabilité. Ces données probabilistes occupent le devant de l'affiche à tel point que l'on peut penser que la sûreté de fonctionnement n'est faite que de calcul de probabilités. Cette impression est d'ailleurs entretenue par beaucoup de formations à la SdF qui commencent par des « rappels de probabilité ». En fait, cette partie de la SdF est la plus visible parce que la plus technique, celle qui justifie le plus une expertise de spécialiste et celle qui, par sa technicité et l'importance des mathématiques, donne la plus forte impression de certitude, d'objectivité... Or, si la rigueur des calculs est inattaquable, la valeur des conclusions dépend totalement de la validité de la représentation de la réalité par les objets mathématiques utilisés (lois de probabilité, liens logiques, valeurs des paramètres, etc.) et de l'exactitude des données utilisées.

1.3.7 Où trouve-t-on les données ?

Les modèles mis au point et reconnus par la recherche scientifique depuis des siècles et jusqu'à nos jours, les expériences cumulées par les uns et les autres constituent les réserves d'informations à disposition des « fiabilistes ».

Deux démarches spécifiques à la sûreté de fonctionnement jouent un rôle essentiel : les bases de données et le retour d'expérience. Bien souvent, manquant de données nécessaires, on organise des essais et des tests pour produire de la connaissance, de l'expérience, donc des données.

1.3.8 Bases de données

La possession ou l'accès aux données de fiabilité ou de maintenabilité sont une ressource extrêmement précieuse pour évaluer des risques. Ces données peuvent être propres au système dont on a la charge et il faut constituer soi-même sa base de données. L'emprunt à d'autres bases de données qu'on sait adapter à son cas, les essais préalables, le retour d'expérience sont les sources principales. Ces données peuvent, au moins en partie, être communes à d'autres systèmes et l'effort de constitution des bases pourrait être partagé.

Les composants de base en électronique d'abord, puis dans d'autres domaines, étant communs à de nombreuses industries, on a réuni dans des bases de données publiques ou privées, d'accès gratuits ou payants, des données comme des tableaux de taux de défaillance de composants. Cette mutualisation peut être le fait d'une action publique ; divers organismes publics comme le CNET en France ont mis ou mettent gratuitement à disposition des bases de données de fiabilité. Cela peut être des activités de service public accessibles à titre onéreux ou des activités commerciales. Elle est aussi assez souvent le fait de groupements d'entreprises ou de branches professionnelles qui constituent des bases de données privées accessibles seulement aux membres qui en assurent l'alimentation et le financement. Certains fournisseurs accompagnent leurs fournitures de données des lois de fiabilité, des taux de défaillance – et, dans certains cas, s'engagent sur celles-ci. Bien des industriels constituent leurs propres bases de données et les enrichissent par des échanges avec d'autres entreprises.

1.3.9 Retour d'expérience

Le principe du retour d'expérience est d'améliorer sa connaissance du système par l'observation, le recueil, l'analyse, le traitement des informations relatives au fonctionnement réel du système, à son environnement, à son impact sur son environnement. [2,26, 28]

Améliorer sa connaissance, ce peut être la compléter, l'enrichir, la rectifier, mais c'est certainement réduire les incertitudes et augmenter la confiance sur la connaissance que l'on a du système. On considère généralement que le retour d'expérience consiste à remplir des bases de données avec les caractéristiques des événements redoutés qui se produisent, au fur et à mesure de leurs survenues. Une démarche de retour d'expérience est bien plus que cela et, pour être la plus utile et la moins coûteuse, ne consiste pas forcément à recueillir systématiquement ces descriptions d'événements.

Le retour d'expérience n'est pas une démarche ponctuelle, opportuniste. Elle demande de la durée ; il s'agit donc d'un investissement. C'est à l'occasion de décisions dans lesquelles des

analyses de risques sont prises en compte qu'il joue un rôle. Du fait que l'analyse de risques s'appuyait sur la connaissance du système, de son environnement, de son utilisation, etc. Il y a toujours de grandes incertitudes dans cette connaissance (pas seulement dans les données quantitatives, mais aussi dans la connaissance des fonctionnements du système). Le retour d'expérience a pour but de réduire ces incertitudes, en corrigeant, éventuellement, des erreurs. Un retour d'expérience peut être optimal si l'on a pu anticiper les connaissances qui entreront un jour ou l'autre dans des analyses de risque nécessaires à des décisions, si l'on a pu prévoir le niveau de précision juste nécessaire pour optimiser la décision. Alors, on peut organiser et dimensionner un retour d'expérience pour satisfaire précisément ces besoins... ni trop, ni trop peu. Un retour d'expérience, qui recueille des informations (permettant de connaître la réalité des scénarios possibles et la valeur réelle des paramètres de fiabilité ou de maintenabilité) et qui les traite, signale donc les écarts entre la réalité et les hypothèses des études de risque. De ce fait, il peut être à l'origine de décisions :

- Mesures conservatoires ;
- Révisions d'études de risques et mesures de réduction de risques complémentaires qui en découlent ; organisation d'investigations d'un suivi plus précis, plus fin.

1.4 Analyse prévisionnelle de la sûreté de fonctionnement d'un système :

L'analyse de système est un processus orienté vers l'acquisition, l'investigation et le traitement ordonnés d'informations spécifiques au système et pertinent vis-à-vis d'une décision ou d'un objectif donné, ce processus aboutit à l'obtention d'un modèle du système.

On distingue habituellement et schématiquement quatre étapes principales dans l'analyse prévisionnelle de la sûreté de fonctionnement d'un système (figure 1.4).

– *Analyse technique et fonctionnelle* : C'est l'étape de recueil des premières informations relatives au système et à ces caractéristiques techniques et fonctionnelles. On cherchera notamment à recueillir les informations relatives aux composants constituant le système. Une première analyse fonctionnelle doit aboutir à identifier et à définir les limites extérieures du système. C'est une étape préliminaire à l'analyse qualitative.

– *Analyse qualitative* : Dès le début de cette étape, les objectifs de l'analyse de la sûreté de fonctionnement doivent être clairement définis, s'agit-il d'une étude de la fiabilité, de

disponibilité, de maintenabilité ou de sécurité ? Quelles sont les fonctions importantes concernées par cette analyse ?

Les limites de résolution de l'analyse doivent être précisées ; il faut aboutir à une proposition de décomposition du système en composants pour l'analyse. Mais il faut en effet disposer sur chaque composant d'informations relatives tant aux modes de défaillance et à leurs causes, qu'aux données de sûreté de fonctionnement.

L'analyse qualitative a ensuite pour objectif la recherche de toutes les causes de défaillance pouvant affecter la sûreté de fonctionnement du système. Cette analyse se fait avec de nombreuses méthodes.

- *Analyse quantitative* : La phase de l'analyse quantitative consiste à caractériser par des mesures (probabilités, par exemple) la sûreté de fonctionnement du système. Ces probabilités sont obtenues par le traitement mathématique du modèle et par la prise en compte des données de sûreté de fonctionnement proprement dites et relatives aux composants, d'autres types d'informations de nature quantitative sont généralement nécessaires telles que ; les durées de fonctionnement, les caractéristiques des tests des système en attente, les caractéristiques de la maintenance préventive ou corrective.

De nombreux enseignements sont alors tirés de cette analyse quantitative par l'identification et l'évaluation des points faibles ou forts du système, des composants critiques, du niveau de la sûreté de fonctionnement atteint.

– *Synthèse et conclusions* : la synthèse de l'analyse qualitative et quantitative mettra en évidence, par exemple, les défaillances et leurs combinaisons qui compromettent la sûreté de fonctionnement du système ainsi que les composants les plus critiques ou les missions les plus importantes ou la sécurité.

Les conclusions permettent de considérer le système soit comme satisfaisant au regard des exigences de la sûreté de fonctionnement soit comme peu satisfaisant. Dans ce dernier cas, des propositions peuvent être faites, au vu de l'analyse précédente ou d'éventuels compléments comme par exemple, une modification de redondance, d'essais périodiques supplémentaires de certains composants, maintenance préventive sur certains composants du système. Seront alors dégagées les améliorations techniques susceptibles d'augmenter la fiabilité, la disponibilité, la maintenabilité.

1.5 Méthodes d'analyse de la sûreté de fonctionnement :

Afin d'aider l'analyste à réaliser un modèle de la sûreté de fonctionnement, des méthodes d'analyse ont été mises au point. Les principales sont :

- L'analyse préliminaire des dangers (APD),
- L'analyse des modes de défaillance et de leurs effets (AMDE),
- La méthode de diagramme de succès (MDS),
- La méthode de la table de vérité (MTV),
- La méthode de l'arbre de causes (MAC),
- La méthode de combinaisons de pannes résumées (MCPR),
- La méthode de l'arbre de conséquences (MACQ),
- La méthode de diagramme causes conséquences (MDCC),
- La méthode de l'espace des états,

Dans l'analyse de la sûreté de fonctionnement d'un système on distingue deux types de démarches, l'inductive et la déductive.

Dans la démarche inductive, on raisonne du plus particulier au plus général. Face à un système et une défaillance (ou une combinaison de défaillances), on étudiera de façon détaillée les effets ou conséquences de cette défaillance (ou de la combinaison de défaillance) sur le système lui-même et/ou son environnement. Les principales méthodes inductives sont les suivantes : l'AMDEC, la MTV, la MPR, la MAC.

Dans la démarche déductive, on raisonne du plus général au plus particulier : supposant que le système est défaillant, on recherchera les causes de cette défaillance. La principale méthode déductive est la méthode de l'arbre de cause.

Dans ce qui suit, nous étudierons deux méthodes différentes qui sont les plus utilisées, l'une inductive et l'autre déductive.

1.5.1 Analyse des modes de défaillance et de leurs effets (AMDE)

La méthode de l'Analyse des modes de défaillance et de leurs effets (AMDE) fut employée pour la première fois à partir des années 1960 dans le domaine de l'aéronautique pour l'analyse de la sécurité des avions. Depuis, l'utilisation de cette méthode s'est généralisée dans de très nombreux domaines industriels. Dans le cadre de la Commission Electrotechnique Internationale (CEI), une norme internationale a été publiée sur cette méthode (publication 812).

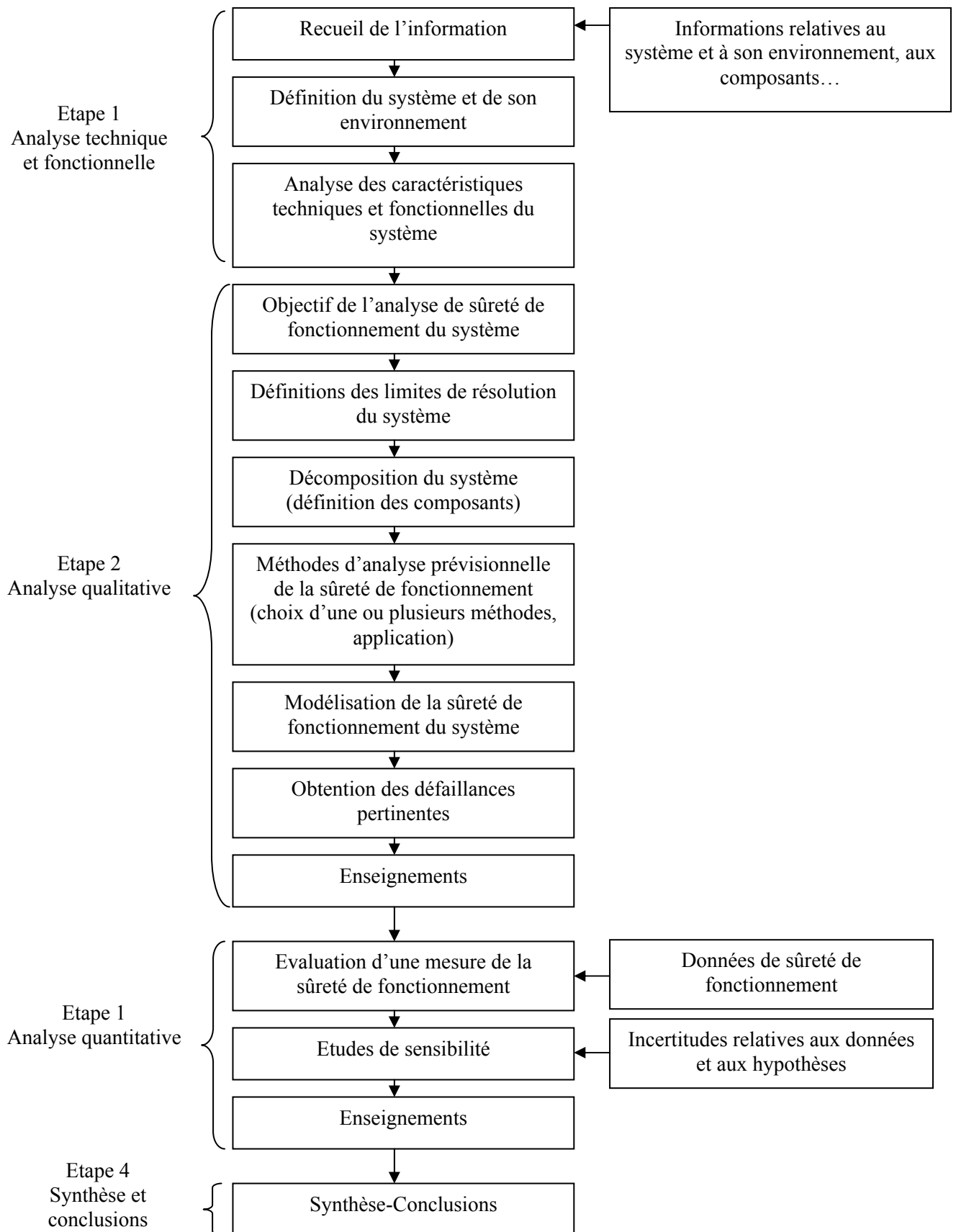


Figure 1. 4 : Etapes principales de l'analyse prévisionnelle de la sûreté de fonctionnement d'un système

1.5.1.1 Elaboration de l'AMDE : [1, 26]

L'AMDE est une méthode inductive d'analyse de système utilisée pour l'étude systématique des causes et des effets des défaillances qui peuvent affecter les composants de ce système.

Plus généralement, l'AMDE permet :

- D'évaluer les effets de chaque mode de défaillance des composants d'un système sur les différentes fonctions de ce système,
- D'identifier les modes de défaillance ayant d'importants effets sur la disponibilité, la fiabilité, la maintenabilité ou la sécurité ... de ce système.

On distingue quatre principales étapes pour réaliser une AMDE (figure 1.5).

- *Définitions du système, de ses fonctions et de ses composants* : Cette méthode, comme toute autre méthode, nécessite dans un premier temps une définition précise du système à étudier et de ses fonctions. Les divers états de fonctionnement du système doivent être établis. Il est également indispensable de définir les principales fonctions du système, les limites de fonctionnement du système dans son ensemble ainsi que celles de ses composants. Il faut aussi définir les spécifications relatives au fonctionnement du système et de ses composants ainsi que celles relatives à l'environnement dans lequel le système et ses composants sont installés.

- *Etablissement des modes de défaillances des composants et de leurs causes* : On recense les modes de défaillance de chaque composant du système dans l'état de fonctionnement étudié pour le système. Le recensement doit être aussi complet que possible, l'analyse qui suit étant essentiellement fondée sur cette liste ; ainsi, en première analyse, des modes de défaillance plausibles ou potentiels seront identifiés. Il est nécessaire en même temps d'établir les causes possibles de chaque mode de défaillance. Certes, il n'est pas toujours facile de distinguer entre « modes de défaillance » d'un composant et « causes de défaillance » : c'est souvent un des premiers obstacles rencontrés dans l'analyse. Pour aider à cette distinction, on peut dire que les modes de défaillance sont les effets de cause de défaillance sur les fonctions du composant ; les modes se définissent donc relativement aux effets sur le composant ou aux fonctions de celui-ci.

– *Etudes des effets des modes de défaillance des composants* : les effets de chaque mode de défaillance sur les fonctions du système ainsi que sur chacun de ses composants sont systématiquement étudiés et évalués. Ces effets sont décrits de façon aussi complète que

possible, en supposant l'existence d'un seul mode de défaillance, tous les autres composants étant en fonctionnement ou en état de fonctionner.

– *Conclusions. Recommandations* : Les étapes précédentes ayant été achevées, l'analyste est alors en mesure d'en tirer les conclusions en relation avec les objectifs de l'étude et d'émettre toutes les recommandations utiles. La démarche que cette méthode aboutit à des résultats intéressants. Citons notamment :

- L'assurance que tous les modes de défaillance concevables et leurs effets sur le fonctionnement du système ont été pris en compte au niveau de la conception ;
- Le recensement des modes de défaillance suivant l'ampleur de leurs effets sur les fonctions du système.
- L'identification des défaillances seconde, des besoin de redondance ;
- L'établissement pour chaque mode de défaillance, de procédures de détections (alarmes, tests périodiques...); on peut ainsi juger si ces procédures sont bien adaptées ;
- L'établissement pour chaque mode de défaillance, de procédures de maintenance, la maintenabilité des systèmes est donc étudiée.

1.5.1.2 Présentation de l'Analyse et de ces résultats

L'analyse et ses résultats sont généralement présentés sous formes de tableaux à colonnes, par exemple Electricité de France (EDF) utilise un tableau à neuf colonnes (Tableau 1.1), où on indique en tête du tableau AMDE, le nom du « projet » du « système » ainsi que le document de référence de l'analyse. Puis les neuf colonnes sont remplies.

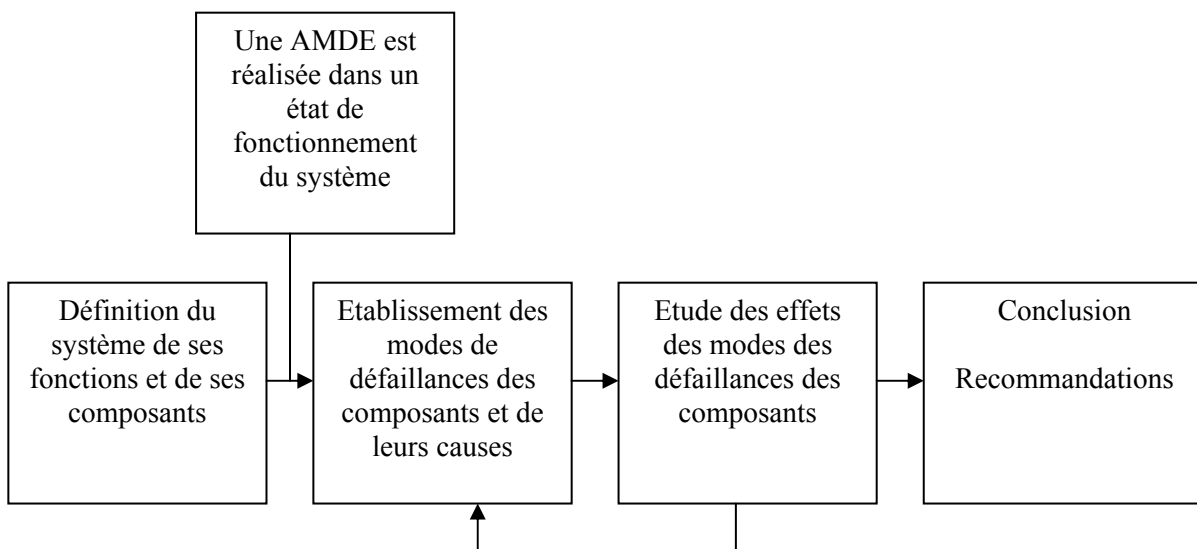


Figure 1.5 : Etapes de l'élaboration de l'AMDE

ANALYSE DES MODES DE DEFAILLANCE DES COMPOSANTS ET DE LEURS
EFFETS SUR LE SYSTEME

PROJET :

DOCUMENTS DE REFERENCE :

SYSTEME :

Observations	Fréquence des inspections ou essais	Moyens de détection	Effets sur les systèmes externes	Effets sur le système	Causes possibles d'une défaillance (Causes : internes, externes)	Modes de défaillance	Fonctions, états	composant (repères, désignation,

Tableau 1.1- Représentation des résultats d'une AMDE

1.5.2 Méthode de l'arbre des causes (MAC) [2,24]

La méthode de l'arbre des causes (MAC) est née en 1961-62 dans les bureaux de la société Bell Telephone, développé par Watson pour évaluer et améliorer la fiabilité des lancements du missile « minuteman », elle permet d'éliminer plusieurs points faibles de ce projet et son utilisation fut considérée comme un succès. Dans les années suivantes, la société Boeing contribue à développer et à formaliser la méthode et elle fut utilisée dans de nombreux domaines industriels (aéronautique, chimique, nucléaire). Cette méthode est connue aussi sous le nom Arbre de Défaillance (Fault Tree Method).

1.5.2.1 Principe de la méthode

La méthode de l'arbre de défaillance a pour objectifs de :

- Déterminer les diverses combinaisons possibles d'événements qui entraînent la réalisation d'un événement indésirable unique ;
- Représenter graphiquement ces combinaisons au moyen d'une structure arborescente.

Dans le cadre de son premier objectif, cette méthode permet à l'analyste, grâce à un raisonnement déductif s'appuyant sur un certain nombre de principes et de règles, d'accéder aux multiples cause d'un événement unique préalablement bien défini ; on représentera ces causes sous forme d'un arbre conformément au deuxième objectif.

L'arbre des défaillances représente ainsi graphiquement les combinaisons d'événements qui conduisent à la réalisation d'un événement unique, ce dernier constitue l'événement de tête

de l'arbre des causes et est, la plupart du temps, un événement indésirable pour le système étudié. L'arbre de défaillances est formé de niveaux successifs d'événements tels que, chaque événement est généré à partir des événements du niveau inférieur par l'intermédiaire de divers opérateurs (ou portes) logiques. Ces événements sont généralement des défauts associés à des défaillances de matériel, des erreurs... Pouvant conduire à l'événement indésirable.

Ce processus déductif est poursuivi jusqu'à ce que l'on obtienne des événements dits « événements de base » ; ces derniers sont généralement des événements indépendants entre eux et dont on connaît la probabilité d'occurrence.

1.5.2.2 Elaboration de l'arbre des défaillances : principes.

L'élaboration de l'arbre des défaillances est une technique qui a évolué depuis l'époque de sa création ; elle fut longtemps considérée comme un art. L'extrême étendue de son champ d'application a permis, au fur et à mesure, de mettre en évidence des principes et des règles pour l'élaboration de l'arbre de cause, ces règles sont les suivantes :

- *Définitions de l'événement indésirable* : un système étudié peut avoir plusieurs événements indésirables, donc et pour entamer une construction de l'arbre de défaillances, il faut tout d'abord préciser l'événement à étudier.
- *Recherche des causes immédiates, nécessaires et suffisantes* : Il est nécessaire de rechercher les causes immédiates, nécessaires et suffisantes (INS) de l'événement indésirable.
- *Classement des événements intermédiaires* : la recherche des causes (INS) à l'événement indésirable permet d'obtenir des événements intermédiaires (EI). Un classement de ce dernier est alors effectué. On distingue principalement trois classes d'événements : événement de base, un défaut de composant ou un défaut du système.
- *Analyse des défauts de composant* : ces défaillances peuvent être premières, secondes ou de commande.
- Recherche des causes immédiates, nécessaires et suffisantes des événements intermédiaires jusqu'à l'obtention des événements de base.

La représentation schématique de l'élaboration de l'arbre des causes est portée sur la figure (1.7).

1.5.2.3 Coupes minimales

Une coupe est un ensemble d'événement entraînant l'événement indésirable ; l'expression chemin est parfois utilisée.

Une coupe minimale est la petite combinaison d'événement entraînant l'événement indésirable, ainsi, par définition, si un des événements d'une coupe minimale ne se produit pas, l'événement indésirable ne se réalise pas,

Une coupe minimale d'ordre 1 représente (si elle existe) les simples défaillances qui entraînent l'événement indésirable.

Une coupe minimale d'ordre 2 représente si elle existe les doubles défaillances qui, se produisant en même temps, entraînent l'événement indésirable.

Il est important de mettre en évidence les coupe minimales d'ordre minimal : elles représentent en effet les « maillons faibles » du système.

La recherche des coupes minimales se fait à partir d'une transformation de l'arbre de cause en une expression booléenne. Un arbre de causes peut être interprété comme une représentation des relations booléennes entre les événements qui entraînent l'événement indésirable ; d'où l'importance de l'algèbre booléenne dans la recherche des coupes minimales.

1.5.3 Analyse quantitative :

Abordons maintenant le calcul de la probabilité de l'événement indésirable une fois les coupes minimales obtenues :

$$P[F] = P[C_1 + C_2 + \dots + C_m] \quad (1.11)$$

L'application du théorème de Poincaré permet d'écrire:

$$P[F] = \sum_{i=1}^m P[C_i] - \sum_{j=2}^m \sum_{i=1}^{j-1} P[C_i \cdot C_j] + \sum_{j=3}^m \sum_{k=2}^{j-1} \sum_{i=1}^{k-1} P[C_i \cdot C_j \cdot C_k] - \dots + (-1)^m P[C_1 \cdot C_2 \cdot \dots \cdot C_m] \quad (1.12)$$

En pratique, la probabilité d'occurrence de l'événement indésirable est donnée par l'équation suivante :

$$P[F] = \sum_{i=1}^m P[\text{Coupe minimale } i] \quad (1.13)$$

1.5.3.1 Systèmes irréparables :

– *Méthode directe* : Dans le cas d'un système irréparable représenté par un arbre de causes où les événements de base ne sont pas répétés, la probabilité d'occurrence de l'événement F

correspondant à la fiabilité (disponibilité) est calculée en utilisant les formules représentées à la figure ci dessous.

En appliquant successivement les formules précédentes aux différents niveaux de l'arbre des causes, la probabilité de l'événement indésirable est obtenue. En effet, dans le cas des portes OU et ET, on a respectivement :

$$P[F] \cong \bar{a}_1(t) + \bar{a}_2(t) \quad (1.14)$$

$$P[F] = \bar{a}_1(t) \bar{a}_2(t) \quad (1.15)$$

– *Méthode des coupes minimales :*

La probabilité de l'occurrence d'un événement indésirable est donnée par la relation (Poincaré),

La probabilité d'occurrence d'une coupe minimale est donnée par

$$P[C_i] = P[B_i^1 \cdot B_i^2 \cdots B_i^{m_i}] = \prod_{j=1}^{m_i} \bar{a}_j(t) \quad (1.16)$$

Avec :

$B_i^{m_i}$ Contribution de l'événement B_m à l'occurrence de la coupe C_i

1.5.3.2 Systèmes réparables :

Dans le cas d'un système réparable nous avons les relations suivantes pour le calcul de l'indisponibilité d'un composant :

- composant réparable en fonctionnement et disponible à l'instant $t=0$:

$$\bar{a}_i(t) = \frac{\lambda_i}{\lambda_i + \mu_i} \left[1 - e^{-(\lambda_i + \mu_i)t} \right] \quad (1.17)$$

- composant en attente et périodiquement testé :

$$\bar{a}_i \cong \gamma_d + \frac{\lambda_a T}{2} + \frac{\lambda_a}{\mu} + \frac{\gamma_d}{\mu T} \quad (1.18)$$

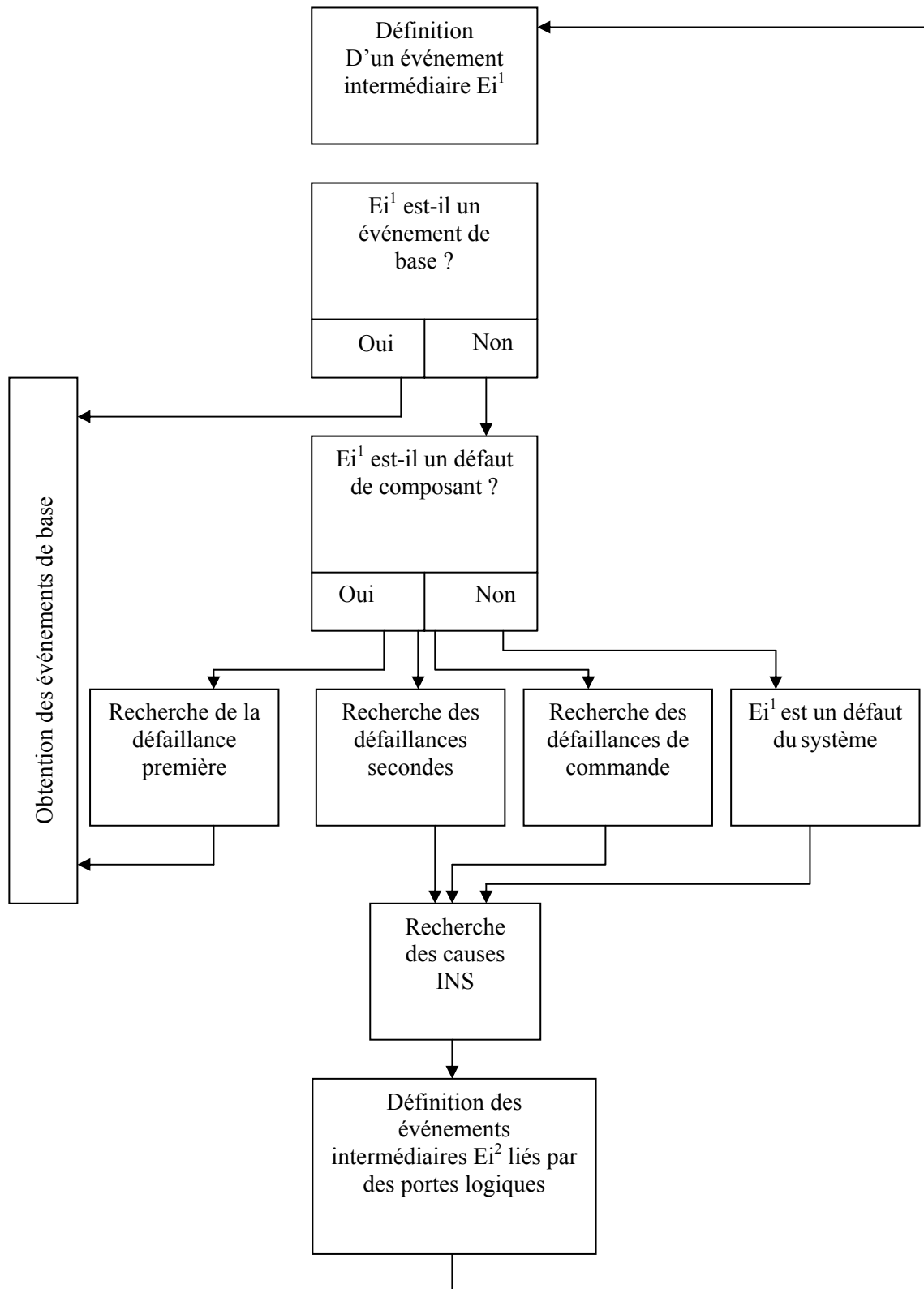


Figure 1.6 : Représentation schématique de l'analyse de chaque événement intermédiaire

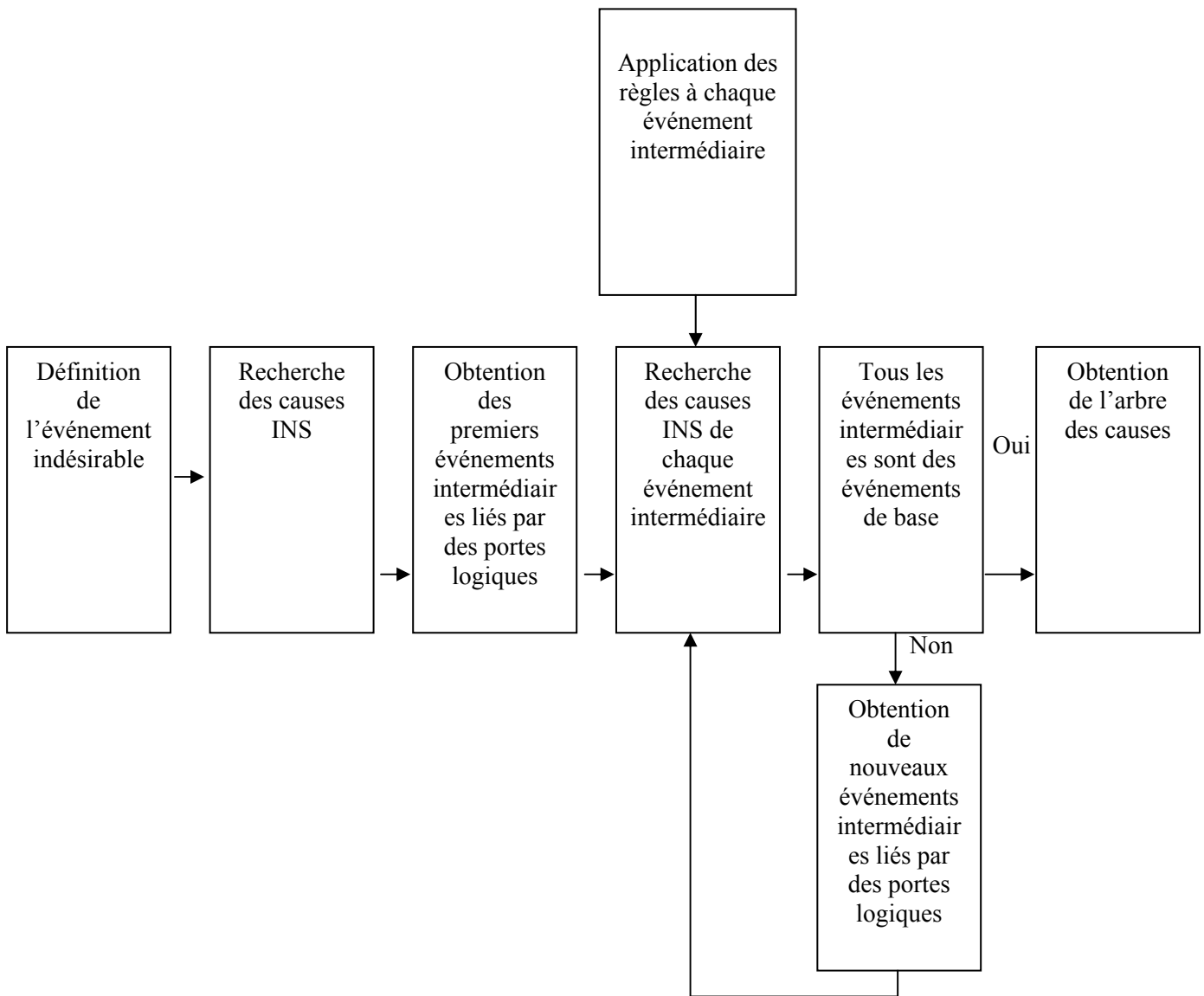


Figure 1.7 : Représentation schématique de l'élaboration de l'arbre de causes

1.6 Conclusion

Dans ce chapitre, les notions fondamentales de la sûreté de fonctionnement sont présentées. Le principe de la méthode inductive appelée Analyse des Modes de Défaillances leurs et leurs Effets est présenté en premier lieu pour passer à celui de la méthode déductive appelée Arbre de Défaillances. Avec l'utilisation des ces deux méthodes en parallèle, une étude de la sûreté de fonctionnement d'un système industriel est plus efficace.

Chapitre 2

Eléments du Système de Protection

2.1 Introduction

Lorsqu'on parle d'un système de puissance électrique, on pense généralement à ses parties les plus impressionnantes : générateurs, transformateurs, lignes de transmission ... etc.

Alors que ce sont les éléments de base, ils existent d'autres éléments dont l'importance est indéniable [9].

Les éléments du système de protection sont parmi ces autres éléments. Ce sont des éléments éparpillés le long du tout le système composé des unités de production, le système de transmission, le système de distribution ainsi que dans les installations industrielles ou domestiques.

Dans ce chapitre, nous commençons par montrer la nécessité d'associer un système de protection à chaque élément du système électrique, puis nous donnons les qualités requises par un tel système.

Une étude des trois éléments essentiels dans tout système de protection est faite dans ce chapitre aussi en introduisant les termes de sûreté de fonctionnement cités dans le premier chapitre.

2.2 Nécessité d'une protection [9, 10,16]

L'énergie électrique, par sa facilité d'utilisation, de régulation et d'automatisation, est devenue indispensable à la vie quotidienne. Elle est produite par des centrales thermiques classiques (charbon, fuel, gaz) et nucléaires ou avec des usines hydrauliques au moyen des convertisseurs électromagnétiques. Les centrales de production sont éloignées des centres de consommations par suite de sujétions d'alimentation en eau de refroidissement, d'approvisionnement en combustible (localisation des centrales près des bassins miniers et des ports) ou de situations géographiques dans le cas de l'hydraulique. L'énergie produite est évacuée en THT du fait des

contraintes techniques aussi qu'économiques. Les utilisateurs sont extrêmement nombreux et repartis sur les territoires. Ils emploient l'énergie électrique de différentes manières, en basse tension (BT) pour les domestiques généralement les plus nombreux, en moyenne tension (BT) et même haute tension (HT) pour les industriels. [10]

Donc, l'architecture du réseau électrique est compliquée incorporant plusieurs équipements qui peuvent être mis à des conditions d'anomalies.

Les principales anomalies de fonctionnement d'un système de puissance sont les courts-circuits et les surcharges.

Les courts-circuits résultent d'une défaillance de l'isolement entre phases et/ou entre phases et terre dans l'un quelconque des éléments du système ou des utilisations. La défaillance peut être consécutive à une surtension, une atteinte mécanique, la présence d'humidité, une surcharge excessive, une dégradation de l'isolant due au vieillissement, etc.

Les courants de court-circuit, souvent de valeur élevée, produisent des efforts électrodynamiques importants et des échauffements dangereux s'ils ne sont pas éliminés rapidement; ils peuvent mettre en péril la stabilité des installations comportant des machines tournantes de forte puissance. On s'efforce de limiter leur intensité et leur durée.

Des surcharges peuvent se produire lorsque la révision du réseau électrique n'accompagne pas la croissance des équipements alimentés. On en constate également lorsque des moteurs fonctionnent dans des conditions anormales telles que mauvais alignement avec la machine entraînée, couple résistant augmenté au niveau de l'utilisation, démarrages fréquents, etc.

Les surcharges augmentent la température de fonctionnement des éléments du réseau d'alimentation, et risquent d'endommager les isolants ou même de provoquer un incendie. Elles doivent être interrompues d'autant plus rapidement qu'elles dépassent fortement l'intensité du courant nominal d'un élément.

D'autres anomalies peuvent survenir, qui doivent être détectées et éliminées, telles que des écarts de tension et/ou de fréquence dans une installation à production autonome d'énergie ou une inversion de l'ordre de succession des phases à la suite d'une opération d'entretien ou de dépannage. Il en sera tenu compte pour la protection des machines tournantes.

Il apparaît alors que le système de protection joue un rôle très important en assurant l'élimination des défauts de fonctionnement qui peuvent causer un endommagement coûteux à l'équipement du réseau. Pour ce faire, un tel système devrait acquérir certaines caractéristiques.

2.3 Qualités requises d'un système de protection [10,16]

Le rôle d'un système de protection est d'isoler la zone du défaut du système de puissance pour protéger les équipements de cette zone en tenant en compte de ne pas déranger le fonctionnement du reste du système. Il est à noter donc qu'un système de protection agit seulement après détection du défaut, il ne peut pas anticiper le défaut mais il minimise la durée du défaut pour limiter les endommagements aux équipements et leurs conséquences. A cet effet, un tel système est tenu d'avoir les caractéristiques suivantes :

2.3.1 Rapidité

Sauf dispositions particulières (défaut entre phases et terre en cas de neutre impédant ou mis à la terre par inductance de compensation), un défaut franc entraîne des courants de court-circuit importants, qu'il faut interrompre au plus tôt pour limiter les dégâts causés par l'arc électrique à l'endroit du défaut et par les courants excessifs dans les câbles, jeux de barres et appareillages. La rapidité d'intervention est donc une qualité essentielle d'un système de protection.

2.3.2 Sélectivité

Du fait de la division du réseau en tronçons, un même défaut est généralement vu par plusieurs éléments de protection. Seul l'élément le plus proche en amont du défaut doit provoquer la coupure (ou les éléments les plus proches si le défaut est alimenté par plusieurs voies). La sélectivité est nécessaire pour une bonne continuité de service.

2.3.3 Sûreté de fonctionnement [[24,27]

En cas de nécessité, la protection doit fonctionner à coup sûr. Sa fiabilité dépend de la conception du système et de ses éléments et de la qualité de leur réalisation. Compte tenu de l'importance de l'élimination rapide des défauts, il est souvent prévu d'agir à deux niveaux : si l'élément de protection le plus proche en amont du défaut est défaillant, c'est l'élément suivant qui agira en secours (back up). Le défaut durera un peu plus longtemps et la zone coupée sera plus étendue mais ce sera un moindre mal. La protection ne doit pas non plus provoquer la mise hors tension d'une partie de réseau en l'absence de défaut. Pour éviter des déclenchements intempestifs, ses éléments doivent être insensibles aux perturbations de toute nature ne correspondant pas au

défaut à éliminer : comportement en régime transitoire du réseau surveillé, présence d'harmoniques, vibrations, rayonnements électromagnétiques, surcharges, variations de la tension d'alimentation ou de la température ambiante dans une plage spécifiée.

2.3.4 Évolutivité

Un réseau électrique industriel ou tertiaire est rarement figé. Il suit l'évolution des activités alimentées. Sa configuration change, les puissances transitées augmentent. Le système de protection doit permettre de suivre cette extension sans qu'il soit besoin de le remettre en cause fondamentalement. Les protections numériques actuelles se prêtent bien aux adaptations nécessaires.

2.4 Eléments d'un système de Protection :

Le système de protection accomplit sa fonction avec la coopération entre les éléments qui le composent, ces éléments assurent la protection en passant par des étapes à savoir la réduction des grandeurs caractérisant le réseau pour pouvoir les mesurer et donc prendre une décision basée sur une combinaison entre les mesures effectuées. L'ordre de l'exécution est envoyé à l'élément approprié, un élément de coupure pour mettre l'élément en jeu hors service ou un élément d'alarme dans le cas où le défaut ne nécessiterait pas une coupure.

Les grandeurs essentielles caractérisant le réseau électrique sont le courant, la tension. Ce sont des valeurs très importantes. Pour pouvoir exploiter ces deux grandeurs dans le cas de la protection, une réduction est à faire en se servant des transformateurs de mesures (réducteurs de mesures), les grandeurs de sorties de ces transformateurs sont exploitées par les éléments de mesure appelés relais de protection qui décident l'opération qui vient (envoi d'un signal au disjoncteur pour ouvrir le circuit) par exemple. Donc, dans un système de protection on trouve les trois éléments essentiels suivants : transformateurs de mesure, relais de protection, éléments de coupures (disjoncteurs). Ces éléments sont alimentés avec des sources auxiliaires d'énergie généralement, et bien sur interconnectés.

Nous allons dans ce qui suit étudier chaque élément à part, son principe de fonctionnement, sa technologie, ainsi que ses caractéristiques.

2.5 Réducteurs de mesure [11, 13,14]

2.5.1 Nécessité des réducteurs de mesure

Les équipements chargés de la protection des éléments du réseau sont des dispositifs de mesure à basse tension (BT) précis, rapides mais délicats ; ils utilisent de plus en plus des

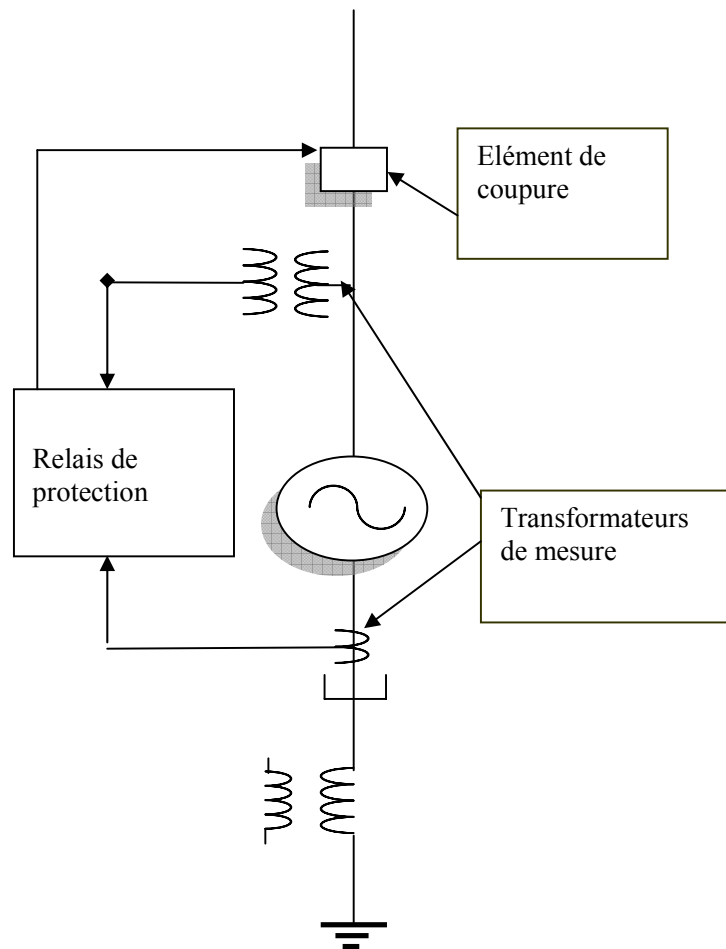


Figure 2.1 : Eléments d'un système de protection

Composants électroniques et sont fonctionnellement reliés à des automatismes numériques dont la fiabilité n'est assurée que par la mise en oeuvre dans un environnement électrique et climatique sain. Les grandeurs mesurables par ces dispositifs sont à relativement faible niveau, soit, typiquement, de l'ordre de 1 A pour les courants et de 100 V pour les tensions ; elles sont

normalisées, de façon à les rendre indépendantes des réseaux, autorisant ainsi une standardisation des équipements.

Il est indispensable d'utiliser un dispositif intermédiaire entre la ligne (ou le câble) et les équipements à basse tension, pour les deux raisons suivantes :

- réduction des valeurs des courants et des tensions à des valeurs compatibles avec les appareils de mesure et de protection ;
- découplage de ces appareils vis-à-vis des hautes tensions, permanentes ou transitoires, des réseaux.

Ce dispositif, appelé souvent réducteur de mesure, est chargé de délivrer aux équipements BT un courant ou une tension de bas niveau, qui soit une image fidèle du courant (respectivement, de la tension) en ligne. À cette fonction de normalisation des grandeurs s'ajoute évidemment celle d'assurer l'isolement galvanique entre grandeurs primaires et secondaires. [21,23]

2.5.2 Types de Constructions

La variété de construction des transformateurs de mesure est liée au niveau de tension auquel ils sont soumis et, dans le cas de la haute tension, à la technologie de réalisation des postes dans lesquels ils s'intègrent :

- Postes ouverts (appelés encore conventionnels), dans lesquels l'isolement externe à l'appareillage est assuré par de longues distances dans l'air ambiant ;
- Postes blindés, dans lesquels l'appareillage est placé sous enveloppe métallique et l'isolement assuré par de l'hexafluorure de soufre (SF6) sous pression.

Quel que soit le niveau de tension, on peut distinguer trois parties essentielles dans les transformateurs de mesure :

- La partie active, comprenant les enroulements et les circuits magnétiques ainsi que, le cas échéant, l'isolation ;
- L'enveloppe (souvent un isolateur), destinée à contenir et protéger la partie active, à assurer sa tenue mécanique et à permettre la fixation et les raccordements ;
- L'isolant de remplissage, assurant l'isolement entre les divers éléments internes à l'enveloppe.

Les transformateurs de mesure sont des appareils très denses où voisinent des tensions élevées, des efforts électromagnétiques considérables, etc. Ils sont, par nature, fragiles, d'où l'importance d'une conception et d'une réalisation technologique très soignée.

2.5.2.1 Transformateurs de courant

Il existe essentiellement quatre catégories d'appareils, en fonction du mode de réalisation du primaire (bobiné ou non) et de l'installation (intérieur ou extérieur).

Pour un transformateur de courant à primaire bobiné, à usage intérieur. Le circuit magnétique, de forme torique, est obtenu par l'enroulement d'un ruban de tôle à grains orientés. L'enroulement primaire se présente sous forme d'un tore, croisé avec le circuit magnétique. Ces transformateurs allient de nombreuses qualités telles qu'excellente tenue diélectrique, bonne tenue aux efforts électrodynamiques, bonne précision, faible encombrement et possibilité de raccordement en toutes positions.

Toujours pour l'usage intérieur, mais pour des courants assignés plus importants (jusqu'à 5 000 A), le primaire est réduit à une simple barre traversante, ce qui correspond à une autre catégorie de transformateurs, se prêtant bien à la réalisation de plusieurs secondaires (jusqu'à quatre), sur des circuits magnétiques séparés.

Pour les utilisations en extérieur, on doit tenir compte de deux contraintes supplémentaires:

- d'une part, pour éviter la dégradation de la résine lorsqu'elle est soumise simultanément à des champs électriques et aux intempéries, sa surface extérieure est recouverte d'une couche équipotentielle (peinture) raccordée au primaire;
- d'autre part, il est nécessaire d'augmenter la ligne de fuite entre primaire et masse, ce qui est obtenu par l'emploi d'un isolateur en porcelaine; l'espace compris entre la porcelaine et le corps en résine est alors rempli par un diélectrique solide souple.

De même que pour les modèles intérieurs, on distingue deux catégories d'appareils (à primaire bobiné ou à barre traversant).

2.5.2.2 Transformateurs de tension

Les transformateurs de tension peuvent être classés en un grand nombre de catégories : type intérieur ou extérieur à un ou deux pôles isolés, avec ou sans fusible incorporé.

Le circuit magnétique, de type enchevêtré, est constitué de tôles ordinaires au silicium ;

L'enroulement secondaire, placé le plus près du circuit magnétique, est bobiné sur un mandrin cylindrique isolant ; pour la mesure de la tension homo polaire dans un circuit triphasé, le transformateur peut avoir un deuxième secondaire (concentrique au premier), destiné à être connecté en triangle fermé sur une charge ;

L'enroulement primaire, destiné à être monté concentriquement à l'enroulement secondaire, est réalisé selon la technique de bobinage à gradins ; elle consiste à diminuer progressivement la largeur des couches successives, ce qui permet d'optimiser la répartition du champ électrique ; dans le cas d'un transformateur à deux pôles isolés, le primaire est constitué par deux demi-bobines à gradins symétriques.

2.5.3 Caractéristiques. Fonctionnement

Les caractéristiques des transformateurs de mesure sont définies par les normes :

- CEI 185 et NF C 42-502, pour les transformateurs de courant ;
- CEI 186 et NF C 42-501, pour les transformateurs de tension.

On spécifie pour les transformateurs de mesure :

- courants secondaires assignés pour les transformateurs de courant qui sont généralement 1, 2 ou 5 ampères,
- Tensions secondaires assignées pour les transformateurs de tension qui sont généralement 100, 100 volts,
- Rapport de transformation qui est le rapport du courant primaire au courant secondaire pour les transformateurs de courant et le rapport de la tension secondaire à la tension primaire pour les transformateurs de tension,
- Erreur de rapport,
- Erreur de phase,
- Charge de précision qui est la valeur de la charge sur laquelle sont fondées des conditions de précision. Elle est généralement caractérisée par la puissance apparente assignée S_n absorbée au secondaire, à un facteur de puissance $\cos \phi$ donné.

- La classe de précision est caractérisée par un nombre (indice de classe) égal à la limite supérieure de l'erreur, exprimée en pour-cent, pour la grandeur nominale primaire et la charge de précision.

2.6 Relais de Protection [16, 17,27]

2.6.1 Généralités

Il convient de rappeler qu'un équipement de protection est un système de mesure qui surveille en permanence les paramètres importants du réseau (tension, courant ou combinaison de ces paramètres). Si une au moins des grandeurs de mesure surveillées dépasse une valeur de seuil préétabli ou sort d'une zone de mesure considérée comme normale (franchissement d'une caractéristique), l'équipement initialise une ou plusieurs actions telles que :

- La réalisation d'une mesure supplémentaire ; Le lancement d'une temporisation ;
- L'émission d'une signalisation ou d'un ordre de déclenchement à un disjoncteur.

Toutes ces actions sont coordonnées par la fonction logique de l'équipement.

2.6.2 Fonctions élémentaires de mesure

Un équipement de protection est, la plupart du temps, composé de plusieurs fonctions élémentaires de mesure, souvent appelées relais de mesure. Ceux-ci doivent effectuer une mesure correcte avec une précision suffisante, malgré la présence de régimes transitoires perturbateurs sur les courants et les tensions qui apparaissent au moment du court-circuit. Ceux observés sur les tensions qui sont souvent dus au réducteur de mesure (transformateur de tension) sont en général moins contraignants.

2.6.2.1 Relais de mesure de courant

Ces relais de courant mesurent un courant ou une combinaison de courants (courants direct, inverse, homo polaire). Il en existe une grande variété qui se différencie par la définition de la grandeur mesurée et du mode de temporisation :

- Valeur instantanée, valeur de crête, valeur moyenne ou valeur efficace ;
- Valeur mesurée sur une demi-alternance, sur deux demi-alternances successives, sur la valeur moyenne de plusieurs demi-alternances, à pourcentage, etc. ;
- Valeur instantanée ou temporisée (temporisation fixe ou inverse).

Les relais à maximum de courant sont très largement utilisés sur les réseaux à moyenne tension.

2.6.2.2 Relais instantané de courant de phase

Ce relais, comme tous les relais instantanés de courant, doit être à la fois rapide (temps de fonctionnement) et insensible aux régimes transitoires imposés par le réseau. Des schémas adaptés permettent de réduire, voire de supprimer, l'influence sur la précision de la mesure des principaux régimes élémentaires transitoires.

Le régime apériodique du réseau lors de l'apparition d'un court-circuit dépend de l'instant d'apparition du défaut dans la période et comporte une composante continue décroissant exponentiellement avec une constante de temps comprise entre 20 et 200 ms ; cette composante continue peut être éliminée par l'emploi d'un filtre passe-haut adapté.

Les régimes transitoires créés par la charge de condensateur apparaissent au moment de la mise sous tension d'un câble souterrain ou d'une batterie de condensateurs ; ce régime transitoire très court peut avoir une amplitude très élevée si, par exemple, la capacité représentée par le câble est restée chargée à la valeur de crête de la tension avec une polarité inverse de celle qui existe à l'instant de la mise sous tension ; il peut être éliminé au moyen d'un filtre passe-bas optimisé.

Le régime transitoire créé par l'apparition ou l'élimination d'un défaut sur une ligne aérienne est d'amplitude en général réduite et se présente sous la forme d'une oscillation (onde mobile) à une fréquence comprise entre quelques centaines de hertz et quelques kilohertz ; il s'amortit rapidement et ne perturbe pas le fonctionnement des relais de courant.

Le régime transitoire créé par le courant magnétisant apparaît à la mise sous tension des transformateurs de puissance ; ces courants d'enclenchement à vide sont caractérisés par une composante apériodique et un fort pourcentage d'harmonique 2. Deux méthodes sont utilisées pour éviter un fonctionnement intempestif du relais de mesure, à cause du courant magnétisant :

- Le filtrage de l'harmonique 2, qui a pour inconvénient de ralentir le relais de mesure ;
- L'utilisation d'un dispositif de mesure sur deux demi alternances successif ; la mesure de seuil est répétée d'une façon séquentielle à chaque demi alternance du signal; si l'amplitude dépasse la valeur de référence, l'information est mise en mémoire temporaire: Elle est confirmée si le seuil est à nouveau dépassé dans la demi alternance de même signe suivant ou détruite à l'échéance du temps de la mémoire temporaire si le seuil n'a

pas été dépassé ; le déclenchement a lieu si les deux chaînes de mesure (pour chaque demi alternance) ont détecté le dépassement de seuil.

2.6.2.3 Relais instantané de courant à pourcentage

Ce relais de mesure compare la valeur instantanée ou moyenne du courant à une autre valeur de courant au lieu d'une valeur de seuil fixe comme pour les relais des paragraphes. Ce deuxième courant est souvent lié au premier. C'est ainsi que l'on utilise des relais de courant homo polaire I_0 à pourcentage de courant direct I_d :

$$K=I_0/I_d$$

Cette méthode de mesure réduit le risque de fonctionnement intempestif lié aux erreurs de mesure lors d'un régime transitoire.

2.6.2.4 Relais de courant temporisé

Dans ce type de relais, le détecteur de seuil est suivi soit d'une temporisation fixe généralement ajustable soit d'une temporisation à temps inverse. La temporisation est d'autant plus courte que la grandeur d'entrée est importante.

2.6.2.5 Relais instantané des composantes symétriques de courant

Chaque grandeur de courant de phase est préalablement filtrée afin de ne conserver que la composante à 50 Hz. Les trois grandeurs des courants de phase sont ensuite appliquées à un circuit adapté pour en extraire la composante directe I_d ou inverse I_i . La composante homopolaire I_0 s'obtient en réalisant la somme vectorielle des courants de phase. La grandeur I_d , I_i ou I_0 (valeur instantanée ou valeur moyenne) est ensuite appliquée à un dispositif de mesure de seuil.

2.6.2.6 Relais de mesure de tension

Les relais de tension peuvent être à maximum de tension ou à minimum de tension. La mesure s'effectue sur une valeur instantanée ou sur une valeur de crête, éventuellement sur une valeur moyenne. Ce type de relais est habituellement, temporisé. La mesure s'effectue sur les tensions simples, les tensions composées, les tensions directes, inverses ou homo polaires. Dans certains

cas, pour rendre ces relais insensibles au niveau général de tension du réseau, la mesure est réalisée en comparant la valeur de la tension entre phase et neutre et la valeur de la tension composée entre phases en quadrature.

2.6.2.7 Relais de mesure d'impédance

Le relais d'impédance prend en compte en permanence les grandeurs V et I d'une même phase pour évaluer l'impédance avec la relation connue

$$Z = V/I$$

du réseau sur cette phase vue du point où est situé le relais de mesure. Cette évaluation d'impédance est réalisée en général sur les trois phases, soit entre phase et neutre, soit entre phases. Elle peut être également réalisée sur des grandeurs symétriques : tensions et courants directs, inverses ou homo polaires.

2.6.3 Technologie des relais de protection

2.6.3.1 Relais électromagnétiques

Ce type de relais est constitué fondamentalement d'un électroaimant qui attire une armature mobile solidaire d'un contact électrique. La figure 2.2 montre le principe le plus simple d'un relais à une seule entrée (mesure de courant, tension, etc.). Le réglage de seuil est effectué par la tension d'un ressort antagoniste. D'autres relais utilisent une combinaison d'équipements pour réaliser des fonctions plus complexes (mesures de puissance, impédance, directionnelles).

Ces relais sont remplacés depuis une vingtaine d'années par les relais statiques, ou, plus récemment, par les systèmes de protections numériques.

Ils présentent en effet de multiples inconvénients : sensibilité aux vibrations, à l'environnement, non fidélité du réglage, temps d'action relativement importants (quelques dixièmes de seconde). Ils sont cependant moins sensibles aux perturbations électriques (effet de filtrage) et ne nécessitent pas d'alimentation électrique auxiliaire pour fonctionner.

Ce type de relais peut encore trouver un emploi dans les dispositifs simples, où l'aspect coût est prépondérant (relais à maximum de courant pour moteurs de faible puissance par exemple).

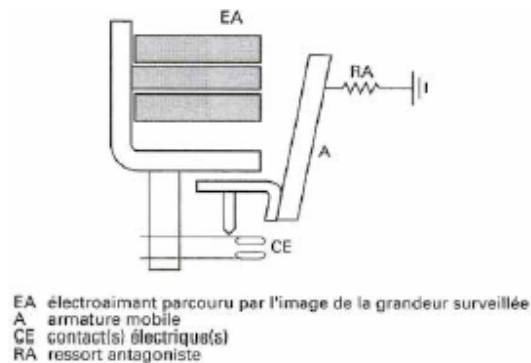


Figure 2.2. Relais électromagnétique

2.6.3.2 Relais électroniques analogiques

La génération suivante (à partir des années soixante) a fait apparaître les relais électroniques analogiques. Ceux-ci sont composés grossièrement de trois blocs :

- un bloc d'adaptation et de filtrage, constitué de petits transformateurs, d'impédances et de filtres passe-bas destinés à éliminer les composantes rapides des transitoires et les harmoniques gênants ;
- un bloc de **traitement et de détection**, composé d'un circuit analogique adapté, transformant la grandeur surveillée en une tension ou un courant continu proportionnel, et d'une bascule servant à détecter le passage d'un seuil ;
- un bloc de **sortie**, comprenant un temporisateur, par exemple un circuit *RC* (résistance condensateur), et un relais de sortie électromécanique avec ou sans auto maintien.

Les principaux avantages des relais électroniques analogiques sur les relais électromécaniques sont leur sensibilité, leur précision, leur rapidité de fonctionnement (quelques périodes) et, surtout, leur faible puissance d'entrée (quelques voltampères), permettant de réduire les dimensions et le coût des transformateurs de courant, et d'être moins sensibles au phénomène de saturation de ceux-ci. Par contre, ils nécessitent une alimentation auxiliaire lorsqu'ils ne sont pas conçus spécialement pour fonctionner à propre courant (c'est-à-dire avec la puissance nécessaire au fonctionnement du relais prélevée sur le courant de défaut).

2.6.3.3 Relais électroniques numériques

La dernière génération est constituée de relais électroniques numériques bénéficiant des progrès considérables des microprocesseurs. Ils sont composés :

- d'un bloc d'adaptation et de filtrage, comparable à celui des relais électroniques analogiques, incluant un filtre anti repliement nécessité par la numérisation.
- d'un convertisseur analogique-numérique qui numérise le signal par échantillonnage ;
- d'un système de traitement comportant un microprocesseur et ses annexes et des mémoires conservant les logiciels d'exploitation et de traitement, les données ajustables et les résultats du traitement ; la puissance du microprocesseur utilisé permet de réaliser plusieurs mesures et de tenir compte de conditions logiques ;
- d'un système de sortie et de communication avec un automate ou un calculateur par un bus spécialisé ; les actionneurs placés dans les disjoncteurs sont commandés directement par le système de sortie ; le bus de communication permet de renvoyer vers un niveau supérieur le résultat des mesures et du traitement

Les relais électroniques numériques présentent les mêmes avantages que les relais électroniques analogiques : sensibilité, précision, fidélité, rapidité de fonctionnement (dépendant toutefois de la complexité des fonctions assurées) et faible puissance du signal d'entrée.

Ils peuvent assurer des fonctions multiples parfois très complexes et ces fonctions peuvent être modifiées par un simple échange de la mémoire contenant les instructions. Ils sont également capables de s'auto contrôler.

Comme tout équipement électronique numérique, ces relais sont sensibles à l'environnement, et particulièrement aux perturbations électromagnétiques. Leur conception doit impérativement en tenir compte pour éviter les déconvenues. De même que les relais électroniques analogiques, ils nécessitent une alimentation auxiliaire s'ils ne sont pas conçus pour fonctionner à propre courant.

2.7 Disjoncteurs

2.7.1 Présentation générale

L'appareillage électrique d'interruption a connu une grande évolution à travers le siècle passé, et on distingue plusieurs éléments classés selon leur fonction, leur destination, leur tension assignée et selon d'autres critères.

Un disjoncteur est destiné à établir, supporter et interrompre des courants, sous sa tension assignée (tension maximale du réseau), dans les conditions normales de service et dans les conditions anormales spécifiées (court-circuit, discordance de phases...). C'est l'appareil de protection par excellence, capable d'une totale capacité d'intervention sans provoquer de surtension excessive sur le réseau.

À un disjoncteur est très généralement associée une « intelligence », système de protection détectant un défaut et élaborant des ordres au disjoncteur pour éliminer automatiquement le défaut ou pour remettre en service un circuit lorsque le défaut présente un caractère fugitif ou a été éliminé par un autre disjoncteur.

Les disjoncteurs peuvent maintenant être équipés de matériels électroniques permettant à tout moment de connaître leur état (usure, pression de gaz pour la coupure...), ce qui permet à l'exploitant de programmer les opérations de maintenance et éventuellement de détecter, par des dérives de caractéristiques, et de prévenir un risque de défaillance. Ils peuvent aussi être équipés de dispositifs de synchronisation des ordres de fermeture et d'ouverture pour permettre de manœuvrer des lignes, des transformateurs, des réactances ou des condensateurs, sans provoquer de surtensions ou de courants d'appels susceptibles d'endommager les composants du réseau.

Tous les types de relais et de systèmes de protection peuvent lui être associés pour assurer, dans les meilleures conditions, l'élimination des défauts qui surviennent dans les circuits qu'il protège.

Selon l'utilisation des disjoncteurs, on distingue trois types essentiels :

- Disjoncteurs de ligne : utilisés pour les lignes de transport (THT)
- Disjoncteurs de générateurs, installés entre les générateurs et les transformateurs élévateurs
- Disjoncteurs de réactance.

Dans ce qui suit, nous nous intéresserons au disjoncteur de générateurs ou appelés disjoncteurs MT.

2.7.2 Constitution

Un disjoncteur est composé essentiellement d'une partie électrique et une partie de commande.

La partie électrique active contient une chambre de coupure, là où le courant est établi ou interrompu dans le circuit principal. Elle est constituée d'une chambre fermée contenant un contact fixe et un autre mobile dans un milieu liquide ou gazeux appelé milieu de coupure et dont

l'établissement ou l'interruption du courant se réalise par la mise en contact de ces deux contacts ou leur séparation. Pour un disjoncteur triphasé, chacune des phases possède au moins une partie active. Pour des niveaux de tensions nominales élevées, cette partie active peut être composée de plusieurs chambres identiques connectées en série et commandées simultanément, de façon à produire un seul contact électrique, dans ce cas des condensateurs dits de répartition, sont installés en parallèle avec chaque chambre pour la répartition de la tension afin de réduire les usures excessives des contacts au détriment des autres.

Pour la partie commande, c'est où l'énergie nécessaire pour réaliser le déplacement du contact mobile et assurer l'établissement ou l'interruption du courant principal, est développée. La commande comporte des dispositifs à accumulation d'énergie appelés les accumulateurs d'énergie, dont le rôle est d'accumuler l'énergie nécessaire pour la coupure ou la fermeture et la maintenir prête à livrer lorsque demandée. Les accumulateurs d'énergie les plus courants sont les ressorts et les cylindres pré gonflés en azote.

La commande peut être de type mécanique à ressort, hydraulique ou pneumatique.

Bien que le principe mis en oeuvre pour interrompre le courant dans les appareils électromécaniques paraisse simple, puisqu'il suffit de séparer les contacts, la coupure des courants est un phénomène complexe qui fait intervenir de nombreux paramètres. En plus de l'intensité des courants à interrompre et des valeurs de tension de réseau, les phénomènes transitoires et les contraintes qui en résultent dépendent fortement du comportement des appareils, en particulier de l'arc qui s'établit entre les contacts et des réactions du réseau liées aux caractéristiques du circuit en amont et en aval de l'appareil.

2.7.2.2 Couper avec l'arc électrique

Deux raisons expliquent l'existence d'un arc :

- Il est quasiment impossible de séparer les contacts très exactement au zéro naturel de courant, du fait de l'incertitude de mesure de la commande : pour une valeur efficace de 10 kA, le courant instantané 1 ms avant d'atteindre son zéro vaut encore 3 000 A.
- La surtension instantanée qui apparaîtrait aux bornes de l'appareil si celui-ci devenait immédiatement isolant serait infinie et entraînerait le claquage immédiat de l'espace inter contacts encore faible.

La séparation des contacts doit se faire à une vitesse suffisante pour que la tenue diélectrique entre les contacts soit supérieure à la tension transitoire de rétablissement. Cela nécessite une énergie mécanique proche de l'infini qu'en pratique aucun appareil ne peut fournir.

2.7.3 Mécanismes de commande

La partie commande est chargée de bâtir l'énergie nécessaire pour réussir les opérations mécaniques tant à l'ouverture qu'à la fermeture. Trois types de commandes sont populaires dans le monde des disjoncteurs haute et moyenne tension:

- Commande pneumatique
- Commande Hydraulique
- Commande mécanique à ressort

2.7.3.1 Commande pneumatique

Cette commande équipe généralement les disjoncteurs à air comprimé. Ce type de disjoncteur utilise l'air comprimé comme fluide diélectrique et possède des contacts mobiles de type piston. Une série de valves activées à des moments précis permet d'admettre la pression de l'air comprimé sur un côté du piston ce qui provoque son déplacement sous l'effet de la différence de pression des 2 bords du piston. Le mouvement du contact mobile n'est généralement pas accessible dans ce type de disjoncteur rendant presque impossible l'utilisation des capteurs conventionnels.

2.7.3.2 Commande Hydraulique

Ce type de commande possède un réservoir d'énergie, appelé accumulateur, sous forme d'azote sous pression ou des ressorts comprimés par de l'huile hydraulique et une pompe. Le contact mobile du disjoncteur est lié au piston d'un vérin hydraulique puissant par l'intermédiaire d'une tringle isolante. Un jeu de valves hydrauliques permet l'admission de la pression accumulée préalablement dans les accumulateurs, d'un côté ou l'autre du piston du vérin qui se déplace et le contact mobile dans la direction souhaitée.

2.7.3.3 Commande Mécanique à ressort

Ce type de commande est le plus demandé pour sa fiabilité démontrée et sa faible fréquence de maintenance périodique. Elle comporte en général un ressort comprimé pour accumuler l'énergie nécessaire pour la fermeture et un autre ressort destiné à accumuler l'énergie pour l'ouverture. Le ressort de fermeture (E) est comprimé manuellement, à l'aide d'une manivelle ou, électriquement par le biais d'un moteur électrique. Un jeu de cliquets de verrouillage à la fermeture contrôle l'énergie accumulée dans le ressort de fermeture. Cette énergie lorsque libérée, par détente du ressort de fermeture, provoque le déplacement du contact mobile vers le contact fixe, par l'entremise des bielles de liaison, et charge simultanément le ressort d'ouverture qui maintient l'énergie ainsi accumulée, par un jeu de cliquets de verrouillage à l'ouverture, pour le prochain ordre d'ouverture.

2.8 Conclusion

Dans ce chapitre, on a rappelé les caractères requis pour un système de protection en général. Les différents éléments d'un tel système ont été présentés et classifiés selon les deux critères, constitution et fonction. Le travail d'un spécialiste réside dans le choix de la structure du système qui puisse protéger la zone concernée en tenant en compte les de prévoir paramètres de la sûreté de fonctionnement sous autres contraintes à savoir économiques, simplicité et efficacité.

Chapitre 3

Protection des turboalternateurs

3.1 Introduction

Les machines électriques tournantes, comme tous les appareils industriels, peuvent être affectées de défauts de fonctionnement. Ces défauts les rendent en général, inaptés à plus ou moins long terme, à assurer leur service, et perturbent le fonctionnement d'autres matériels. Les défauts, ainsi que les conditions anormales de fonctionnement, doivent donc être détectés le plus rapidement possible et provoquer la déconnexion électrique entre la machine et le réseau auquel elle est raccordée.

Le rôle des relais de protections électriques des alternateurs est de détecter, parmi les différents défauts possibles, ceux d'origine électrique, et d'élaborer les actions nécessaires de signalisation dans et d'ouverture du dispositif de coupure reliant l'appareil au réseau.

Dans ce qui suit, les défauts sont distingués d'après leur origine, soit interne à la machine concernée, soit externe. Les actions provoquées peuvent être de nature différente, visant soit à limiter les dégradations subies par la machine, soit à minimiser les conséquences des perturbations sur le fonctionnement de la machine et du réseau, soit les deux.

Après un rappel sur la constitution des machines, les défauts d'origine électrique sont décrits. On associe, généralement, un relais donné à un type de défaut, en technique analogique et numérique. Cependant, les techniques numériques permettent, aujourd'hui, de regrouper différentes fonctions de mesure, d'action et de surveillance dans un même équipement, alimenté par les réducteurs de mesure adéquats.

3.2 Notions de base

La terminologie actuelle désigne par turboalternateur les alternateurs entraînés par turbines à vapeur ou à combustion [21]. Ces machines dont la puissance peut aller de quelques kilovoltampères à plus de 1000 MVA pour les grands turboalternateurs en service sont, en général reliés à un réseau permettant d'alimenter les utilisateurs de l'énergie électrique.

Le turboalternateur peut être considéré comme un système qui se compose des sous systèmes suivants [22] :

- Alternateur lui-même ;
- Système d'excitation ;
- Système de refroidissement ;
- Auxiliaires

L'alternateur est composé d'un stator portant l'enroulement statorique et un rotor cylindrique portant l'enroulement d'excitation et un circuit magnétique. L'énergie source fait tourner le rotor portant l'enroulement d'excitation et avec la loi d'induction électromagnétique, un système de tension triphasé est induit au stator.

Deux méthodes principales sont utilisées pour le raccordement d'un turboalternateur au système de puissance, le raccordement direct et le raccordement indirect.

- *Le raccordement direct* : la figure 3.1.a montre la configuration d'un raccordement direct d'un turboalternateur au jeu de barre, le turboalternateur est raccordé à la charge sans passer par un transformateur élévateur. C'est une méthode ancienne utilisée pour le raccordement pour les turboalternateurs de petites puissances.
- *Le raccordement indirect* : la figure 3.1.b montre la configuration d'un raccordement indirect ou appelé raccordement d'unité. Le primaire d'un transformateur élévateur est raccordé au turboalternateur et son secondaire est raccordé au jeu de barre. Un transformateur de soutirage est raccordé aussi à la sortie du turboalternateur pour assurer l'alimentation de l'unité.

Deux méthodes principales sont généralement utilisées pour la mise à la terre de l'enroulement statorique. Elles sont celle à travers une petite impédance et celle à travers une grande impédance.

- *Mise à la terre à travers une petite impédance* : la figure 3.2. montre un alternateur mis à la terre à travers une résistance ou une réactance. La résistance ou la réactance est sélectionnée pour limiter la contribution d'un défaut à la terre à un courant allant de 200A à 150% du courant nominal de l'alternateur. Ce type de mise à la terre est généralement pratiqué quand le raccordement du turboalternateur au système de puissance est direct.
- *Mise à la terre à travers une grande impédance* : la figure 3.2. montre un alternateur mis à la terre en utilisant un transformateur de distribution avec une résistance au secondaire. Cette méthode de mise à la terre permet de réduire le courant de défaut à la terre à un niveau bas. Elle est utilisée pour les turboalternateurs raccordés au système de puissance à travers un transformateur élévateur.

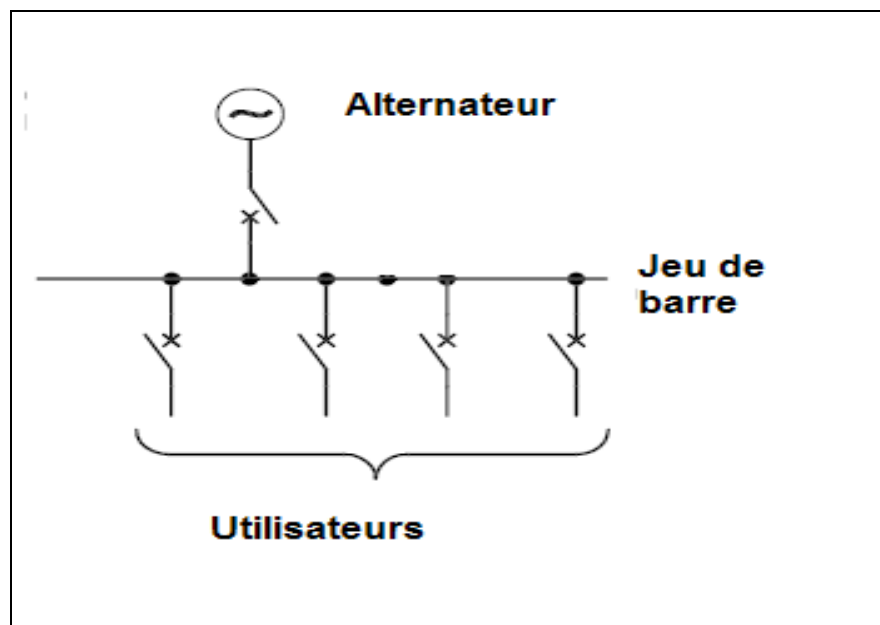


Figure 3.1.a : Raccordement du turboalternateur au réseau électrique avec la méthode directe

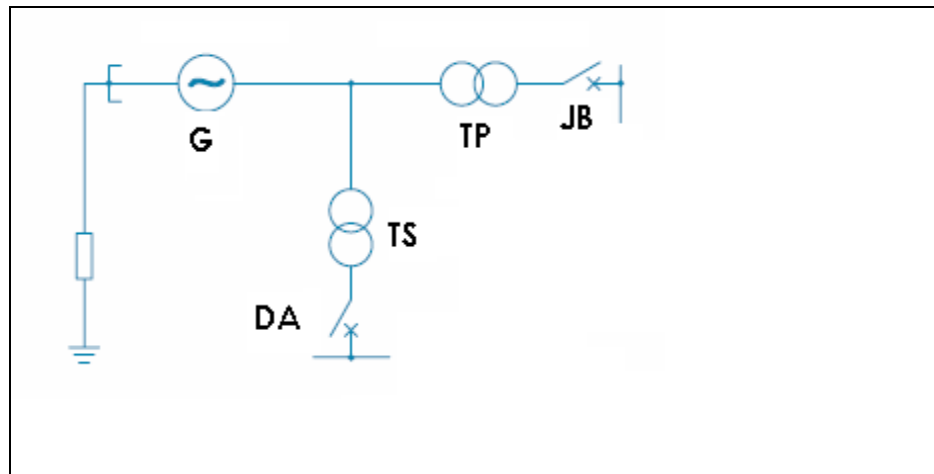


Figure 3.1.b : Raccordement du turboalternateur au réseau électrique
A travers un transformateur élévateur

Avec :

G : représente l'alternateur,

TP : transformateur élévateur,

TS : Transformateur de soutirage,

DA : Disjoncteur du soutirage,

JB : jeu de barre du réseau de haute tension

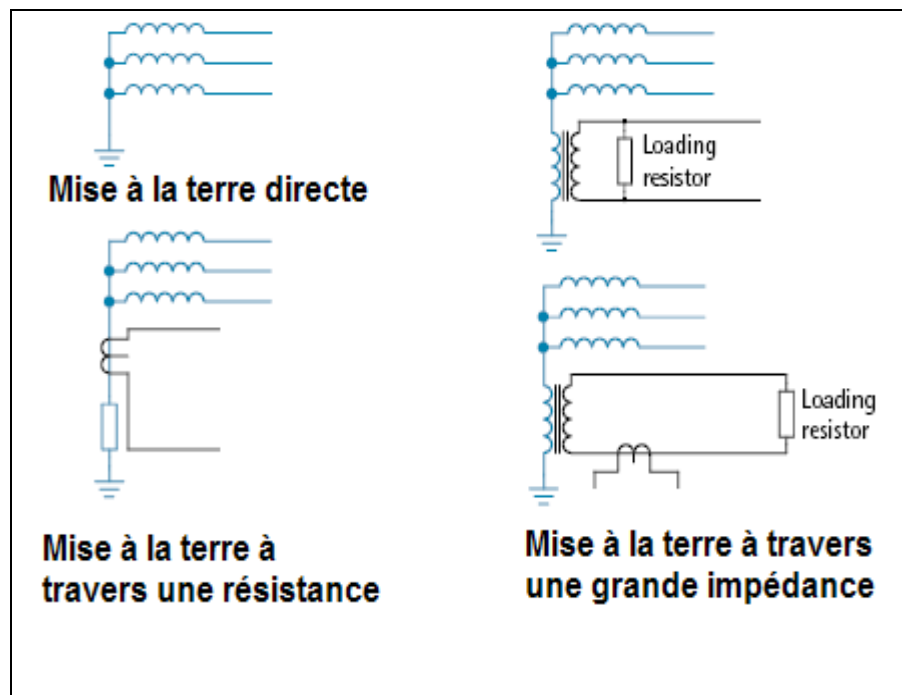


Figure 3.2 : Méthode de mise à la terre du neutre d'un turboalternateur

3.3 Différents types des défauts de fonctionnement des turboalternateurs :

Le turboalternateur est différemment des autres éléments d'un réseau électrique n'est pas seulement contraint à des courts circuits mais à d'autres anomalies de fonctionnement comme l'exemple d'une sous excitation, courants déséquilibrés ...etc. [23.24.25.26]. On englobe les courts circuits et les autres anomalies sous le terme de défauts, ces derniers qui peuvent être classés selon leur origine interne ou externe.

Nous distinguerons deux types de défauts à détecter par les relais de protections, selon leur origine :

- Les défauts d'origine interne, dont la source est une avarie d'un composant de la machine électrique tournante ;
- Les défauts d'origine externe, dont la source est localisée en dehors de la machine électrique, mais dont les conséquences peuvent entraîner des dégradations dans celle-ci.

3.3.1 Défauts d'origine interne

L'isolation des conducteurs formant l'enroulement statorique peut se rompre ou se percer par des causes :

- Electriques (isolation mal imprégnée, décharges superficielles, pénétration d'humidité) ;
- Thermiques (sur échauffement par surcharge ou manque de refroidissement) ;
- Mécaniques (usure, efforts de court-circuit trop importants).

Ces défauts, dont l'évolution peut être lente au début du processus de dégradation, dégénèrent en général très rapidement à la fin de ce processus en un court-circuit, du fait de la tension élevée appliquée à l'enroulement statique à ce stade, le court-circuit est en général permanent.

Un court-circuit peut se produire :

- Entre une phase et la masse, constituée par le circuit magnétique ou la carcasse ;
- Entre deux phases, avec ou sans contact avec la masse ;
- Entre les trois phases, souvent par évolution d'un court-circuit biphasé (extension d'arc) ;

Un court-circuit peut aussi se produire entre deux spires ou deux barres d'une même phase.

L'isolation des conducteurs de l'enroulement rotorique peut également être défailante, le plus souvent par des causes :

- Mécaniques, par usure des isolants ou rupture ;
- Thermiques, par manque de refroidissement général ou localisé ;
- Electriques, par percement de l'isolation ou, le plus souvent, par contournement dû à une pollution (air, huile).

Une machine synchrone peut également subir une perte d'alimentation électrique de l'inducteur (perte d'excitation)

3.3.2 Défauts d'origine externe

Les groupes constitués d'une turbine ou d'un moteur thermique et d'un alternateur peuvent être soit connectés directement à un système de distribution (réseau d'usine, auto producteur), soit raccordés au système général de production transport distribution d'électricité, ou réseau par l'intermédiaire d'un transformateur élévateur de tension, appelé transformateur principal (TP) (figure 3.1.b).

Dans une centrale de production, l'énergie nécessaire aux auxiliaires est prélevée, soit en amont, soit en aval du transformateur principal, par un transformateur de soutirage (TS).

Les défauts qui peuvent affecter le système électrique sont de différentes natures :

- Les courts-circuits, monophasés ou polyphasés, peuvent se produire sur la liaison directe entre l'alternateur et le réseau ou entre l'alternateur et le TP et/ou le TS ; sur la liaison entre le TP et le système électrique ; sur les alimentations des services auxiliaires.
- Les déséquilibres entre la production et la consommation d'énergie électrique peuvent être dus à :
- Un manque de production, entraînant une baisse de fréquence du groupe turboalternateur ;
- Un surplus de production, entraînant une hausse de fréquence du groupe turboalternateur ;
- Un défaut de répartition des charges, principalement réactives entraînant une surcharge en courant de l'alternateur ; la surcharge en puissance active est, en effet, peu probable, du fait de la limitation de puissance mécanique de la machine motrice (turbine, moteur diesel, etc.).

Les pertes de synchronisme de l'alternateur raccordé au réseau [8] peuvent provenir de :

- L'apparition et le maintien d'un court-circuit sur le réseau, proche de l'alternateur ;
- L'augmentation de l'impédance de liaison (ouverture de lignes HT), au-delà de la limite de stabilité ;
- L'augmentation de l'angle interne (diminution du courant d'excitation de l'alternateur).

Les courants déséquilibrés peuvent être dus à :

- Une alimentation de charges monophasées ;
- Des dissymétries locales de réseau (non-transposition de lignes, ouverture de phase ou courts-circuits bi- ou monophasés).
- Les baisses de tension du réseau peuvent provenir d'une insuffisance de production de l'énergie réactive (tension basse) ou de courts-circuits (creux de tension). Ces phénomènes entraînent une surcharge en courant de l'alternateur, voire une perte de synchronisme.

Les surtensions sont dues à :

- un défaut de fonctionnement de la régulation de tension de l'alternateur ;
- une diminution brutale de la puissance fournie par la machine ou *délestage*, par ouverture de la ligne de raccordement au réseau par exemple. Ce défaut peut affecter plus particulièrement des groupes hydrauliques, dont la régulation de vitesse est en général plus lente que celle des turboalternateurs ;

Les défauts mécaniques ont des conséquences sur les grandeurs électriques, par exemple la fermeture volontaire ou intempestive des vannes d'alimentation en vapeur (ou en eau) de la turbine entraîne le passage de la machine en fonctionnement en moteur synchrone, avec consommation de puissance active sur le réseau. C'est la phase dite de retour d'énergie. Notamment, si le groupe reste couplé au réseau, le fonctionnement de la turbine à vapeur dans ces conditions n'est pas admissible de façon prolongée, du fait du risque d'échauffement des ailettes.

3.4 Différentes fonctions de protection nécessaire pour un turboalternateur :

3.4.1 Protection contre les défauts enroulements statoriques – Masse (51GN, 59GN)

Nous considérons, le cas d'un alternateur unique, débitant sur un réseau par l'intermédiaire d'un jeu de barres ou de gaines coaxiales et d'un transformateur élévateur. Le point neutre de l'alternateur est raccordé à la terre par une résistance.

Le défaut à la masse, qu'il ait son origine sur un enroulement statorique ou sur le bobinage primaire du transformateur principal (et de celui de soutirage dans le cas d'un soutirage amont) doit être éliminé très rapidement, les dommages pouvant devenir très graves s'ils atteignent le circuit magnétique.

La protection la plus courante répond au principe de détection directe. Le courant de défaut est mesuré dans la connexion du point neutre à la terre, à travers une résistance de limitation (figure 3.3.a). Le courant traversant le défaut est donné par la formule :

$$I_{\text{déf}} = V / (R_{\text{déf}} + R_{\text{enr}} + R_{\text{N}}) \quad (3.1)$$

Avec :

$I_{\text{déf}}$: courant de défaut,

V : tension simple entre l'endroit du défaut et la masse,

$R_{\text{déf}}$: résistance du défaut,

R_{enr} : résistance de la partie de l'enroulement, entre le point neutre et l'endroit du défaut,

R_{N} : résistance de raccordement du point neutre de l'alternateur à la masse.

Dans le cas où la mise à la terre du point neutre est à travers un transformateur, le secondaire est chargé par une résistance R , une disposition qui permet d'utiliser une résistance de faible valeur, de construction robuste, tout en présentant une valeur équivalente au primaire du transformateur suffisamment élevée pour limiter le courant de défaut à quelques dizaines d'ampères. Le défaut est détecté par une mesure de courant dans la résistance R , ou de tension à ses bornes avec respectivement les fonctions (51GN), (59GN) (figure 3.3.b).

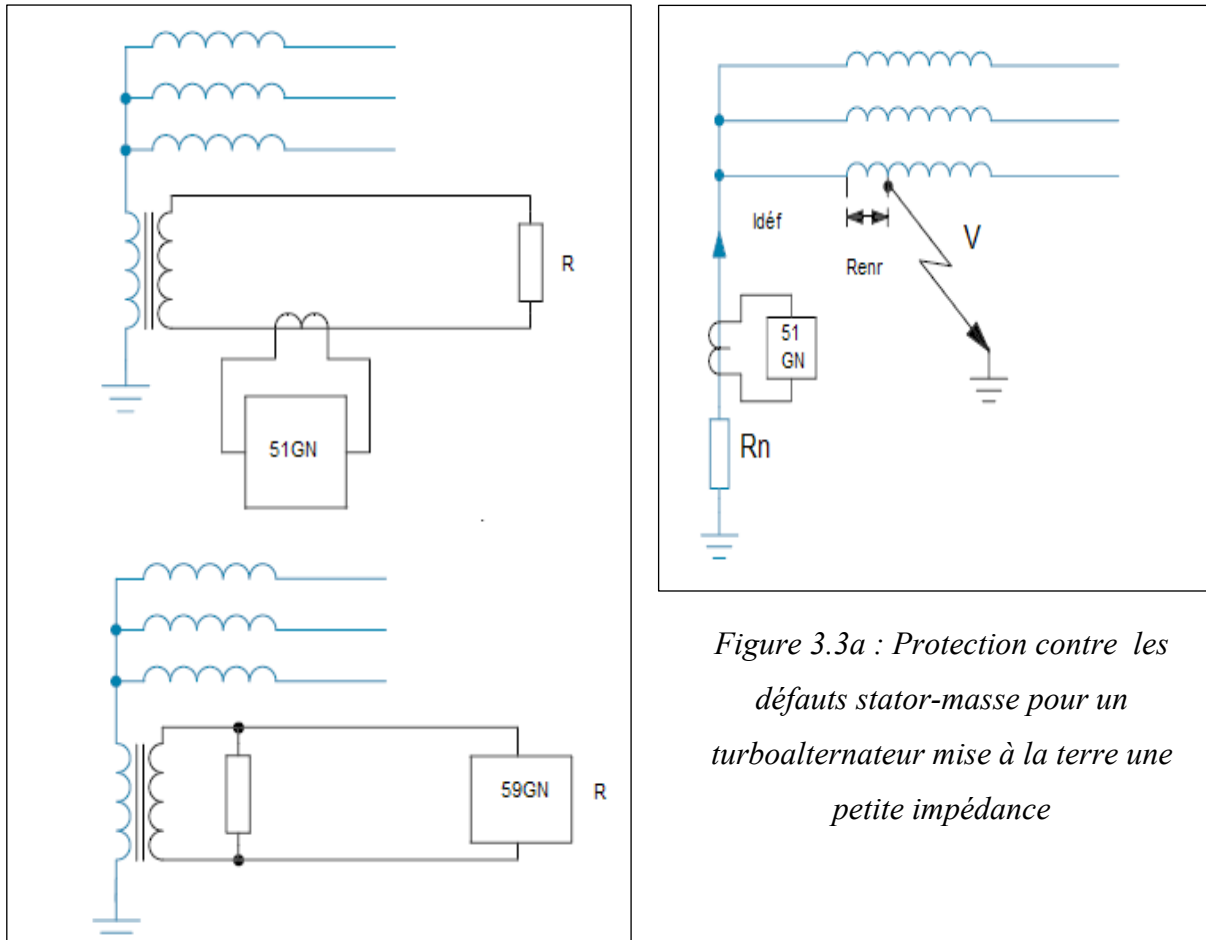


Figure 3.3a : Protection contre les défauts stator-masse pour un turboalternateur mise à la terre une petite impédance

Figure 3.3b : Protection contre les défauts stator-masse pour un turboalternateur mise à la terre à travers une grande impédance

3.4.2 Protections contre les défauts entre phases (87G)

Dans les encoches du circuit magnétique, un défaut entre phases est toujours accompagné, ou précédé, par un défaut à la masse. Il sera donc détecté par le relais de mise à la masse du stator décrit précédemment.

Dans les têtes de bobines, à l'extérieur du circuit magnétique, on est fondé à admettre que, le plus souvent, le défaut intéresse très vite la masse, ne fût-ce que parce que l'arc est soufflé par la ventilation interne. Toutefois, cette certitude n'est pas absolue et le délai supplémentaire introduit peut entraîner une aggravation des dégâts, et un allongement du temps de réparation, donc du coût d'un incident.

Pour les alternateurs de taille moyenne et importante, les fortes puissances en jeu justifient ainsi, pour des raisons économiques, l'installation d'une protection différentielle longitudinale.

Le principe utilisé répond au critère de détection directe. Sur chaque phase, un relais mesure la différence des courants I_1 et I_2 , entrant et sortant de cette phase (figure 3.4).

Cette différence, due au courant de défaut, est rapportée au courant circulant dans la phase.

La protection est donc constituée par un ensemble triphasé de relais différentiel à pourcentage. Le courant minimal de défaut définissant le seuil de fonctionnement de la protection est donné par la relation :

$$I_{\text{d\`e}f} = I_1 - I_2 = \alpha (I_1 + I_2) / 100 \quad (3.2)$$

Avec : α pourcentage de la protection.

La réalisation de ce type de protection tient en compte les points suivants :

- *Transformateurs de courant* : Pour éviter les fonctionnements intempestifs suite à des défauts extérieurs à l'alternateur, les TC doivent se comporter de façon rigoureusement symétrique, surtout du point de vue magnétique, en régimes subtransitoire et transitoire et sous l'effet des composantes apériodiques. L'erreur correspondante doit être très inférieure au seuil de fonctionnement dans une plage de 0 à 5 fois le courant assigné. Pour cela, les TC d'une même phase doivent être appairés, c'est-à-dire avoir des caractéristiques (erreur, courbe de magnétisation) identiques ou pour le moins très proches. Les résistances de filerie du câblage secondaire des TC doivent aussi être égales et aussi faibles que possible.
- *Relais de protection* : Un relais à maximum de courant à pourcentage est disposé sur chaque phase. La valeur de réglage, exprimée en pourcentage du courant de phase, est typiquement de 10 à 20 %. Toutefois, en cas de défaut monophasé extérieur à l'alternateur, le courant différentiel peut atteindre une valeur proche de celle d'un défaut entre phases, situé à proximité de la connexion de neutre, du fait des particularités constructives (erreurs de TC, sensibilité du relais). Pour éviter les déclenchements intempestifs, le relais doit donc être désensibilisé et suivre une loi à seuil constant, pour les faibles courants de défaut.

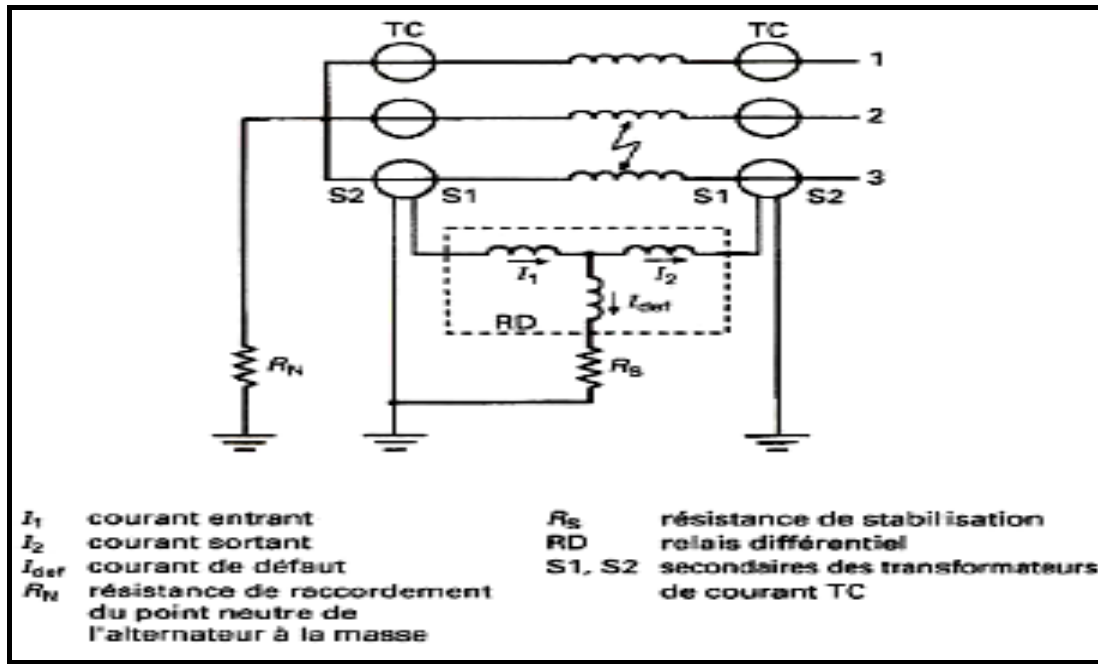


Figure 3.4 : Protection contre les défauts entre phases pour un alternateur

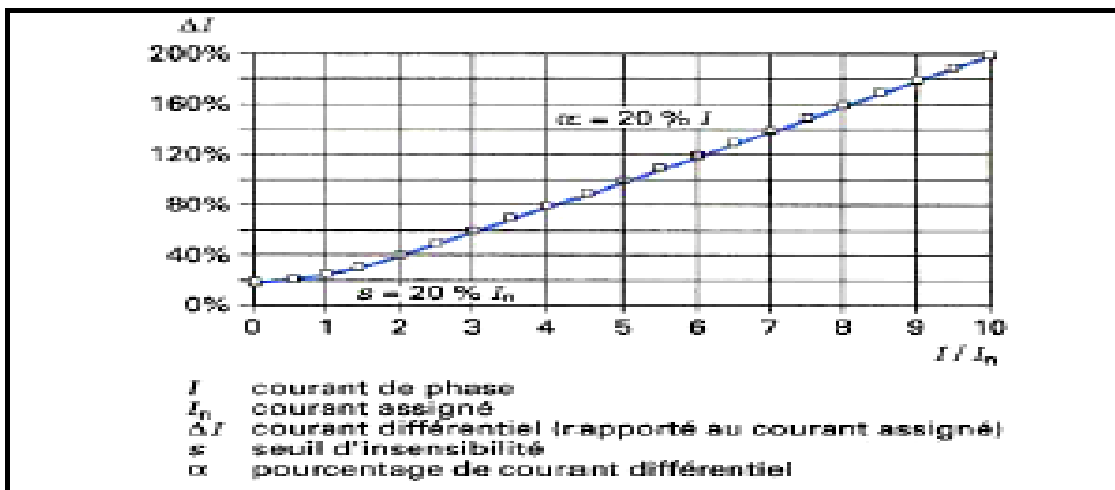


Figure 3.5 : Protection contre les défauts entre phases pour un alternateur

Caractéristique de fonctionnement

3.4.3 Défauts entre spires d'une même phase

L'installation d'une protection contre les défauts entre spires d'une même phase résulte d'une évaluation économique de son intérêt, car la tension maximale entre conducteurs voisins, beaucoup plus faible qu'entre conducteurs de phases différentes, rend un tel défaut assez peu probable. De plus, ceux-ci sont tous isolés pour supporter la tension maximale de la machine. Si un tel défaut apparaît, il est quasi certain qu'il évoluera très vite en défaut à la masse, en particulier s'il est situé dans une encoche du circuit magnétique.

Dans les installations industrielles, on peut utiliser soit une mesure de tension homopolaire, soit, pour les machines dont les enroulements statoriques de phase sont dédoublés, une mesure de courant différentiel entre chaque demi-phase.

3.4.4 Mise à la masse de l'enroulement rotorique (64F)

L'enroulement rotorique étant à potentiel flottant, le court-circuit à la masse en un point n'a pas de conséquences électriques immédiates sur le fonctionnement de l'alternateur. Toutefois, en fixant les potentiels par rapport au fer du rotor, il risque d'affranchir un second défaut latent qui entraînerait alors un court-circuit entre les polarités dont les conséquences risqueraient d'être graves (fusion de l'arbre, vibrations excessives dues au déséquilibre magnétique).

Différentes méthodes ont été étudiées pour la protection contre ce type de défauts. On rappelle ici la méthode récente appelée méthode d'injection.

Le principe de méthode consiste à placer une source de tension alternative (sinusoïdale ou à forme d'onde rectangulaire, selon les fournisseurs) à basse fréquence entre le circuit rotorique et la masse, et à mesurer ainsi la résistance d'isolement (figure 3.6). Cette disposition assure la séparation galvanique entre la source et l'alimentation en courant continu de l'inducteur et permet de distinguer le courant utile de mesure des courants parasites à 50 Hz ou autres fréquences (ondulations résiduelles, etc.).

Le module d'injection est un générateur de tension dont la fréquence est de quelques hertz ou un sous-multiple de la fréquence du réseau (par exemple : $f_n/4$). La valeur de la résistance d'injection est de quelques centaines d'ohms. Le module de détection réalise une mesure de tension aux bornes d'une résistance shunt de quelques kilos ohms, insérée dans le circuit.

La sensibilité du relais est réglée pour détecter une résistance d'isolement du rotor inférieure à 1 à 5 k Ω , typiquement. Le (ou les) condensateur(s) de couplage, d'une capacité de quelques microfarads, doit être dimensionné pour la tension maximale susceptible d'apparaître entre rotor et masse, soit quelques kilovolts, pendant les régimes transitoires de l'alternateur.

D'autres utilisent une injection à haute fréquence (HF) comme montre la figure 3.6.

Dans ce cas, on utilise un relais à impédance.

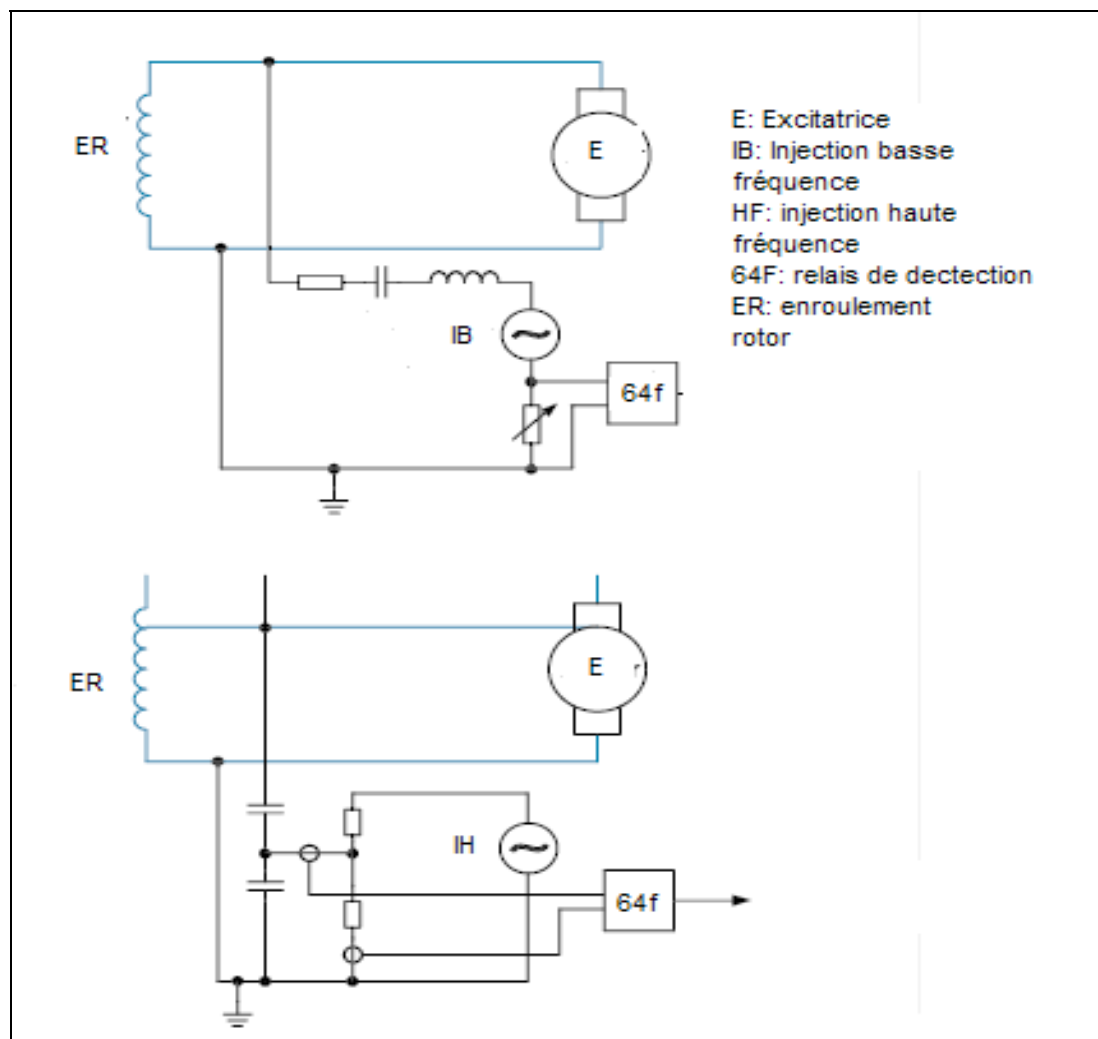


Figure 3.6 : Protection contre les défauts enroulement rotorique-masse
 Avec la méthode d'injection

3.4.5 Surintensités au stator (49)

La protection contre les surintensités dans l'enroulement statorique est destinée à la prévention des surcharges, principalement en puissance réactive. Elle peut aussi être utilisée en protection de secours contre les courts-circuits externes qui ne seraient pas éliminés par les relais de protection du réseau. Il est à noter que l'échauffement des conducteurs statoriques est également surveillé par des sondes thermométriques [six au minimum d'après les normes internationales (CEI 34-1)], ou par image thermique.

La protection répond au principe de détection directe. Le courant est généralement mesuré sur une seule phase, car la surcharge est a priori équilibrée.

Le système de protection se compose :

- d'un **transformateur de courant**, de rapport $I_{pn}/5$ A ou $I_{pn}/1$ A, I_{pn} étant le courant normalisé immédiatement supérieur à la valeur maximale permanente du courant statorique I_a ; par exemple à la puissance apparente $S = S_n : U = 0,95 U_n ; I_a = 1,05 I_n$, S_n, U_n, I_n donnant les valeurs assignées de puissance apparente, tension et courant de l'alternateur ;
- d'un **relais de protection**, à maximum de courant, réglé à une valeur comprise entre 1,1 et $1,2 I_n$ et temporisé de quelques secondes (2 à 10 s) ; éventuellement, un deuxième relais, réglé à une valeur supérieure ($1,2 I_n$ ou plus), et temporisé (5 à 10 s), provoque le déclenchement du groupe.

3.4.6 Déséquilibres du courant statorique (46)

Les alternateurs, ou, plus spécifiquement, les amortisseurs du rotor, supportent, par conception, un taux de composante inverse :

$$i_2 = I_2 / I_n \quad (3.3)$$

Avec :

I_2 : Composante inverse de courant

I_n : Courant assigné de l'alternateur défini par la norme internationale CEI 34.1. Les valeurs admissibles sont fixées, selon la taille des machines, tant en régime permanent (entre 5 et 10 %), qu'en régime transitoire de durée t , exprimé en capacité thermique par le produit

$$I_2^2 t = k \quad (3.4)$$

Avec :

K : compris entre 5 et 20 s

L'incident qui, en général, justifie l'installation d'une protection de déséquilibre est l'ouverture prolongée d'une phase, soit sur une ligne du réseau, soit sur le matériel de production et de transformation. Le taux de déséquilibre est très variable selon l'emplacement de l'ouverture, il atteint 58 % pour la coupure d'une phase aux bornes de l'unité.

Pour protéger l'alternateur en évitant les déclenchements intempestifs, on utilise une protection temporisée selon la loi,

$$I_2^2 t = Cste \quad (3.5)$$

Avec un seuil minimal de fonctionnement réglable. En outre, il y a normalement sur le réseau des déséquilibres de forte amplitude, mais de courte durée dus aux cycles de réenclenchement sur défauts monophasés. Il faut donc que, aux très forts déséquilibres, la protection soit inhibée pendant un temps suffisant (typiquement 3 à 10 s).

Avec la technologie du numérique, le relais arrive lui-même à calculer la composante inverse du courant et actionner les éléments de coupure en fonction de la caractéristique associée.

3.4.7 Marche en moteur synchrone (retour d'énergie) (32)

Le fonctionnement en moteur synchrone de l'alternateur ne présente aucun inconvénient pour celui-ci, mais peut créer des dommages à l'organe d'entraînement en cas de durée prolongée : Échauffement des ailettes de turbines à vapeur (principalement pour les corps de turbines à basse pression), défauts mécaniques de moteurs thermiques, inversion du sens de la puissance transmise dans un réducteur de vitesse (turbines à combustion).

En outre, le critère de retour de puissance est utilisé pour les grands groupes turboalternateurs de centrales nucléaires, pour éviter les survitesses lors de la séquence d'arrêt de la ligne d'arbre. Ce critère permet de s'assurer qu'il n'y a plus aucune arrivée de vapeur à la turbine, avant de déconnecter le groupe du réseau.

La consommation de puissance par un groupe turboalternateur est détectée par une mesure de la puissance active *négative* (par rapport au sens normal de circulation de l'énergie).

Différents principes sont possibles, selon le réseau à considérer et la sensibilité recherchée :

- mesure de la somme des trois puissances monophasées actives ;
- mesure de la moyenne des trois composantes actives de courant, la tension étant supposée constante ;
- mesure monophasée de puissance active, en supposant la charge du réseau équilibrée.

La puissance consommée sur le réseau, correspondant aux pertes mécaniques de la ligne d'arbre du groupe (frottements, ventilation), est très faible pour les groupes à turbine à vapeur (typiquement de 0,5 à 5 % P_n) et plus importante pour les moteurs thermiques (de 5 à 25 % P_n). La mesure de puissance doit donc être très précise et très stable, et, notamment, insensible au déphasage entre courant et tension, c'est-à-dire à la valeur de la puissance réactive. Le retour de puissance s'établit, le plus souvent, avec plusieurs oscillations, après l'ordre de fermeture des vannes.

Pour éviter les fonctionnements intempestifs de la protection, notamment lors d'incidents sur le réseau, le relais doit être temporisé d'une valeur fixe (typiquement 2 à 10 s) et, éventuellement, être associé à un intégrateur d'oscillations, pour les grands groupes.

La classe de précision des transformateurs de mesure est de 0,2 à 0,5 ; Le relais de protection, à maximum de puissance active directionnelle, est réglé à un seuil de l'ordre de 60 à 80 % de

la puissance consommée en moteur. Il doit avoir une précision de l'ordre de 0,5 % P_n , et être temporisé (avec intégrateur éventuel).

3.4.8 Surtensions du stator (59)

Les surtensions aux bornes du stator sont principalement dues à un fonctionnement défectueux de la régulation de tension, éventuellement concomitant avec des manœuvres sur le réseau (insertion de condensateurs proches, perte brusque de la charge) et/ou un niveau de tension initial du réseau relativement élevé.

La protection répond au principe de détection directe. Les défauts, dans ce cas, étant a priori équilibrés, la mesure peut ne se faire que sur une seule phase, avec :

- un transformateur de tension
- un relais de protection, à maximum de tension, réglé à un seuil compris entre 1,2 et 1,5 U_n , en fonction des performances de la régulation de tension ; un premier seuil réglé entre 1,1 et 1,2

3.4.9 Baisses de tension (

Le fonctionnement à basse tension n'a pour conséquence qu'une augmentation du courant statorique, à puissance fournie constante. Cette surcharge étant couverte par la protection contre les surintensités au stator, la détection des baisses de tension a surtout pour but de protéger les auxiliaires de l'unité contre les Rampages de moteurs.

La protection utilise le principe de la mesure de la composante directe de la tension, au secondaire du transformateur de soutirage de l'unité. Cela a pour but de prendre en compte des déséquilibres éventuels de la tension, et de ne pas entraîner de déclenchements inutiles, si la composante directe reste suffisante pour assurer le bon fonctionnement des auxiliaires.

Les transformateurs de tension sont constitués de trois éléments monophasés, de rapport typiquement volts, avec U_n tension assignée au secondaire du transformateur de soutirage (TS).

Le relais de protection, à minimum de tension directe, est donc associé à un filtre déphaseur élaborant cette tension:

3.4.10 Rupture de synchronisme

Le régime de rupture de synchronisme représente un cas typique où le compromis entre les exigences d'une part de protection des machines, et d'autre part, de sauvegarde du réseau, est

le plus difficile à trouver, tant à cause de la complexité des phénomènes mis en jeu, que des pratiques d'exploitation différentes, selon les réseaux considérés.

Une perte de synchronisme a pour conséquences des oscillations de puissance active (fourniture, absorption) d'amplitude importante, dont la période est comprise entre quelques secondes et quelques dizaines de secondes. Si l'état du système de production-transport est critique, ou, en cas d'excitation insuffisante de l'alternateur, celui-ci peut décrocher du réseau. Cela entraîne une ou plusieurs rotations d'angle interne, correspondant à une augmentation continue de l'angle, au-delà de la limite naturelle de stabilité proche de 90° (l'alternateur effectue ce que l'on appelle couramment des tours électriques).

Ces phénomènes ont une importance rapidement croissante avec la taille des machines. Des alternateurs de puissance faible ou moyenne (typiquement quelques dizaines de méga voltampères) acceptent un fonctionnement asynchrone (marche couplée en absence d'excitation) de quelques minutes, à puissance réduite, si le couple mécanique fourni par la turbine est inférieur au couple électrique asynchrone maximal et si le réseau peut fournir par ailleurs une puissance réactive suffisante. Dans de tels cas, la protection contre les pertes de synchronisme ou les pertes d'excitation peut être réalisée selon des principes simples tels que, par exemple :

- mesure de l'impédance du réseau vue des bornes de la machine (relais à minimum d'impédance capacitive) ;
- mesure de la puissance réactive absorbée ;
- relais à minimum de courant d'excitation.

En général, on peut établir les relations suivantes :

— perte d'excitation → tours électriques → déclenchement du groupe ;

— perte de synchronisme → oscillations de puissance → îlotage.

Toutefois, selon l'état du réseau (puissance de court-circuit, réactance de liaison) et de l'excitation du groupe, qui ne sont pas connus a priori, les deux critères se recoupent partiellement lors d'une rupture de synchronisme.

Pour assurer, cependant, la discrimination entre les actions de déclenchement et d'îlotage, et laisser au groupe la possibilité de se resynchroniser naturellement, après le fonctionnement des protections du réseau, le déclenchement du groupe ne doit être provoqué qu'après détection de quelques tours d'angle interne et non au premier tour. De la même façon, l'îlotage ne doit être provoqué qu'après plus d'une dizaine d'oscillations de puissance.

Pour la détection des tours électriques, les capteurs primaires sont :

- un transformateur de tension, sur une phase statorique ;
- un alternateur auxiliaire à aimants permanents solidaire du rotor, ou un émetteur d'impulsions de référence fixé sur le rotor ;
- un dispositif de mesure de l'angle interne (déphasage entre la référence rotorique et le passage par zéro de la tension statorique) ;
- un comparateur qui émet une impulsion quand l'angle interne dépasse la valeur réglée.
- Le relais de retour de puissance est un relais triphasé à maximum de puissance active ; une impulsion est émise quand la puissance dépasse un seuil négatif (typiquement $- 5 \% P_n$), puis revient au-dessus d'un seuil positif (typiquement $5 \% P_n$).
- Chaque compteur d'impulsions comptabilise, pour chaque voie, 1 à 20 impulsions ; il déclenche une action si le nombre d'impulsions pré-réglé est atteint dans un temps donné, compté à partir de la première impulsion reçue.

3.4.11 Variations de fréquence (81)

Les excursions de fréquence en dehors de la valeur normale de 50 Hz (à quelques milli hertz près) sont le signe d'une adaptation momentanément incorrecte de la puissance active fournie par le groupe à la demande du réseau, selon l'un des deux schémas :

- Déficit de production → baisse de vitesse → baisse de fréquence.

L'alternateur ne doit être séparé du réseau que si les actions automatiques destinées à rétablir l'équilibre production-consommation ont échoué [8].

- Excédent de production → montée de vitesse → hausse de fréquence, compensée par la fermeture progressive des vannes d'admission de vapeur de la turbine. Si cette action n'est pas suffisante, l'alternateur doit être séparé du réseau (îlotage) avant que le groupe ne soit déclenché totalement par l'action des protections mécaniques de la turbine contre les survitesses.

Le relais utilise un principe de détection semi-direct, par le biais de la mesure de fréquence de la tension aux bornes de l'enroulement statorique de l'alternateur.

Le relais de mesure est un relais à deux fonctions, maximum et minimum de fréquence; il est verrouillé sur baisse anormale de la tension surveillée (typiquement $40 \% U_n$).

3.4.12 Protection contre la perte du signal des transformateurs de tension (60, 60FL)

Pour les turboalternateurs, on met généralement des transformateurs de mesure dans la zone de protection. Ces transformateurs sont généralement connectés en étoile mise à la terre-étoile mise à la terre et généralement ils ont des fusibles au primaire et au secondaire.

Les transformateurs de mesure sont utilisés pour donner une image parfaite de la tension aux relais de protection et aussi au régulateur de tension. Si un fusible s'effondre dans le circuit du transformateur, la tension à son secondaire est réduite ce qui provoque un fonctionnement des relais et aussi le régulateur de la tension qui rend ainsi l'alternateur surexcité. Les fonctions de protection 21, 32, 40 sont immédiatement touchées. Une solution qui consiste en une protection contre la perte du signal du transformateur de tension s'avère donc nécessaire. La méthode la plus utilisée pour détecter une perte du signal du transformateur de mesure est un relais comparateur de tension. Ce relais compare les tensions entre les trois enroulements secondaires de deux transformateurs de tension. Quand un fusible s'effondre, un déséquilibre de tensions aura lieu ce qui provoque le fonctionnement du relais réglé généralement à 15% de différence entre les deux tensions. Cette protection est schématisée dans la figure 3.7

Quand un seul transformateur de tension est utilisé pour la protection du turboalternateur, la méthode décrite ne peut pas être réalisée. Une autre méthode consistant en la vérification des composantes directes et indirectes de la tension est implémentée. Un déséquilibre de tension provoque une augmentation de la composante inverse et une diminution de la composante directe. Ce principe de protection est utilisé avec la protection numérique.

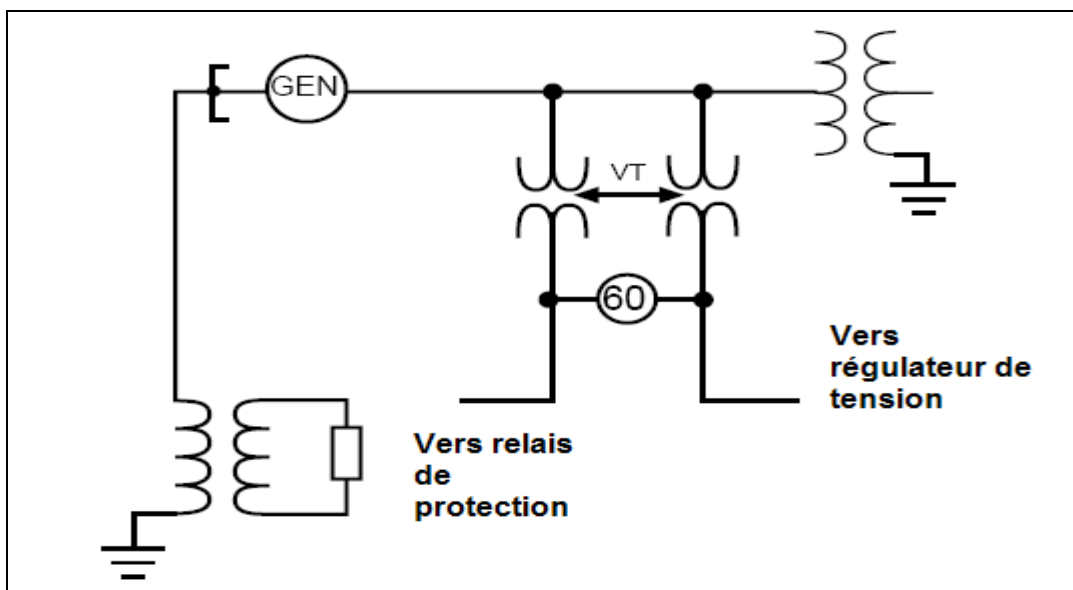


Figure 3.7 : Détection de la perte du signal du transformateur de tension

3.4.13 Protection contre la défaillance du disjoncteur de l'alternateur

La protection contre une défaillance du disjoncteur de l'alternateur donne l'informateur aux disjoncteurs de permanence si un défaut où une condition anormale touche à l'alternateur et est détecté avec les fonctions de protection, mais le disjoncteur de l'alternateur n'intervient pas pour lui mettre fin.

Le schéma de principe de cette fonction est schématisé dans la figure 3.8.

Le contact auxiliaire du disjoncteur alternatif est lié avec un détecteur de courant à la sortie du disjoncteur avec une porte OR. La sortie de cette porte est liée avec une sortie du relais de protection de l'alternateur par une porte AND pour aller à un temporisateur qui est l'autre lié au disjoncteur de permanence (de ligne de transmission par exemple).

Un défaut qui est détecté par le relais de protection et n'est pas éliminé par le disjoncteur de l'alternateur dans un temps défini, sera détecté par le détecteur de courant (CD) ou indiqué par le contact auxiliaire du disjoncteur (52a).

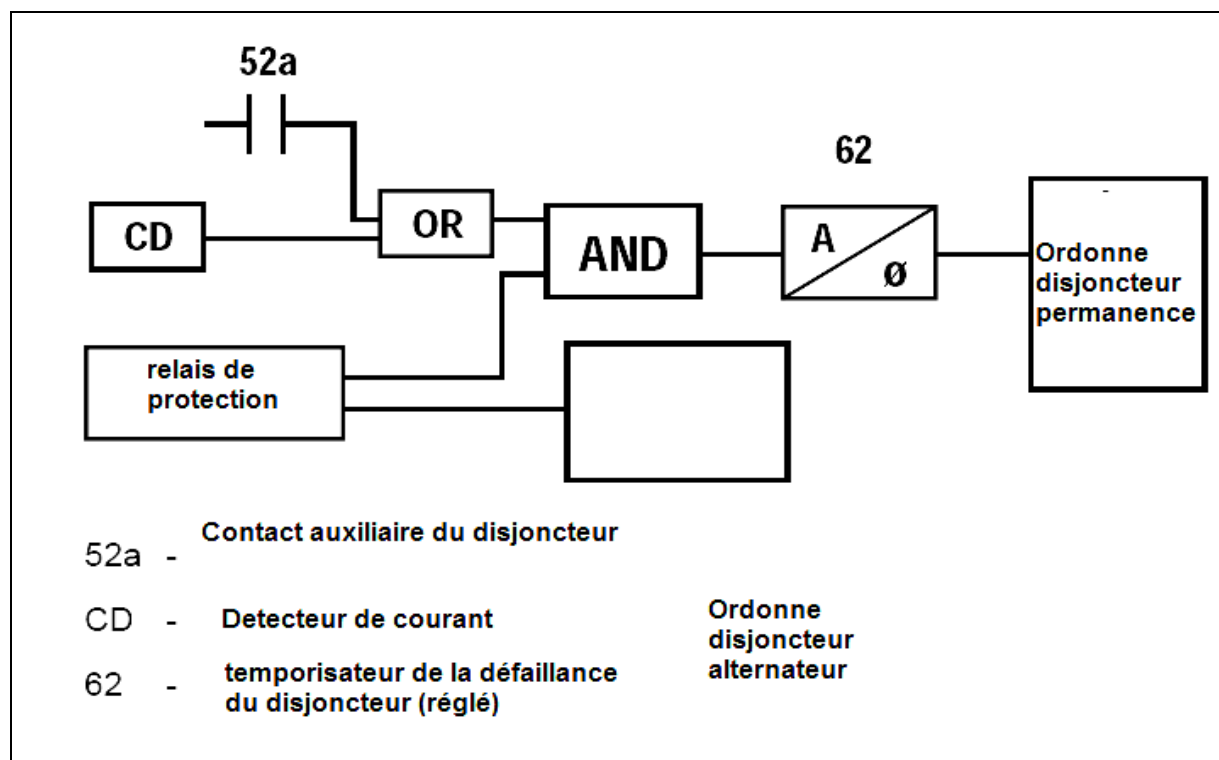


Figure 3.8 : Principe de protection contre la défaillance du disjoncteur de l'alternateur

3.4.14 Protection contre la perte d'excitation (40)

Une perte totale ou partielle de l'excitation de l'alternateur est déterminante pour l'alternateur lui-même et pour le système de puissance. Cette condition de fonctionnement anormale doit être détecté le plus rapidement possible pour isoler l'alternateur du système pour éviter son endommagement. Une perte d'excitation a aussi son impact sur tout le système de puissance puisqu'elle cause une perte de la puissance réactive.

Avec la perte du courant d'excitation, l'alternateur absorbe de la puissance réactive au lieu de la fournir, il travail dans la zone de sou excitation de sa caractéristique. Si le système de puissance lui fournit de la puissance réactive, il continue à fonctionner en moteur asynchrone, mais le synchronisme est perdu. Le passage de la zone de surexcitation à celle de sou excitation avec la perte du courant d'excitation n'est pas instantané mais dans un temps (quelques seconds) dépendant du niveau des sorites de l'alternateur et de 'aptitude du système de puissance. La caractéristique du fonctionnement de l'alternateur est schématisée dans la figure 3.10. Cette caractéristique indique ses limites de fonctionnement.

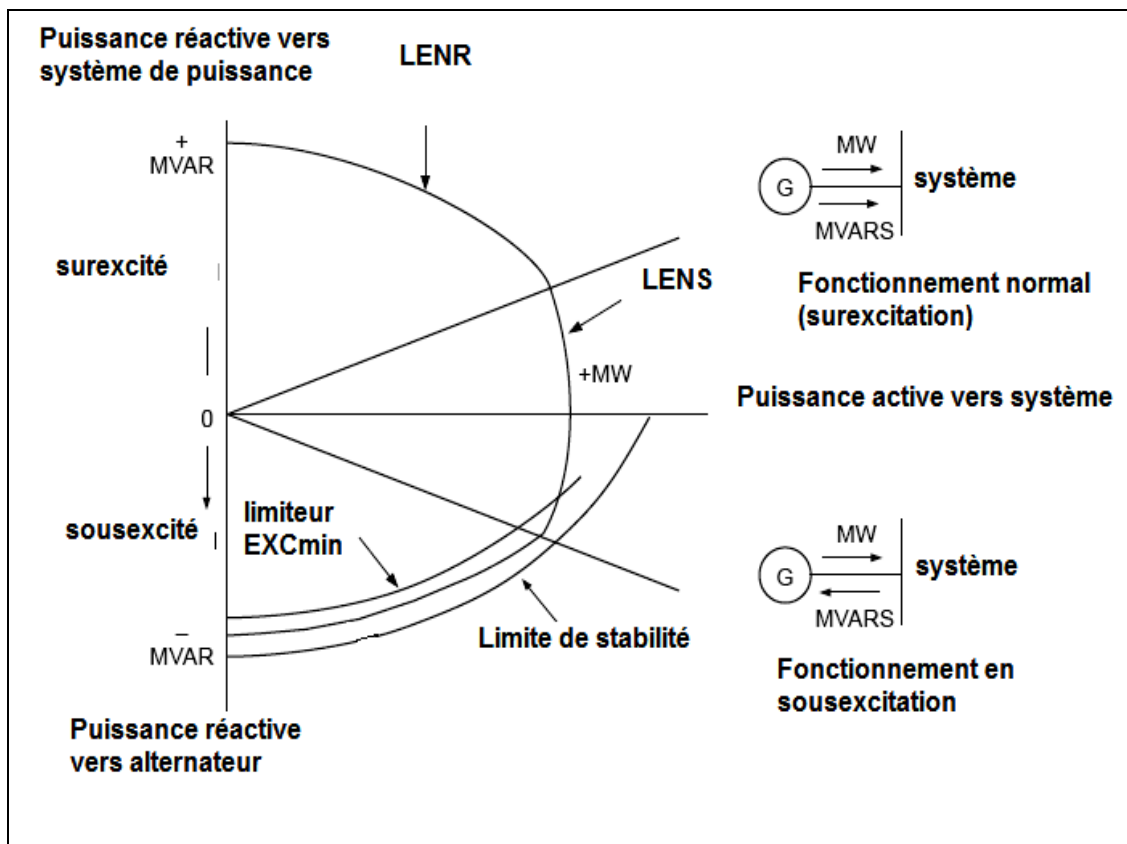


Figure 3.9 : Limites de fonctionnement d'un alternateur

La méthode la plus utilisée pour détecter une perte du courant d'excitation et celle consistant en l'utilisation d'un relais à impédance. Pour un alternateur qui perd son excitation en étant en fonctionnement, l'impédance vue de ses sorties aura la caractéristique montrée sur la Figure 3.13

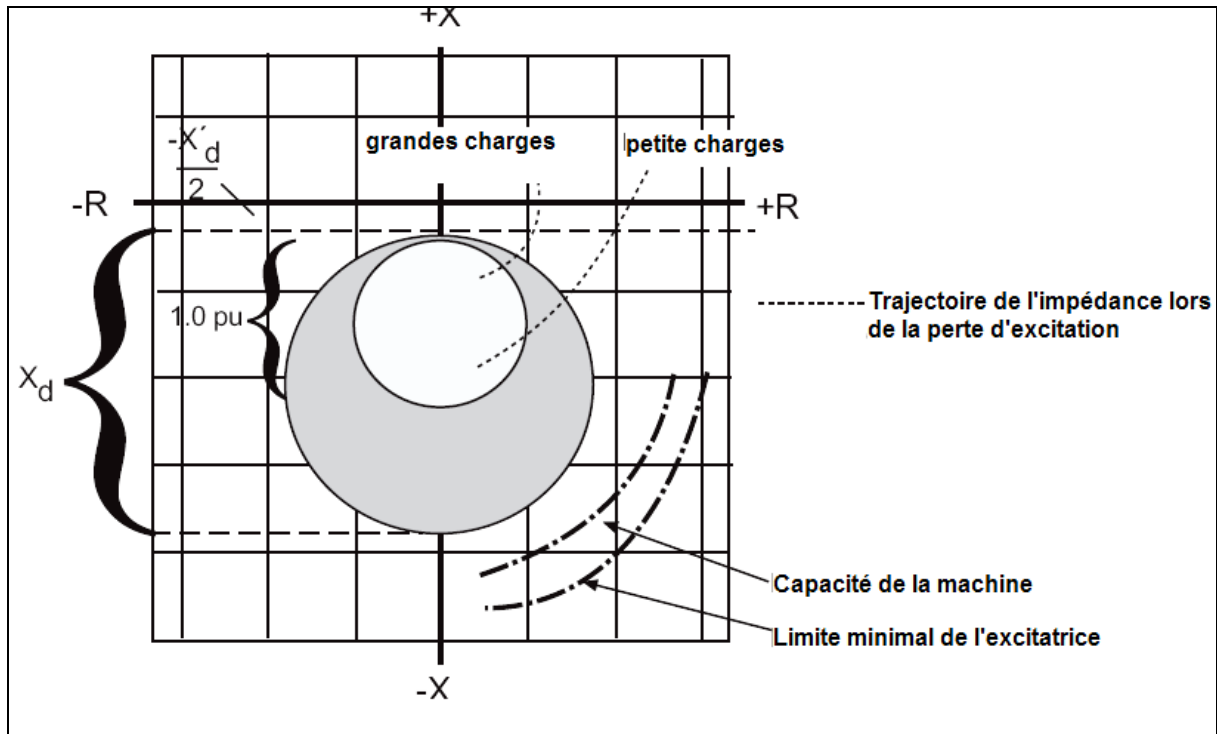


Figure 3.10 : Caractéristique d'un relais à impédance à deux zones

Pour les anciens systèmes de protection, on utilise un relais à impédance à une zone (Mho à une zone). Les relais moderne utilisés sont à double zone (figure 3.10)

Le relais fonctionne une fois l'impédance vue de la sortie de l'alternateur tombe dans le cercle définissant la caractéristique du relais

3.5 Configuration d'un système typique et matrice de déclenchement.

Une configuration typique des différentes fonctions de protection est représentée sur la figure 3.9, une configuration contenant toutes les fonctions décrites précédemment.

Il reste maintenant à savoir comment réagit ces différentes fonctions lors de la détection d'un défaut.

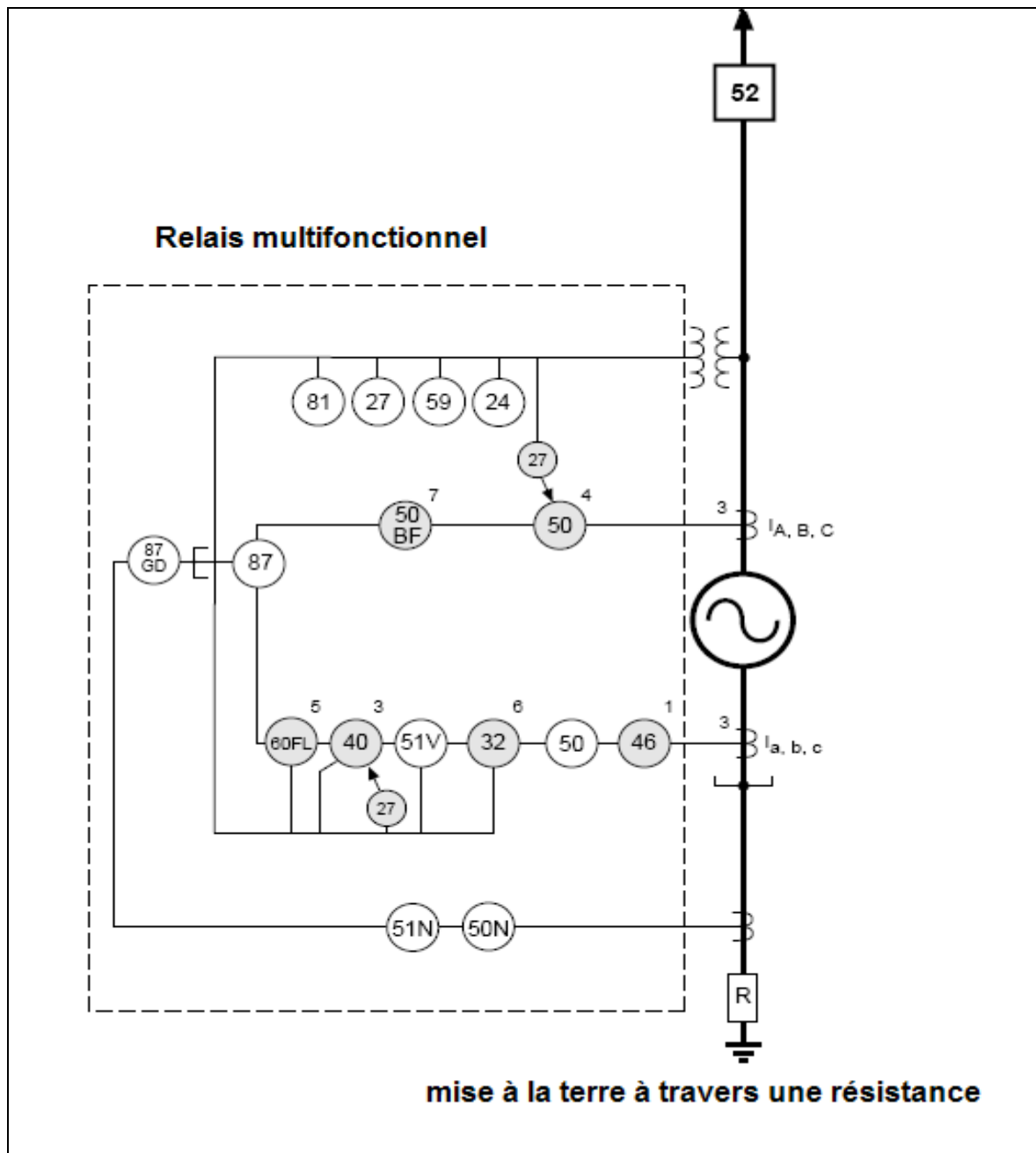


Figure 3.11 : Différentes protections nécessaires pour un alternateur

Protection	Déclenchement disjoncteur alternateur	Déclenchement disjoncteur excitation	Fermeture vannes turbine	Alarme seulement
21	X			
24	X	X		
32		X	X	
40	X	X	X	
46	X			
49				X
59N	X	X		
59				
64F				X
78	X			
81	X			
87G	X	X	X	

Tableau 3.1 : Table ou matrice de déclenchement pour le cas
D'une protection d'un turboalternateur

L'alternateur représente une partie très importante car c'est l'élément le plus important dans toute l'unité de production. Il est en relation directe avec son disjoncteur, l'entraîneur de son rotor qui est la turbine avec son contrôleur de fermeture et ouverture de vannes et son système d'excitation avec son disjoncteur.

Le principe fondamental de la protection se résume-en :

- Isoler la partie mis au défaut pour minimiser l'influence du reste du système de puissance sur l'élément mis au défaut,
- Minimiser ou prévenir l'endommagement à l'équipement,
- Donner la possibilité d'un retour rapide au service de l'élément touché.

Il existe quatre modes de déclenchements,

- Déclenchement simultané : Ce mode consiste en l'isolation de toute l'unité en ouvrant le disjoncteur alternateur, le disjoncteur de l'excitation et en arrêtant la turbine en fermant les vannes. Ce type de déclenchement convient pour tous les défauts internes.
- Déclenchement disjoncteur alternateur et disjoncteur excitation : un mode qui laisse la turbine tourne dans le cas où l'anomalie pourrait être corrigée rapidement pour permettre une reconnexion de la machine
- Séparation unité : dans ce mode on ouvre uniquement le disjoncteur alternateur ce qui permet un retour rapide du service une fois l'anomalie éliminée.
- Alarme : Certains défauts ne nécessitent pas la mise hors service de l'unité, uniquement une alarme suffira pour l'intervention et la correction de l'anomalie

Dans le tableau 3.1, une matrice de déclenchement est présentée.

3.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons vu que le turboalternateur est mis à plusieurs type de défauts internes et externes. Plusieurs fonctions de protections sont nécessaires pour la détection de ces défauts et qui dépendent de la puissance de l'alternateur, de la méthode de son raccordement au réseau et aussi de la méthode de la mise à la terre du neutre. Ces fonctions sont basées sur les différentes techniques de la protection.

Le type de déclenchement qui est mis à la contrainte d'un retour rapide au service dépend lui aussi du type du défaut.

Chapitre 4

Analyse de la sûreté de fonctionnement d'un système de protection d'un turboalternateur

4.1 Introduction :

Dans les systèmes de protection en général, les relais de protection ont vu leur technologie passer de celle de l'électromagnétique à celle du numérique. Le relais numérique inclut généralement toutes les fonctions de protection dans un seul pack. Une défaillance d'une fonction de ce relais implique logiquement la mise hors service de toutes les fonctions jusqu'à la réparation de la pièce endommagée. Au cours des années récentes et avec la technologie de l'auto surveillance, les constructeurs des relais numériques disent que la pièce endommagée est détectée immédiatement et qu'on doit mettre hors service le système de protection jusqu'à la réparation ou le remplacement de la pièce. Les utilisateurs trouvent cette solution inacceptable même avec un temps moyen entre défaillances important. La mise hors service d'un turboalternateur de puissance importante doit être remédiée en mettant en service l'énergie potentielle ou d'une autre manière. Les dégâts causés économiquement sont importants. En plus les spécialistes de la protection craignent que la défaillance du relais ait lieu quand un défaut touchant au turboalternateur aie lieu. Ils proposent la conception des systèmes à redondance dans la possibilité technico-économique.

Dans ce chapitre, nous allons suivre la procédure décrite au cours du premier chapitre et schématisée dans la figure 1.4 pour effectuer l'étude de la sûreté de fonctionnement du système de protection d'un turboalternateur et voir l'effet de la redondance. Pour cela, nous définissons d'abord notre système, ses éléments et son environnement, puis une discussion des défaillances probables pour les différents composants est faite en se basant sur les résultats des recherches conduites dans ce domaine. Nous utilisons puis la méthode de l'arbre des défaillances pour identifier la cause d'une défaillance du système de protection, pour différents schémas des relais et évaluer quelques paramètres de la sûreté de fonctionnement pour faire enfin une comparaison entre les valeurs de ces paramètres pour les différents schémas.

4.2 Analyse de la sûreté de fonctionnement d'un système de protection typique :

La figure 1.4 du premier chapitre nous résume les étapes à suivre pour effectuer une analyse prévisionnelle de la sûreté de fonctionnement. Une connaissance parfaite du système concerné est donc nécessaire pour entamer une telle étude. Cette connaissance porte sur la technologie des composants, leurs principes de fonctionnement, leurs types de défaillance et les données de la sûreté de fonctionnement qui sont fournies par les constructeurs ou collectées avec des statistiques réelles comme les résultats des recensements conduits par les comités de grands réseaux électriques (CIGRE) et publiés dans le Standard IEEE [6].

Pour le cas des systèmes de protections des turboalternateurs, il n'existe pas des données sur tout le système. Pour les disjoncteurs, les comités de grands réseaux électriques ont fait des études publiées en [6], ces études concernent tous les types de disjoncteurs (haute tension, moyenne tension) avec les différents mécanismes de commande (hydrauliques, à ressorts et pneumatiques).

Pour les transformateurs de mesure, la référence [6] porte sur une analyse des différents types de défaillances. Il nous reste le cas des relais de protection. Les constructeurs donnent généralement le temps moyen entre défaillance mais pour les relais numériques. Pour les autres technologies, les références nous donnent des analyses sur les défaillances enregistrées. Nous présentons en premier lieu le système que nous allons étudier. Puis pour l'analyse qualitative, nous exploitons les résultats qui sont d'ordre général des publications citées au cours de ce paragraphe avec la méthode d'analyse des modes de défaillance. Ensuite, nous faisons l'étude qualitative avec la méthode de l'arbre des défaillances.

4.2.1 Présentation d'un système typique

Nous prenons pour étude le système typique décrit dans [11] et représenté dans figure. 4.1

Ce système comprend :

- Huit transformateurs de courant (I_a, I_b, I_c, I_n coté neutre) et (I_A, I_B, I_C, I_N coté sorties) et quatre transformateurs de tension (V_A, V_B, V_C, V_n)
- Trois éléments de coupures (organes de déclenchement), (disjoncteur d'alternateur de type moyenne tension pour le cas des turboalternateurs de grande puissance, disjoncteur du circuit d'excitation, organe de fermeture de vannes de la turbine).

-
- Un système d'alimentation en puissance pour le relais et le contrôle des éléments de coupure [Batteries)
 - Les connecteurs assurant les liaisons entre les éléments du système de protection.
 - Un relais de protection de type numérique multifonctionnel (M-3420) fabriqué chez la société américaine Beckwith Electric. Ce relais contient en un seul pack dix-sept fonctions nécessaires pour la protection des turboalternateurs avec une sensibilité importante. Ces fonctions sont les suivantes :
 - Protection contre la surexcitation (24)
 - Protection à minimum de tension pour phase (27)
 - Protection contre le retour de puissance (32)
 - Protection contre la perte d'excitation (40)
 - Protection contre la séquence négative (46)
 - Protection instantanée à maximum de courant (50)
 - Protection contre la perte du synchronisme (27)
 - Protection contre la défaillance du disjoncteur de l'alternateur (50BF)
 - Protection en temps inverse à maximum de courant au neutre (51N)
 - Protection instantanée à maximum de courant (50N)
 - Protection en temps inverse à maximum de courant triphasé (51V)
 - Protection à maximum de tension pour phase (59)
 - Protection de l'alternateur contre les défauts statorique à la terre (59N)
 - Protection contre la perte des fusibles de transformateur de mesure (60 FL)
 - Protection à minimum ou maximum de fréquence (81)
 - Protection contre les défauts entre phase de l'alternateur (87)
 - Protection différentielle contre les défauts à la terre (87GD)

Ce type de relais possède aussi des entrées pour les transformateurs de courant assigné à 1A ou 5A, comme il a la possibilité d'être alimenté en redondance.

Ce système de protection assure sa fonction avec la coordination entre les douze transformateurs de mesure qui assurent la mesure de la tension entre les trois phases, entre le point neutre de l'alternateur et la terre pour une mise à la terre à travers une grande impédance, le courant dans les trois phases du côté neutre et du côté transformateur élévateur, le courant dans le neutre de l'alternateur pour une mise à la terre à travers une petite impédance ainsi que dans le neutre du secondaire du transformateur élévateur comme indiqué

dans la figure 4.1. Ces transformateurs donnent les mesures au relais coordonnant avec les éléments de coupure en fonction du type du défaut détecté.

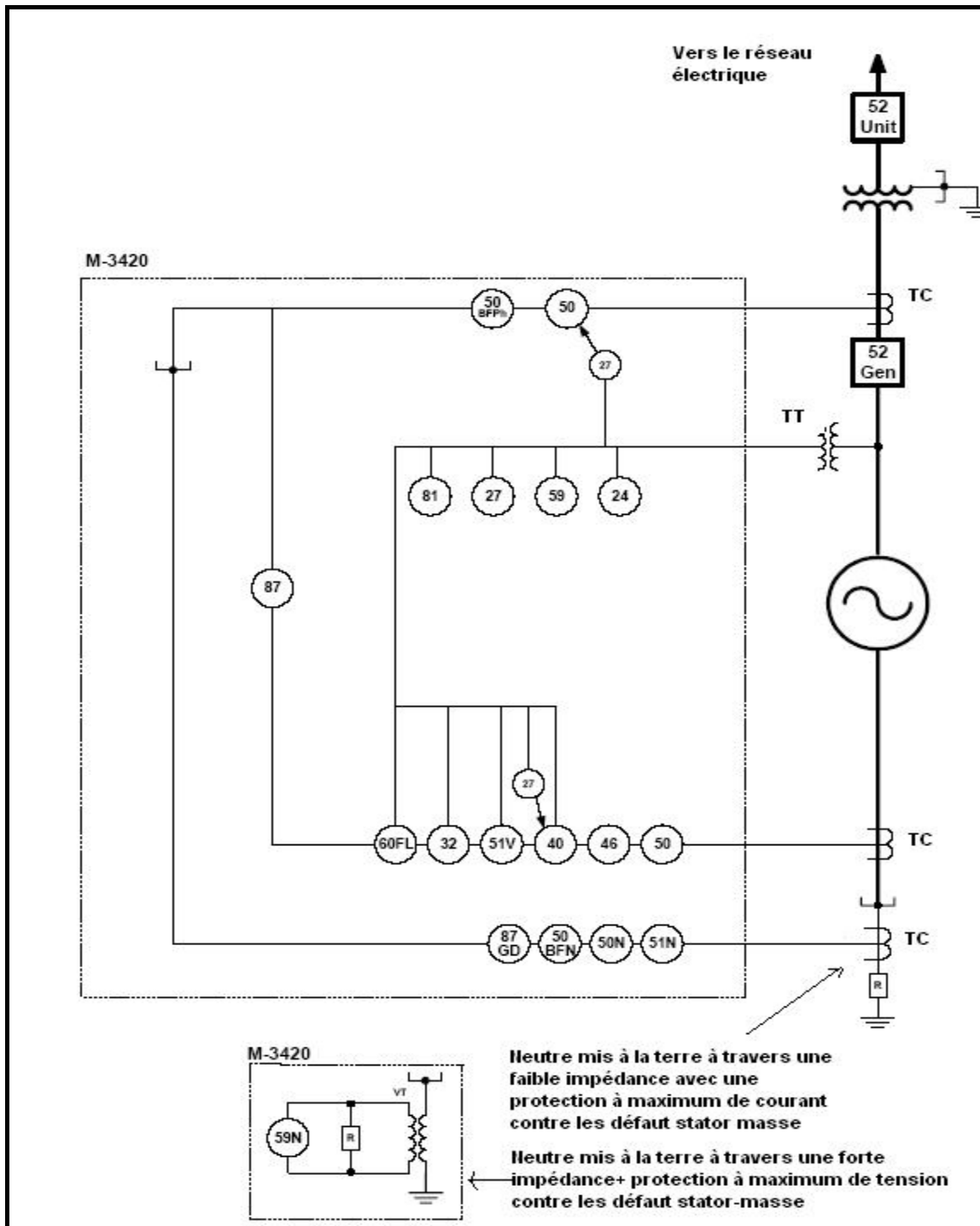


Figure. 4.1 : Différentes fonctions de protection nécessaires à un turboalternateur (Relais numérique de type M-3420)

4.2.2 Analyse qualitative :

Pour l'étude des paramètres de la sûreté de fonctionnement de notre système de protection, nous définissons avant tout l'objectif de cette étude.

Nous avons noté dans le troisième chapitre que le système de protection d'un turboalternateur devrait être conçu de telle manière à assurer sa fonction dépendant du type de défaut détecté et qui est résumée dans le tableau (3.1).

Quelques défauts nécessitent de donner l'ordre d'ouverture aux deux disjoncteurs (alternateur, circuit d'excitation) et l'organe de fermeture de vannes de la turbine. Quelques autres défauts nécessitent les agissements d'un seul organe de coupure comme il ya les défauts qui nécessitent uniquement de lancer une alarme.

Le système de protection ne doit pas agir dans le cas ou aucun défaut ne se présente. Des agissements pareils mettent le turboalternateur hors service et causent des dégâts économiques importants injustifiés.

Donc l'objectif de notre analyse est d'étudier deux événements possibles. Le premier consiste en le non élimination d'un défaut détecté dans le temps prescrit, le deuxième consiste en un actionnement de contrôle des éléments de coupures sans la présence d'un défaut. Le premier évènement veut dire que le système est indisponible alors que le deuxième veut dire que le système est peu sur.

Les éléments du système de protection et de par leur importance faisaient le souci de plusieurs étude et suivis de la part des théoriciens et des constructeurs. On a arrivé à avoir des données sur les différentes défaillances qui peuvent se manifester au niveau de ces composants. Nous exploitons ces données pour faire une analyse des modes des défaillances et de leurs effets (Tableau 4.1).

4.2.2.1 Elaboration d'une Analyse de Modes des Défaillances et de leurs Effets :

On a rappelé au cours du premier chapitre qu'une défaillance est définie comme la cessation de l'aptitude d'une entité à accomplir une fonction requise. Donc un disjoncteur est défaillant s'il n'arrive pas à établir, supporter et interrompre des courants, sous sa tension assignée (tension maximale du réseau), dans les conditions normales de service et dans les conditions anormales spécifiées comme les courts-circuits et la discordance de phases. Un transformateur de mesure est défaillant s'il n'arrive pas à transférer au relais une image réelle du courant circulant dans son primaire ou la tension entre les bornes de son primaire sous sa tension ou courant assigné et dans les conditions anormales spécifiées. Un relais est défaillant

s'il n'arrive pas à détecter la présence d'un défaut et donner l'instruction prévue aux éléments de coupure ou s'il donne une instruction sans la présence d'un défaut sous un transfert fidèle des paramètres du réseau (courant et tension).

Les études faites sur le disjoncteur de moyenne tension [16] ont conduit à avoir une idée sur les probabilités des différents modes de défaillances des disjoncteurs.

Un disjoncteur peut ;

- ne pas arriver à rétablir le courant en ne fermant pas sur la présence d'un ordre de fermeture à cause des défauts mécaniques au niveau de l'organe de commande, perte de circuit d'alimentation ou à cause d'un défaut électrique (détérioration de son isolation)
- ne pas ouvrir sur l'ordre venant du relais de protection et donc ne pas éliminer le défaut
- ne pas supporter le courant de phase

Il peut aussi présenter d'autres types d'anomalies présentées dans le tableau 4.1

Pour les transformateurs de mesure, ils peuvent transférer une image fautive de la tension entre phases ou le courant en phases, une image qui peut entraîner une détection d'un défaut qui n'existe pas ou ne pas détecter un défaut. Cela est dû bien sûr aux défaillances de l'isolation conduisant à un court-circuit au niveau des transformateurs ou à des contraintes non supportées par les transformateurs.

Pour les relais, ils peuvent :

- Ne pas arriver à détecter le défaut, sous d'un transfert fidèle des paramètres courant et tension, cela est dû à une mauvaise conception (software), à une défaillance d'un composant (hardware) ou à une perte d'alimentation.
- Donner un ordre aux éléments de coupures sans la présence d'un défaut, cela est dû à une mauvaise conception (software), un faux transfert des paramètres du réseau (courant, tension).

4.2.2.2 Présentation des résultats de l'AMDE

Le tableau 4.1 résume les différents modes de défaillances qui peuvent se manifester au niveau des éléments d'un système de protection, leurs causes et leurs effets.

Tableau 4.1 : AMDE appliquée au Eléments du système de protection

Elément	Modes de défaillance	Cause des défaillances	Effets des modes de défaillance	Recommandations
Disjoncteur moyenne tension	<ul style="list-style-type: none"> - le disjoncteur ne ferme pas sur ordre - le disjoncteur n'ouvre pas sur ordre - le disjoncteur ferme sans ordre - le disjoncteur n'établit pas le courant - le disjoncteur ne coupe pas le courant - le disjoncteur ne supporte pas le courant - amorçage à la terre (interne) - amorçage à la terre (externe) - amorçage entre pôles (interne) - amorçage entre pôles (externe) - franchissement d'un pole ouvert (interne) - franchissement d'un pole ouvert (externe) -autres 	<ul style="list-style-type: none"> - défaut mécanique (organe de commande) - défaut électrique (détérioration d'isolation) - perte du circuit d'alimentation en puissance - défaut externe (relais de protection n'envoie pas le signal). 	<ul style="list-style-type: none"> - service interrompu (non-fermeture) - Défaut non éliminé (non-ouverture) - Endommagement des équipements voisins 	<ul style="list-style-type: none"> - lubrification de la partie commande (organe de manœuvre). - Test périodique de la bonne tenue diélectrique et endurance mécanique. - Equiper le disjoncteur d'un système de surveillance en temps réel pour suivre l'état du disjoncteur. Etablir les tests indiqués en [16] et [18]
- Transformateur De mesure	<ul style="list-style-type: none"> - Ne pas fournir une image fidèle de la tension ou du courant du primaire 	<ul style="list-style-type: none"> - défaut d'isolation (court circuit) - défaut de construction -Mauvais choix (grande erreur, classe) 	<ul style="list-style-type: none"> - Endommagement de l'équipement protégé en cas de présence du défaut, - Mettre hors service l'élément à protéger Sans la présence d'un défaut (perte économique) - Endommagement de l'équipement à protéger. - Perte économique 	<ul style="list-style-type: none"> - Choix du transformateur convenable - surveillance et maintenance préventive. - Etablissements des tests indiqués de [21]. - Utilisation du principe de redondance. - contrôler l'alimentation
Relais de protection	<ul style="list-style-type: none"> - Ne pas détecter le défaut - donner un ordre de coupure Sans la présence d'un défaut 	<ul style="list-style-type: none"> - perte d'alimentation - Mauvaise utilisation - défaillance du hardware - détection mal conçue - transfert infidèle des paramètres courant et tension 	<ul style="list-style-type: none"> - Endommagement de l'équipement protégé. - Perte économique 	<ul style="list-style-type: none"> - Utilisation du principe de redondance. - contrôler l'alimentation

4.2.3 Analyse quantitative

Dans la section précédente nous avons procédé avec l'AMDE à la construction d'un tableau dans lequel toutes les défaillances, leurs modes leurs cause et leurs effets sont résumés. Avec l'AMDE on arrive à avoir une idée sur les défaillances qui peuvent se manifester au niveau des éléments qui composent un système industriel, leurs causes et leurs effets sur le système (principe inductif). C'est une étape importante pour procéder à l'analyse déductive qui permet de faire une architecture de défaillances et d'évaluer en termes de probabilités les paramètres de la sûreté de fonctionnement.

Dans notre cas, nous procéderons dans la section suivante au calcul de l'indisponibilité du système typique avec la méthode de l'arbre de défaillances.

Nous avons vu que le système de protection présenté contient dix-sept fonctions de protection dont les instructions de coupure sont présentées dans le tableau 3.1.

Il est à constater que quelques fonctions ordonnent l'ouverture du disjoncteur de l'alternateur, celui du circuit d'excitation de l'alternateur et aussi la fermeture de vannes de turbine. D'autres ordonnent uniquement un de ces éléments et d'autres n'ordonnent que la signalisation d'une alarme.

Les défauts qui nécessitent d'agir sur les trois organes de coupure sont logiquement les plus nuisibles. Les dégâts sont moins importants pour les autres défauts.

Etudier la disponibilité d'un système de protection pour un turboalternateur peut se faire de différentes manières. On peut étudier la disponibilité de chaque fonction assurée à part, mais en tout cas ça dépend de l'événement indésirable choisi.

Nous proposons d'étudier le cas d'une protection qui nécessite les agissements des trois éléments de coupure, et nous prenons comme exemple la protection différentielle (87G) qui a comme rôle la protection de l'alternateur contre les effets des défauts entre phases.

Notre événement indésirable sera donc : un défaut entre phases de l'alternateur n'est pas éliminé dans le temps prescrit.

Revenons maintenant à cette protection (figure 4.2). Elle est composée de :

- Trois transformateurs de mesure de courant (TC) placés du côté neutre de l'alternateur,
- Trois transformateurs de mesure de courant (TC) placés du côté sorties de l'alternateur,
- La fonction de protection différentielle (87G) incluse dans le relais de protection numérique M3420.

- Le disjoncteur de l'alternateur placé avant le transformateur élévateur (disjoncteur moyenne tension)
- Le disjoncteur du circuit d'excitation de l'alternateur
- L'organe de fermeture de vannes de turbine.
- L'alimentation en puissance du relais de protection et circuit de contrôle du disjoncteur
- Les connecteurs assurant les liaisons entre ces différents éléments.

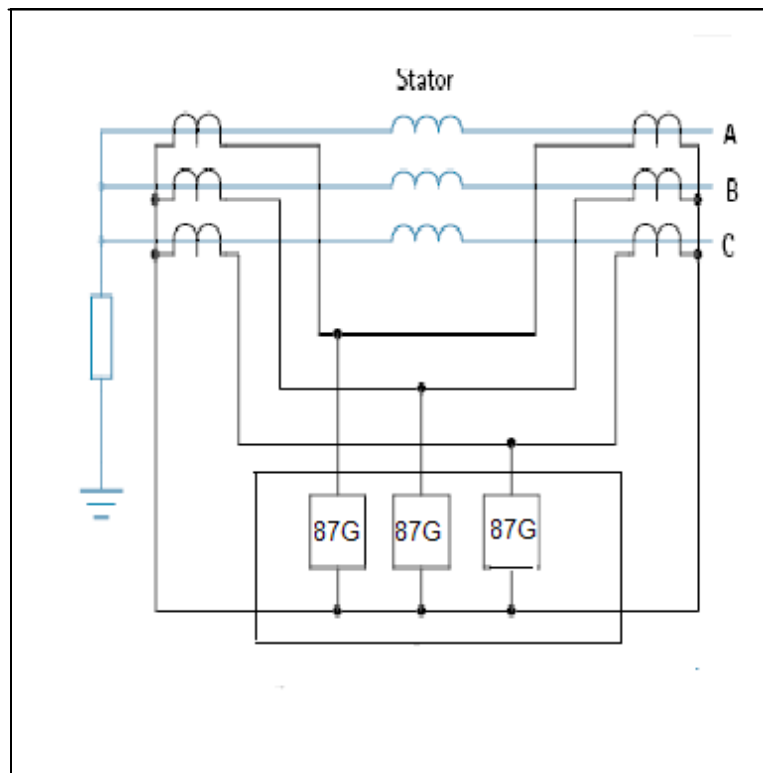


Figure 4.2 : Protection différentielle pour le turboalternateur

4.2.3.1 Construction de l'arbre de défaillance pour un système simple.

Nous effectuons cette partie d'analyse avec le logiciel FAULT TREE+ 11.0 de la maison (ISOGRAPH). Fault Tree 11+.0 et comme son nom l'indique est un logiciel d'analyse de la disponibilité et de la fiabilité des systèmes industriels allant de plus simples aux systèmes complexes avec la méthode de l'arbre de défaillances. Il peut être aussi utilisé pour une analyse basée sur la méthode Markov. C'est un logiciel qui génère la structure de l'arbre de défaillances une fois que l'utilisateur désigne l'événement indésirable (TOP), les événements

intermédiaires (EVI) et aussi les événements de base (EBV). Il calcule la probabilité d'apparition des événements intermédiaires et de l'événement indésirable en lui introduisant les probabilités d'apparitions des événements de base.

Notre événement indésirable est : un défaut entre phases de l'alternateur n'est pas éliminé dans le temps prescrit ou autrement dit la fonction (87G) n'est pas accomplie. Cet événement peut avoir lieu si en premier lieu l'un des éléments de coupures n'accomplit pas sa fonction de protection ; les disjoncteurs ne s'ouvrent pas ou l'organe de fermeture de vannes ne fonctionne pas. Il pourra avoir lieu aussi si l'élément de détection ne donne pas l'ordre de coupure en étant lui-même défaillant ou à cause de la défaillance des transformateurs de mesure. La défaillance des connecteurs entre les éléments (circuit ouvert ou court-circuit) entraîne aussi une défaillance de la protection (87G). Cette dernière peut aussi être défaillante si le système d'alimentation en puissance est défaillant. Pour la construction de l'arbre des défaillances correspondant à ces événements, nous donnons les notations du tableau 4.3. Pour cela nous considérons les notations du tableau 4.3. L'arbre construit est celui de la figure 4.3

Tableau 4.2 : Notations utilisées pour la construction de l'arbre des causes avec Fault Tree+

11.0

Notation	Définition	Type événement
DP87G	Evénement indésirable (défaillance de la protection différentielle)	TOP
DTC	Défaillance des transformateurs de mesure	EVB
DRE	Défaillance du relais X	EVI
DDIALT	Défaillance du disjoncteur de l'alternateur	EVB
DDIEX	Défaillance du disjoncteur du système d'excitation	EVB
DOFV	Défaillance des organes de fermeture des vannes de la turbine	EVB
DSAP	Défaillance de la source d'alimentation en puissance	EVB
DCO	Défaillance des connecteurs	EVB
DREH	Défaillance du hardware du relais	EVB
DREA	Autre type de défaillance du relais	EVB
DELTSC	Défaillance d'Eléments de coupure	EVI

4.2.3.2 Evaluation de la disponibilité d'un système simple

Le but de construction de l'arbre de défaillances consiste en réalité en l'estimation d'un paramètre de la sûreté de fonctionnement. Nous nous intéressons en premier lieu à la disponibilité d'un système de protection. Nous avons besoin donc des données de la sûreté de fonctionnement des éléments de base (transformateur, disjoncteur, relais, connecteurs, système d'alimentation en puissance).

Ces données sont fournies par les constructeurs et même estimées avec les études conduites dans le domaine. Pour rendre l'analyse plus facile, on indique ces données en termes d'indisponibilités. Le tableau 4.2 donne les valeurs des indisponibilités des éléments de base d'un système de protection. [16]

Tableau 4.3 : Valeurs des indisponibilités des éléments du système de protection

Élément	Symbole d'indisponibilité	Valeur d'indisponibilité
TC	\tilde{A}_T	10.10^{-6}
Relais (numérique) Hardware	\tilde{A}_H	50.10^{-6}
Relais (numérique) Autre	\tilde{A}_A	50.10^{-6}
Connexions	\tilde{A}_C	50.10^{-6}
Élément de coupure	\tilde{A}_B	300.10^{-6}
Système d'alimentation en puissance	\tilde{A}_P	50.10^{-6}

Avec l'introduction de ces données, Fault Tree+11.0 calcule l'indisponibilité du système et l'affiche dans la case de l'événement indésirable (TOP1) comme l'indique la figure 4.3. Dans cette figure, Q représente l'indisponibilité de la protection différentielle (87G).

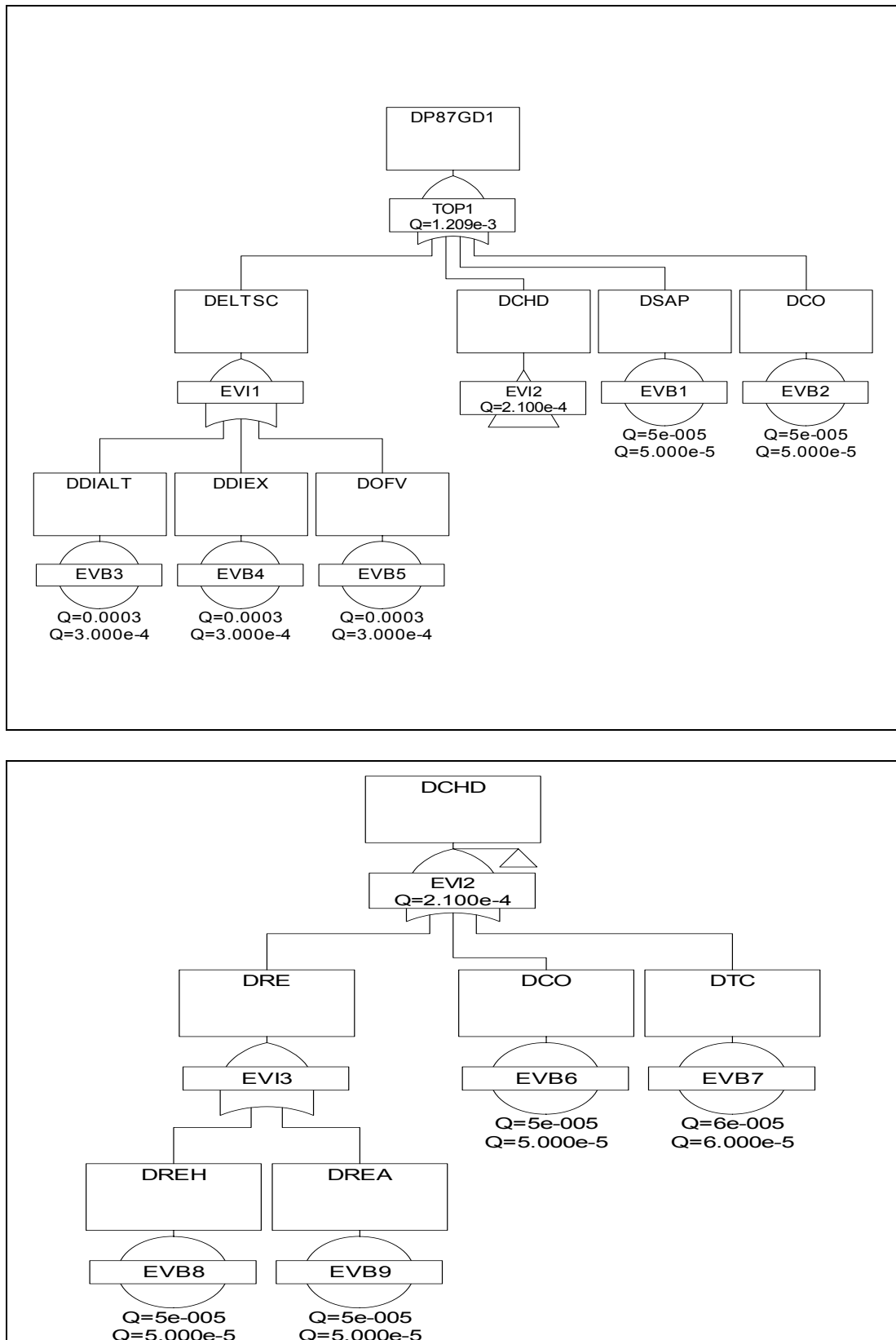


Figure 4.3 : Construction de l'arbre de défaillances pour le cas d'une défaillance de la protection différentielle (87G) pour système simple

4.2.3.3 Etude de la sécurité d'un système simple :

Nous n'allons pas construire un arbre de défaillance pour la sécurité pour tout le système. On fait, nous n'avons pas trouvé des données comme pour le cas de la disponibilité. Dans la section suivante, une supposition est à faire pour la comparaison entre les différents schémas. Ici, on rappelle que l'événement indésirable sera dans ce cas la protection (87G) est peu sûre. Cet événement peut être causé par un faux fonctionnement du relais (caractéristiques ne sont pas bien ajustées ou bien défaillance d'une pièce) ou un faux fonctionnement des transformateurs de mesure.

4.3 Etude de l'influence de la structure du système sur les paramètres disponibilité sécurité du système de protection

La disponibilité d'un système de protection peut être améliorée de plusieurs manières ; une parmi ces manières consiste en la conception et l'industrialisation des composants, dont le temps entre défaillance (MTBF) est plus important. Ceci peut se faire avec l'utilisation des matériaux ayant de meilleures caractéristiques. Autre manière consiste en l'élaboration d'un plan de maintenance préventive qui permet d'éliminer les causes de défaillance d'un composant. Ces deux méthodes restent insuffisantes dans quelques cas où la disponibilité devrait être maximisée. Dans ce cas on s'intéresse à l'architecture ou la structuration du système.

Le système de la figure 4.1 est un système simple, il ne comprend pas de redondance de composants. Pour chaque fonction (coupure, mesure, détection), on a attribué un seul élément. On va étudier dans ce qui suit l'influence de l'ajout des éléments de détection en considérant que chaque élément de détection est accompagné de ses propres éléments de mesure.

4.3.1 Présentation de différentes structures des chaînes de détection

Nous considérons les différentes structures indiquées sur la figure 4.4, qui sont :

- **Système simple** : le cas étudié précédemment. (Figure. 4.4.a)
- **Système de type un parmi deux** : Dans ce cas, la chaîne de détection comprend deux systèmes similaires au système simple, monté en parallèle, ce qui signifie que le fonctionnement d'un seul système parmi les deux suffit pour la détection du défaut. (Figure. 4.4.b). La figure 4.5 nous montre une structure de ce type avec deux relais de protection numériques (3430 et 3420) de la famille de Beckwith Electric. Le système

contient donc toutes les fonctions de protection en double. Un défaut entre phases statoriques de l'alternateur est détecté si l'une des deux fonctions (87G) est accomplie. C'est-à-dire que les sorties des deux relais qui vont aux éléments de coupure sont liées avec une porte OR.

- **Système de type deux parmi deux** : c'est le cas où la fonction protection est assurée si et seulement si les deux protections fonctionnent, Avec la même structure du système un parmi deux, mais les sorties allant aux éléments des coupures liées avec une porte AND. (Figure.4.4.c)
- **Système de type deux parmi trois** : dans ce cas pour que la protection soit assurée, il faut au moins que deux relais parmi les trois fonctionnent. Donc chaque deux relais parmi les trois sont reliés avec des portes AND ce qui donne les combinaisons R1R2, R1R3, R2R3. Ces combinaisons sont reliées par une porte OR. (Figure.4.4.d).

4.3.2 Evaluation des paramètres indisponibilité-insécurité des différentes structures

Dans ce qui suit nous faisons à l'aide de Fault Tree+ 11.0 une construction des arbres de défaillances pour les différentes structures citées dans la section précédente

Les figures (4.6, 4.7, 4.8, 4.9,) représentent les arbres des défaillances pour les différentes structures où l'événement indésirable est « indisponibilité de la fonction (87G) ».

Les figures (4.10, 4.11, 4.12, 4.13) représentent les arbres des défaillances pour les différentes structures où l'événement indésirable est « insécurité de la fonction (87G) ».

Pour l'évaluation de l'indisponibilité, on introduit les indisponibilités des événements de base indiquées dans le tableau 4.3. L'indisponibilité de chaque structure est affichée sur l'arbre (Q dans la case TOP1) des figure (4.6, 4.7, 4.8, 4.9).

Pour l'évaluation de l'insécurité, nous n'avons de données. Nous supposons que chaque élément a la même probabilité de faire un faux fonctionnement que la probabilité de ne pas accomplir sa fonction. Nous introduisons donc pour le cas de l'insécurité aussi les données du tableau (4.3). L'insécurité de chaque structure est affichée sur l'arbre (Q dans la case TOP1) des figure (4.10, 4.11, 4.12, 4.13). Le tableau 4.4 présente les valeurs de l'indisponibilité et l'insécurité de différentes structures étudiées.



Figure 4.4.a : Système simple (un seul relais)

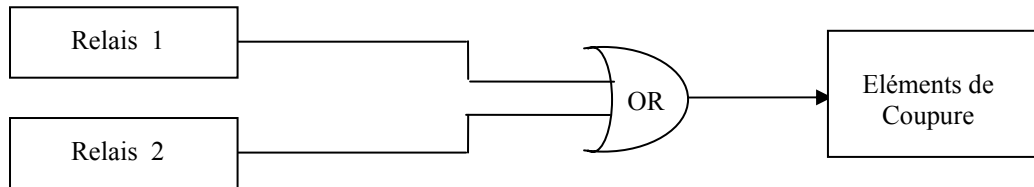


Figure 4.4.b : Système de type un parmi deux

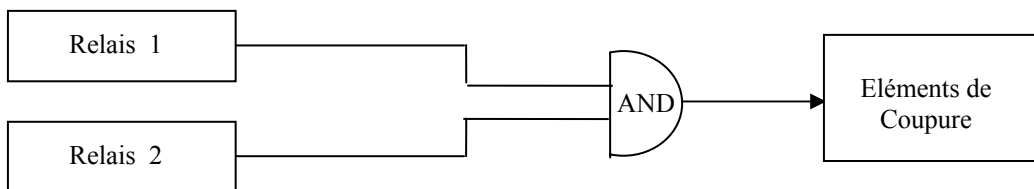


Figure 4.4.c : Système de type deux parmi deux

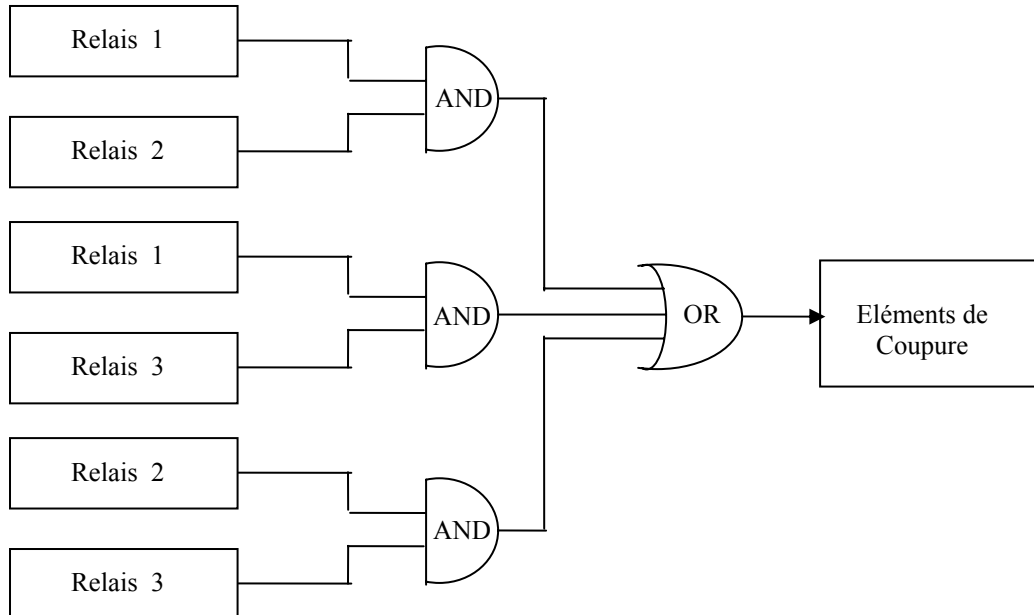


Figure 4.4.d : Système de type deux parmi trois

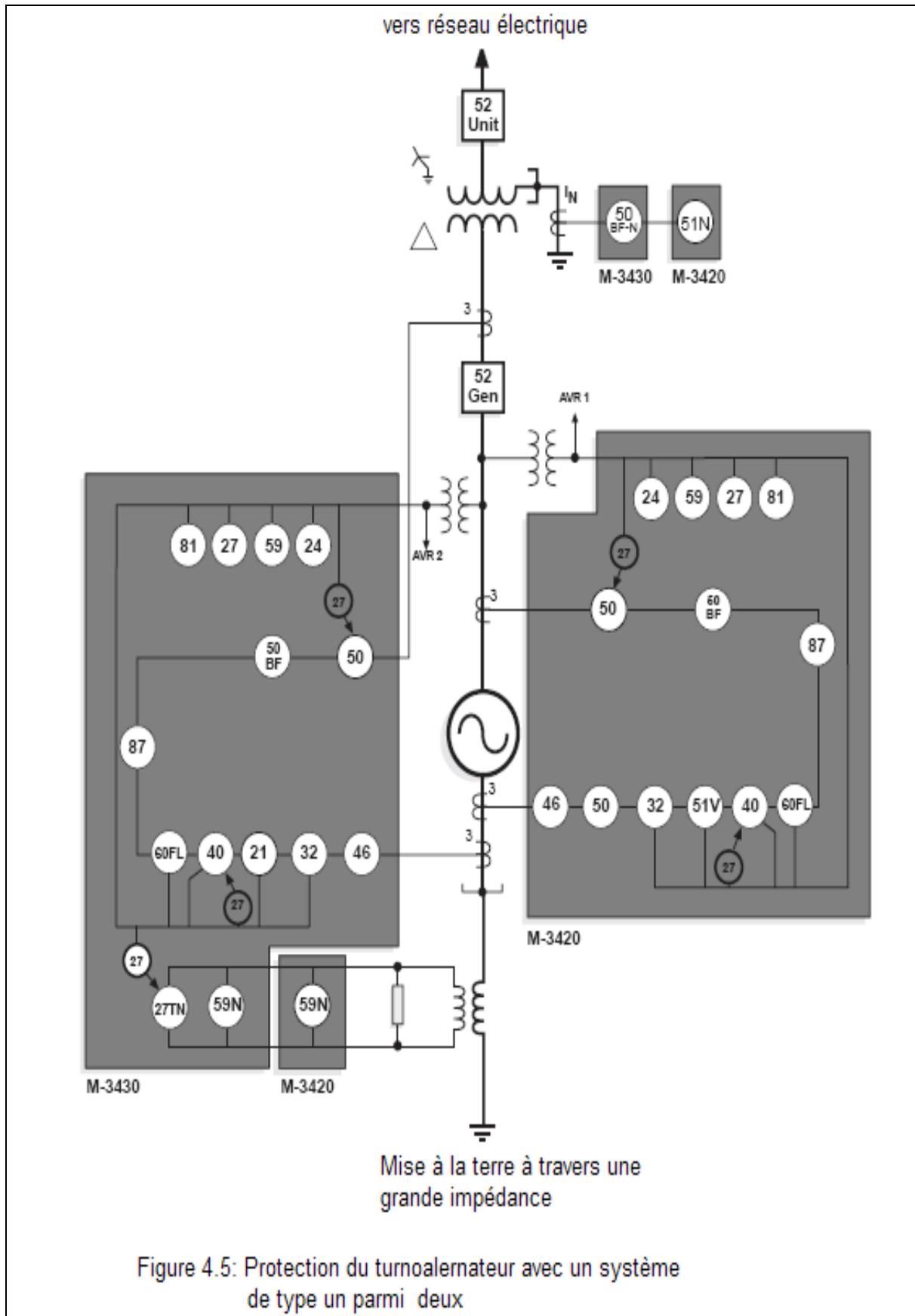


Figure 4.5: Protection du turboalternateur avec un système de type un parmi deux

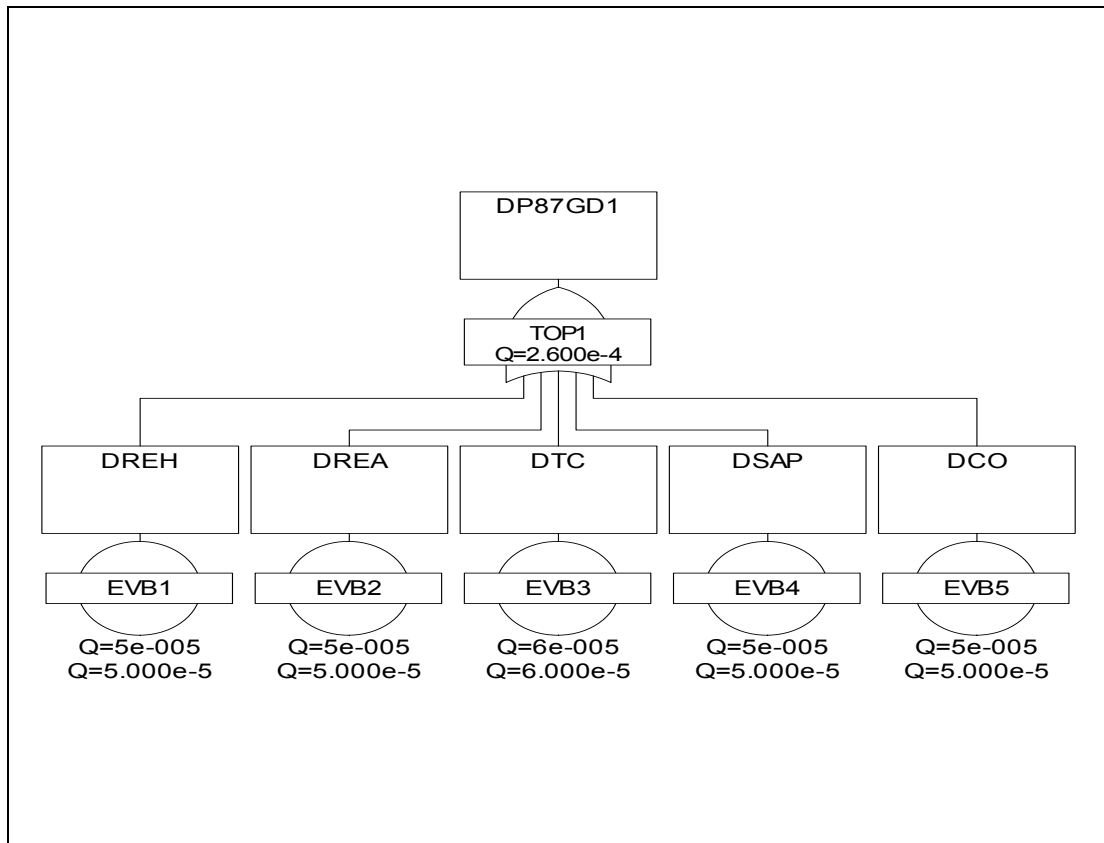


Figure 4.6 Arbre défaillance pour un système simple pour calcul de l'in disponibilité

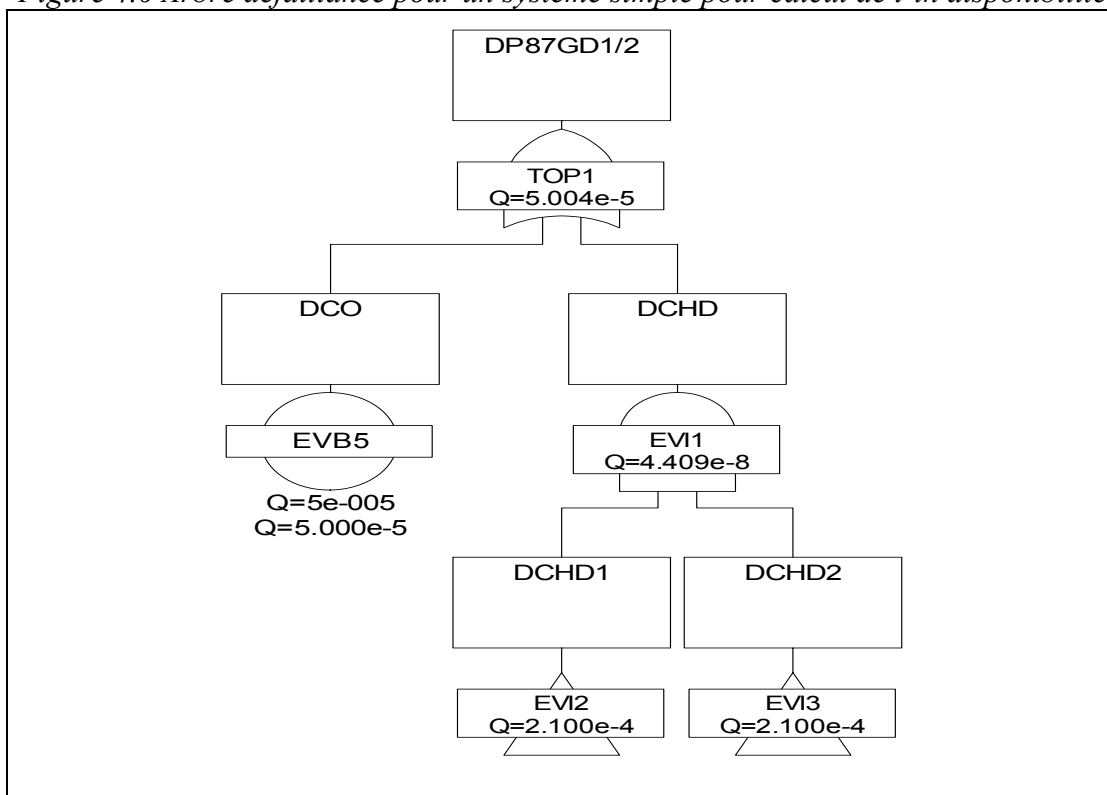


Figure 4.7 : Arbre défaillance pour un système un parmi deux pour calcul de l'indisponibilité (Suite page suivante)

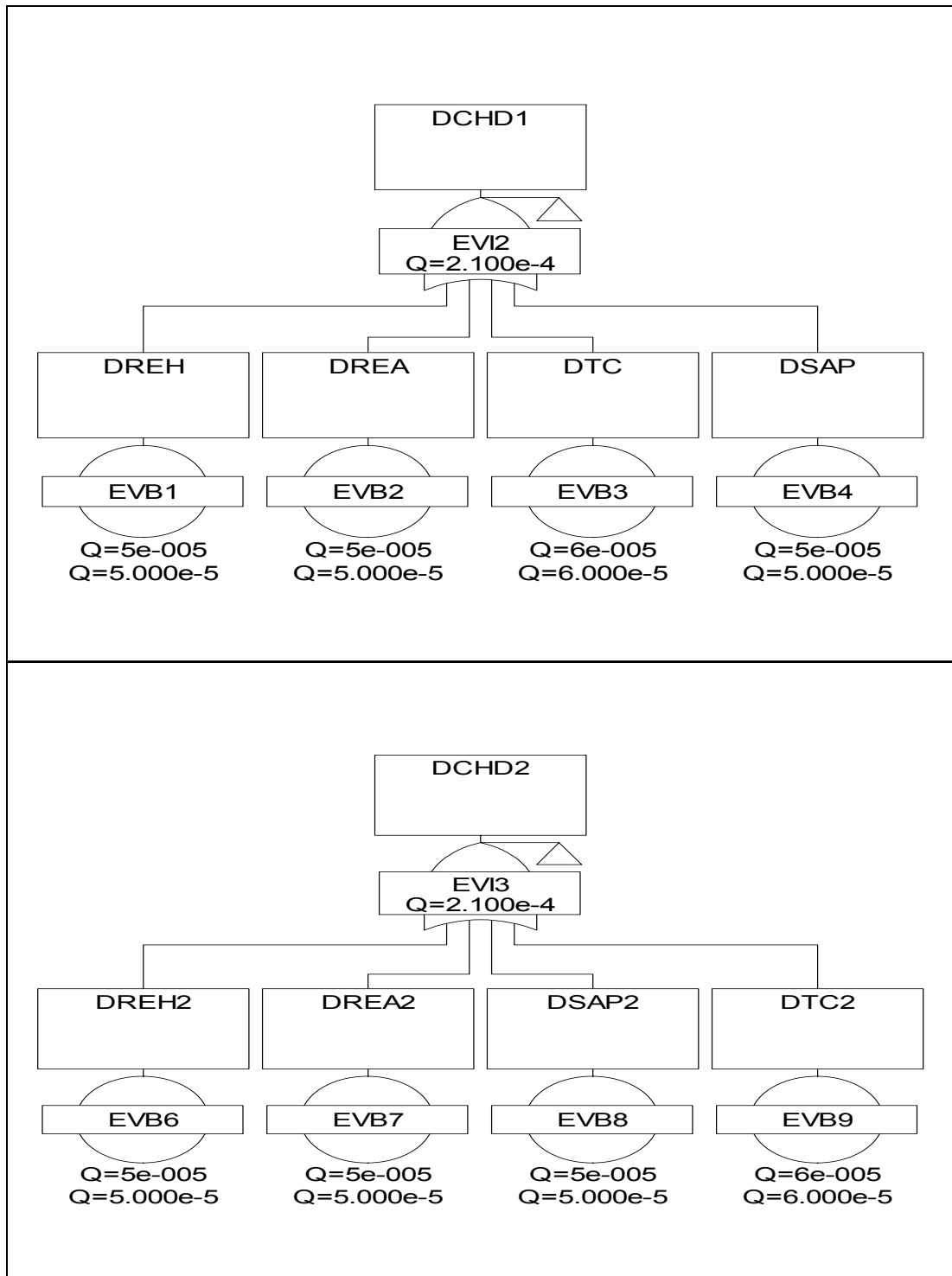


Figure 4.7 : Arbre défaillance pour un système un parmi deux pour calcul de l'indisponibilité (Suite de la page précédente)

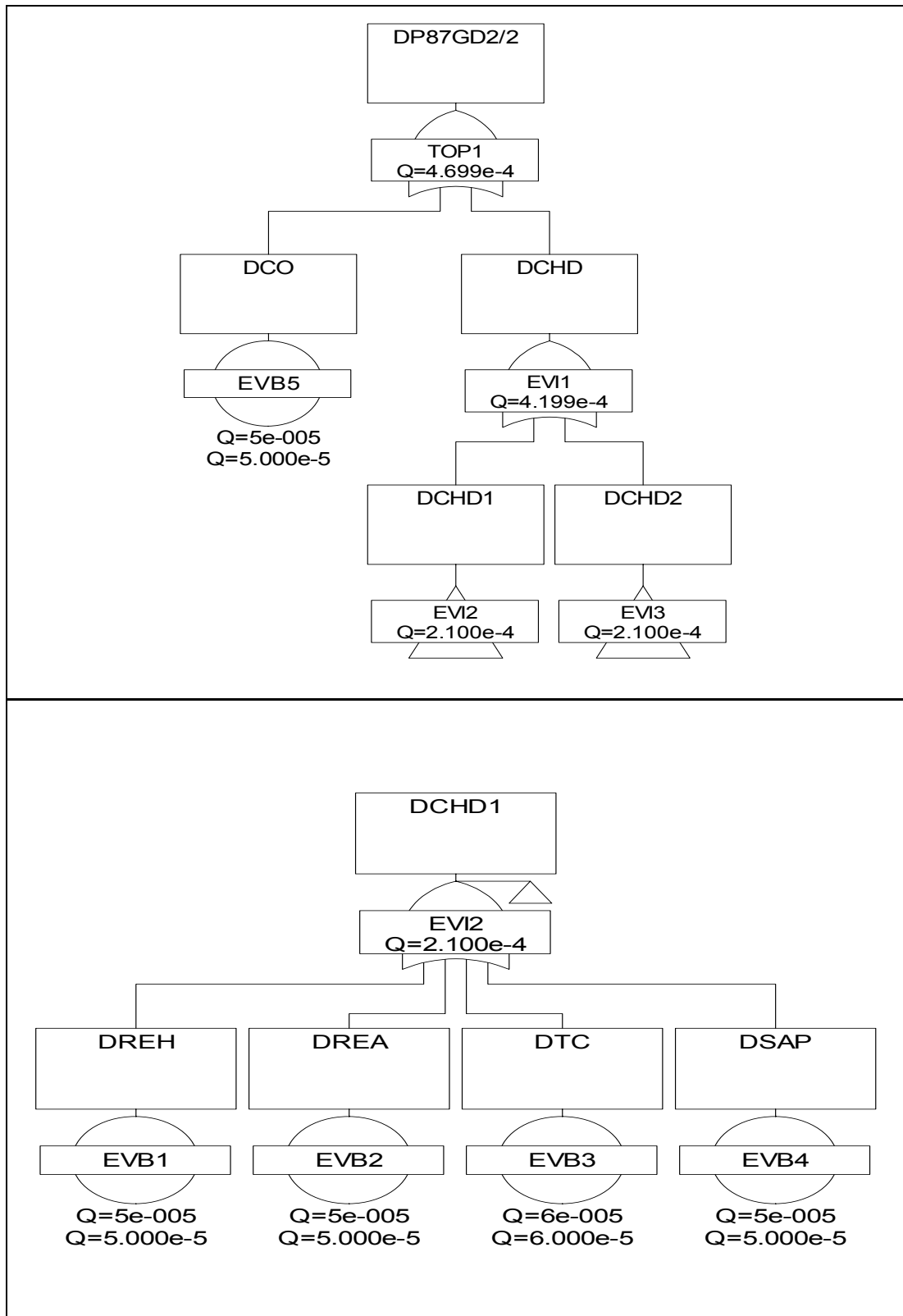


Figure 4.8 : Arbre défaillance pour un système deux parmi deux pour calcul de l'indisponibilité (Suite page suivante)

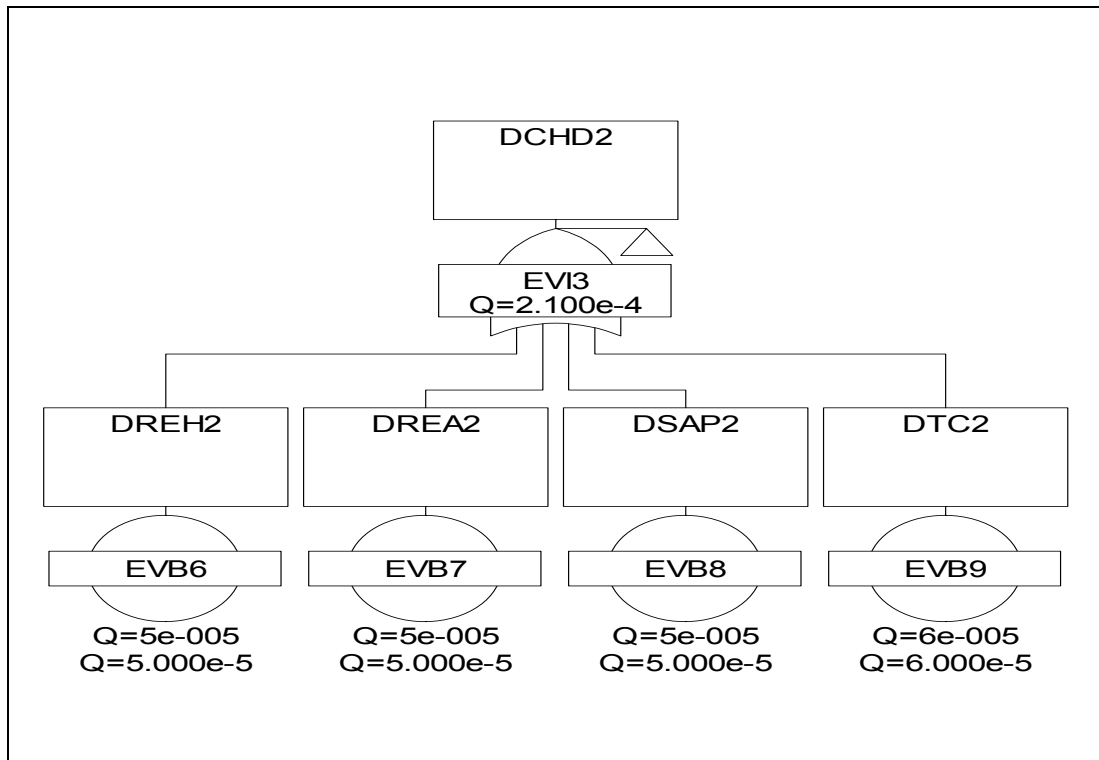


Figure 4.8 : Arbre défaillance pour un système deux parmi deux pour calcul de l'indisponibilité (Suite de la page précédente)

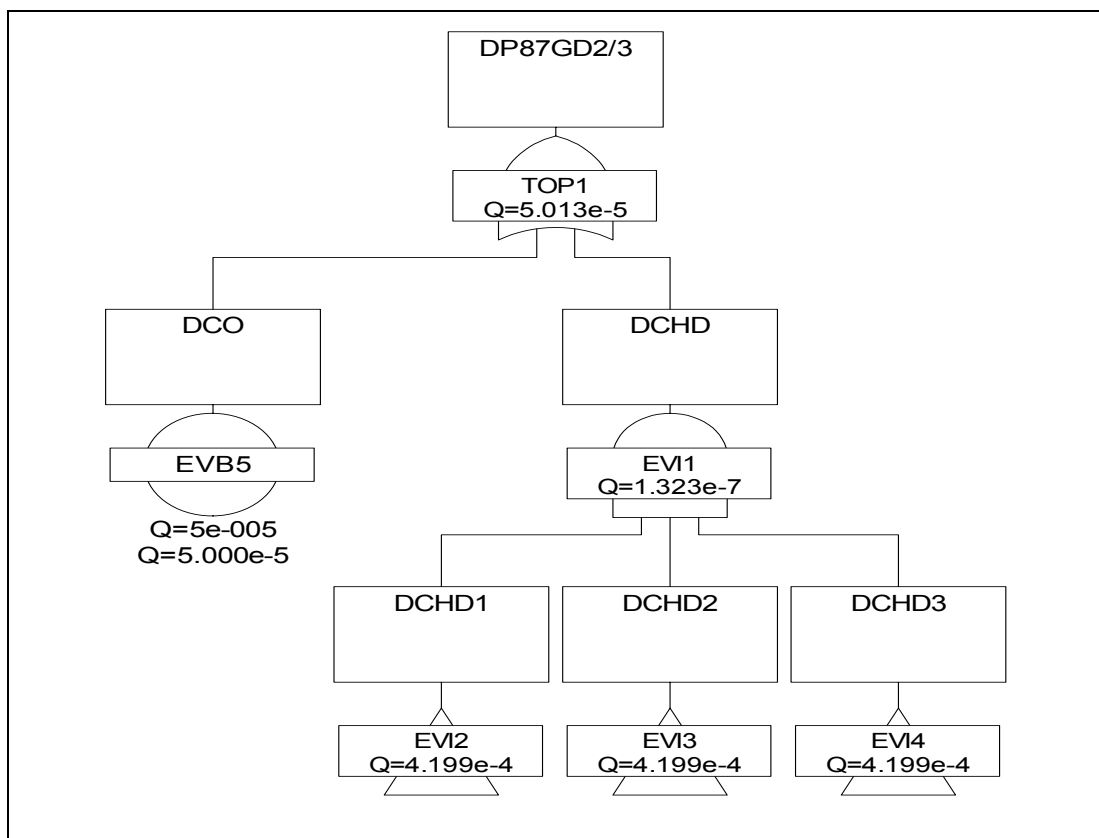


Figure 4.9 : Arbre défaillance pour un système deux parmi trois pour calcul de l'indisponibilité (Suite pages suivantes)

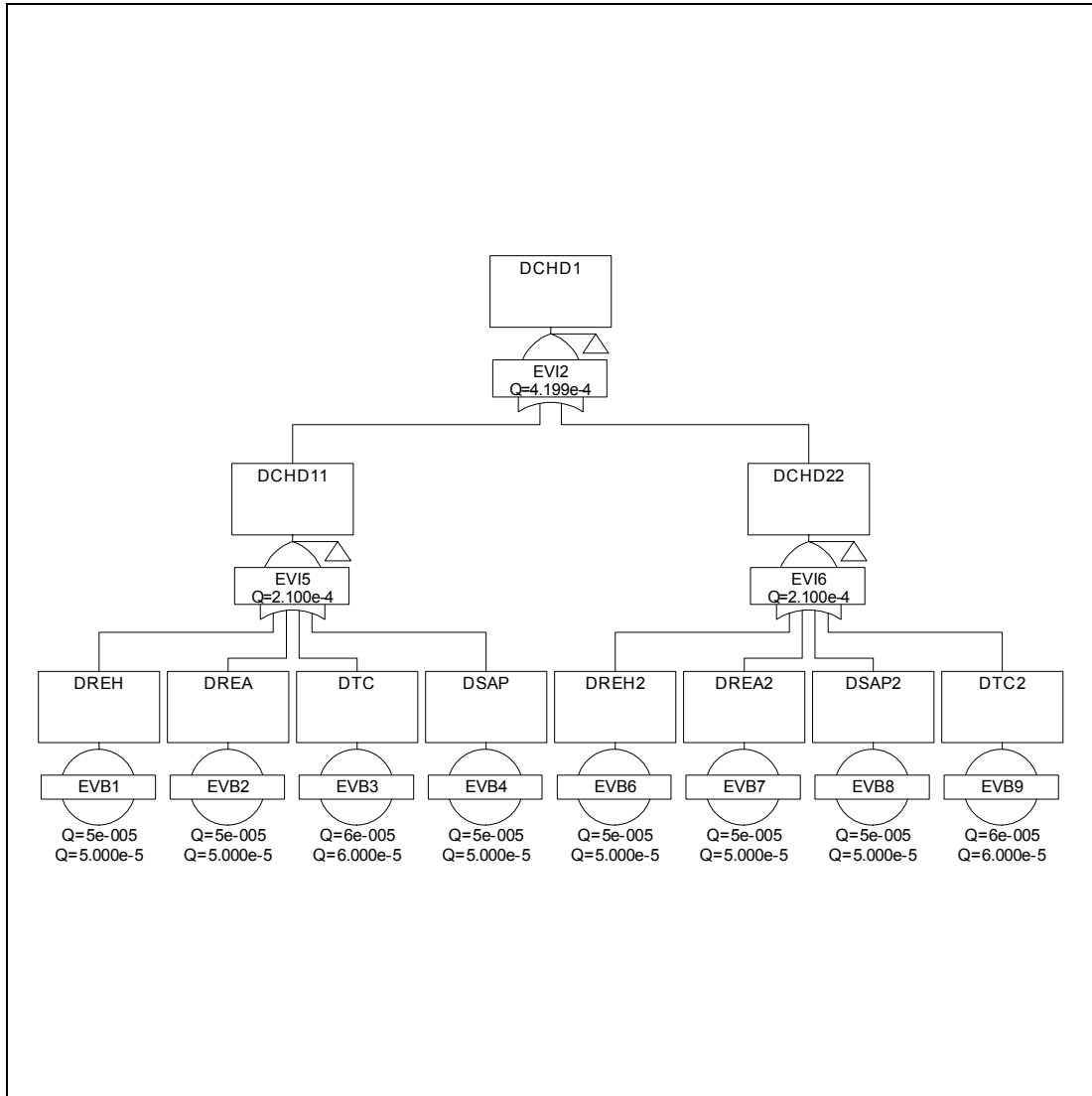


Figure 4.9 : Arbre défaillance pour un système deux parmi trois pour calcul de l'indisponibilité (Suite de la page précédente)

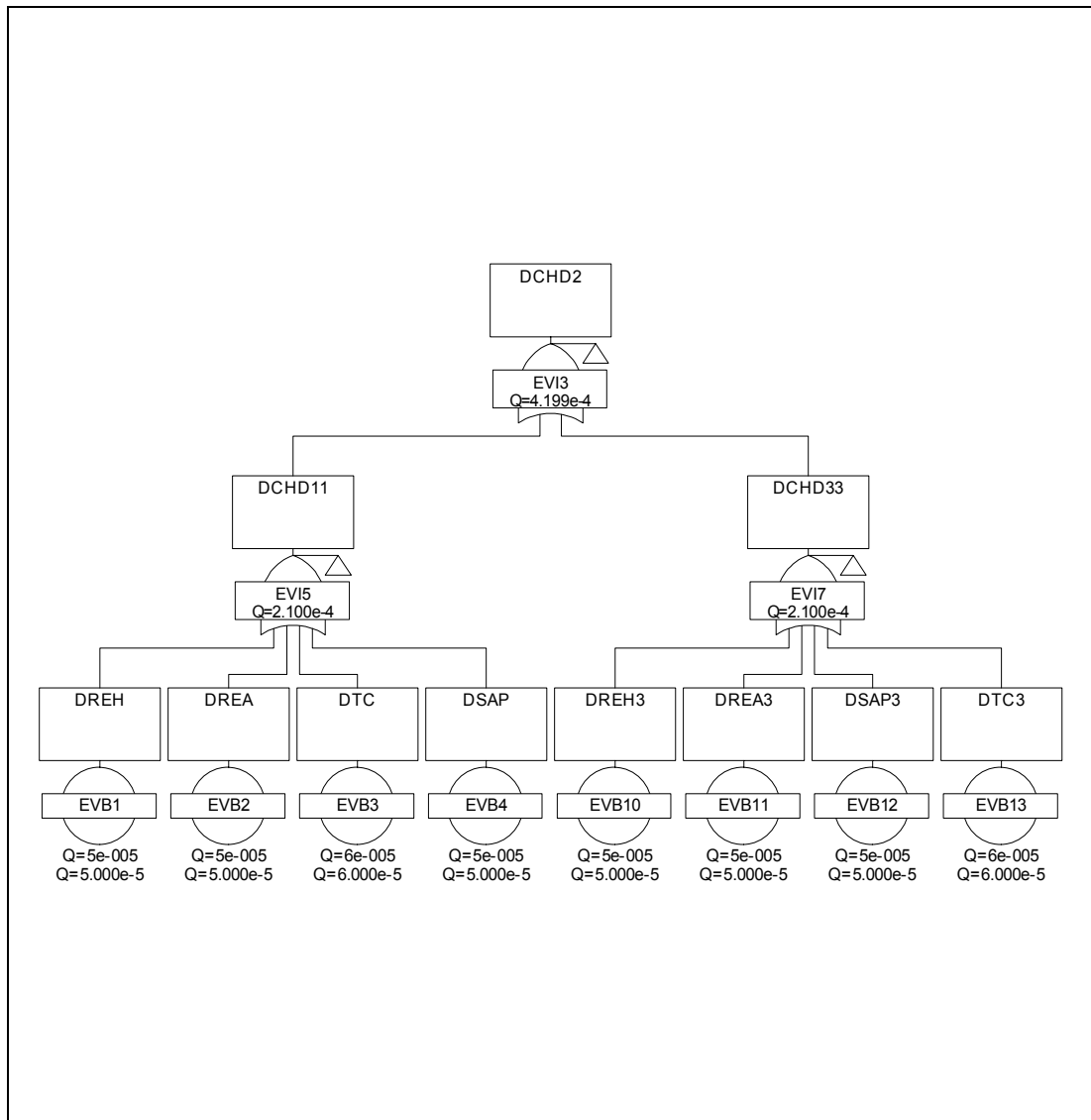


Figure 4.9 : Arbre défaillance pour un système deux parmi trois pour calcul de l'indisponibilité (Suite de la page précédente)

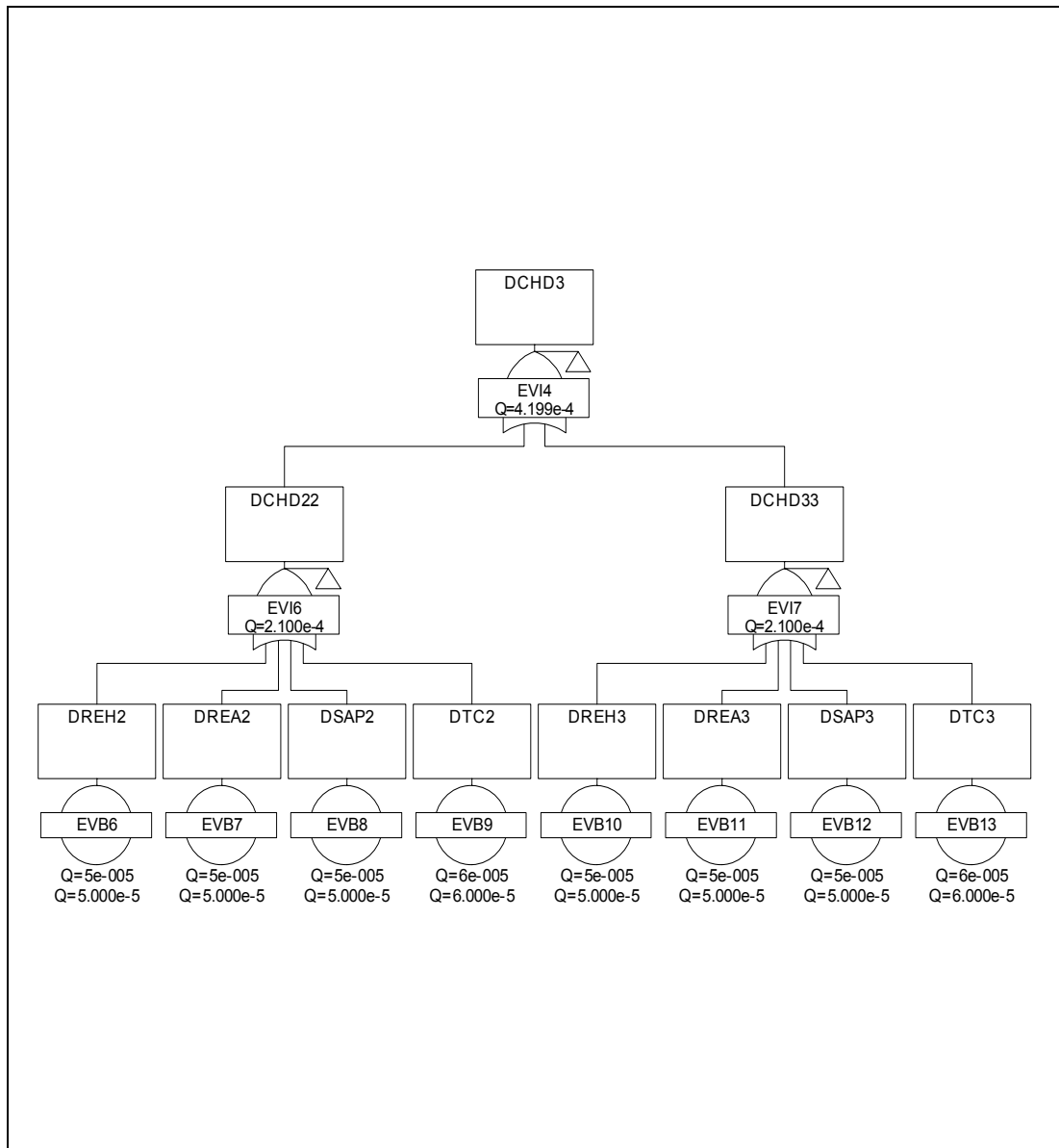


Figure 4.9 : Arbre défaillance pour un système deux parmi trois pour calcul de l'indisponibilité (Suite de la page précédente)

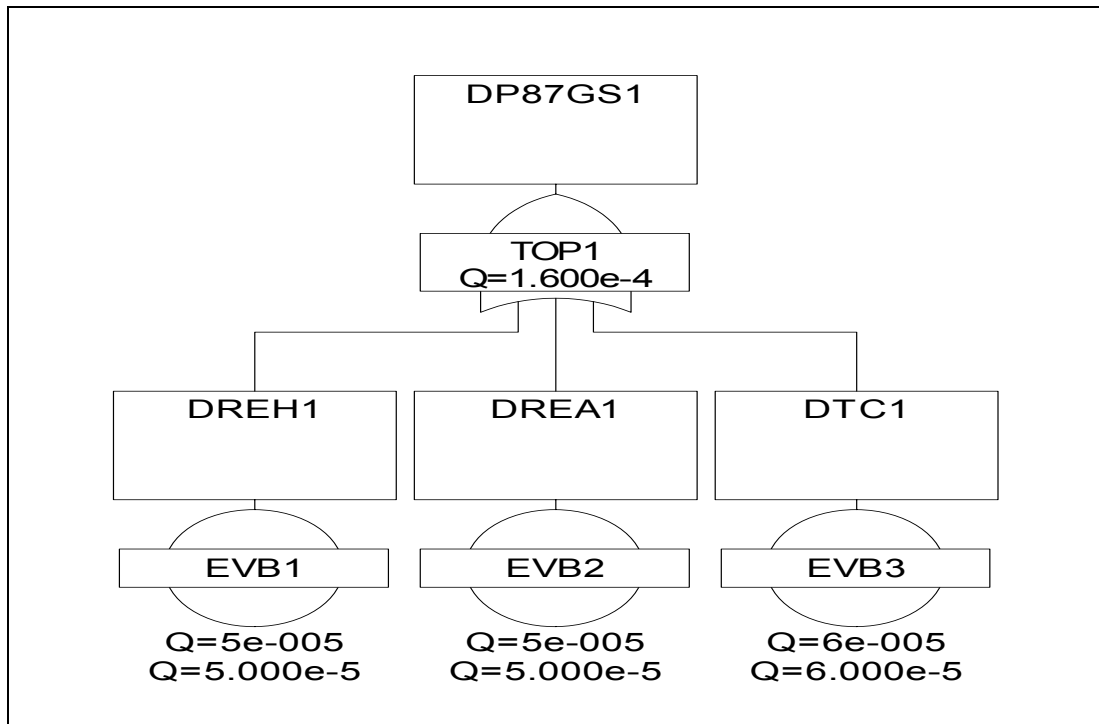


Figure 4.10 : Arbre de défaillance pour le calcul de l'insécurité pour un système simple

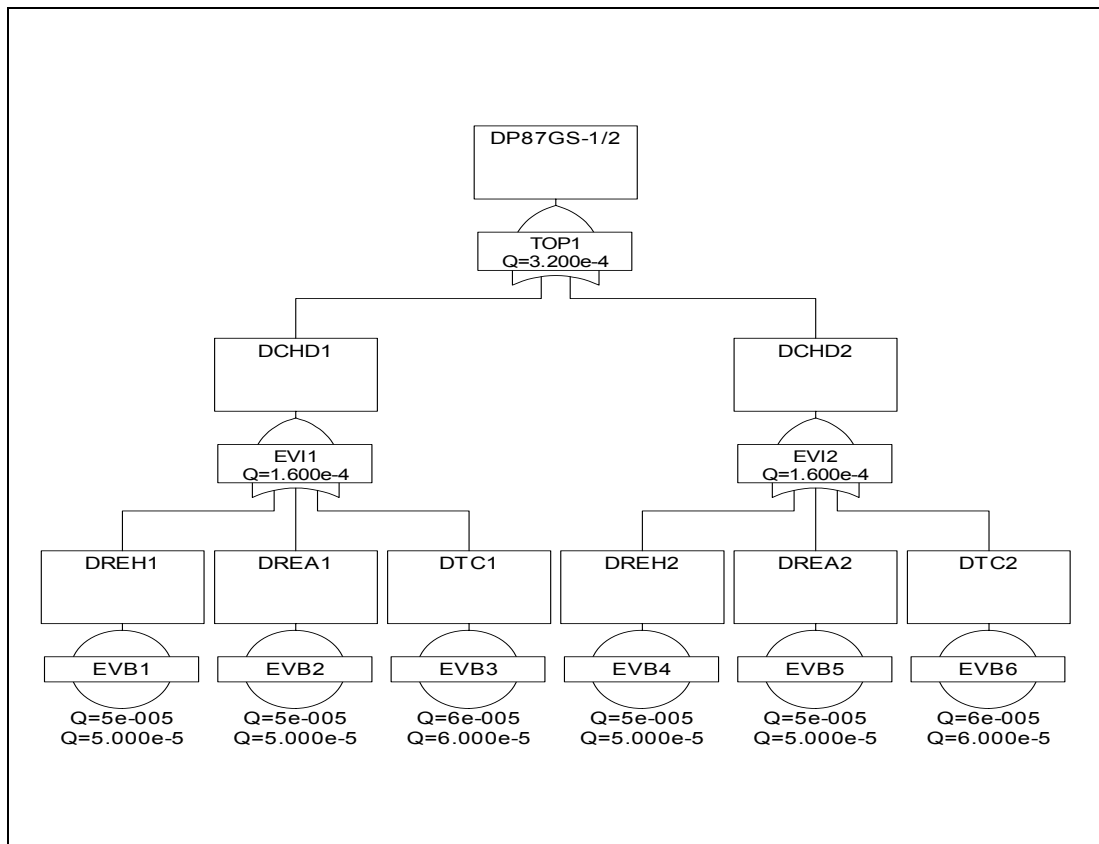


Figure 4.11 : Arbre de défaillance pour le calcul de l'insécurité pour un système de type un parmi deux

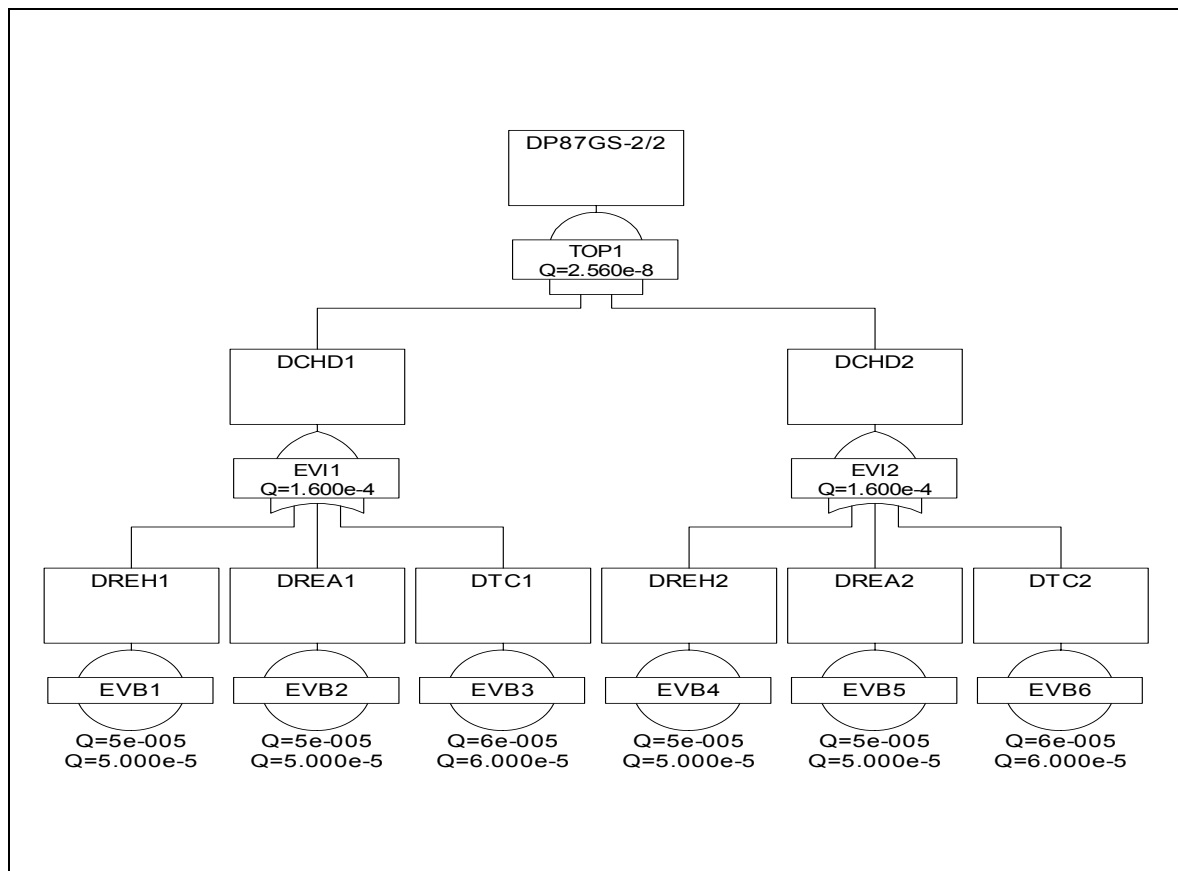


Figure 4.12 : Arbre de défaillance pour le calcul de l'insécurité pour un système de type deux parmi deux

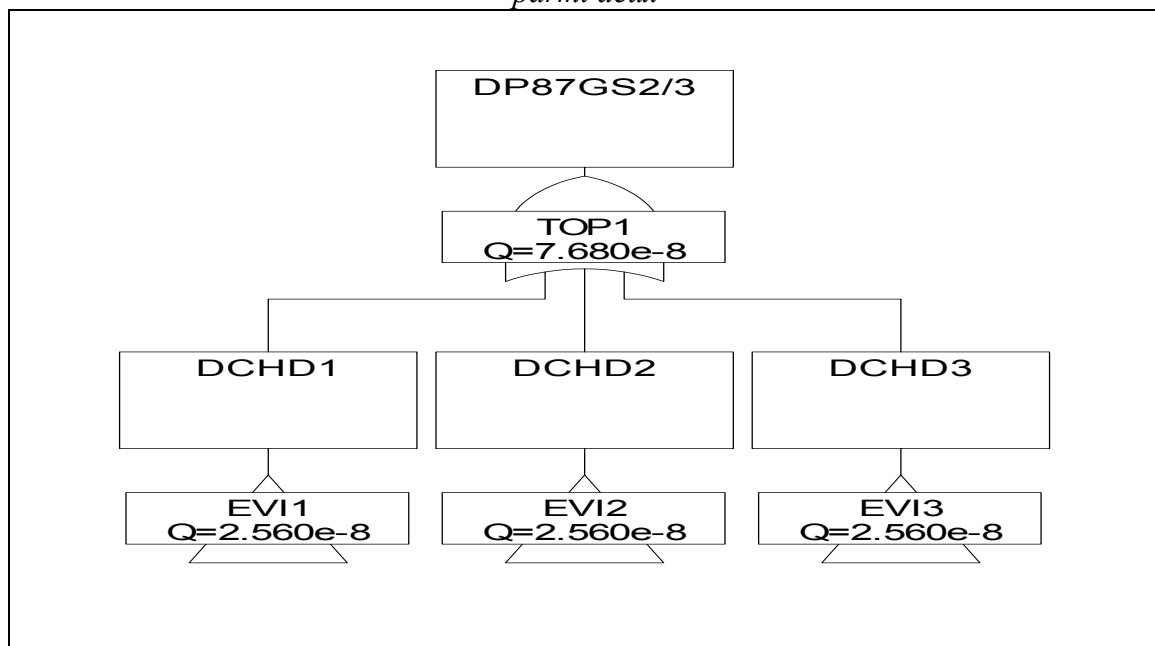


Figure 4.13 : Arbre de défaillance pour le calcul de l'insécurité pour un système de type deux parmi trois (suite page suivantes)

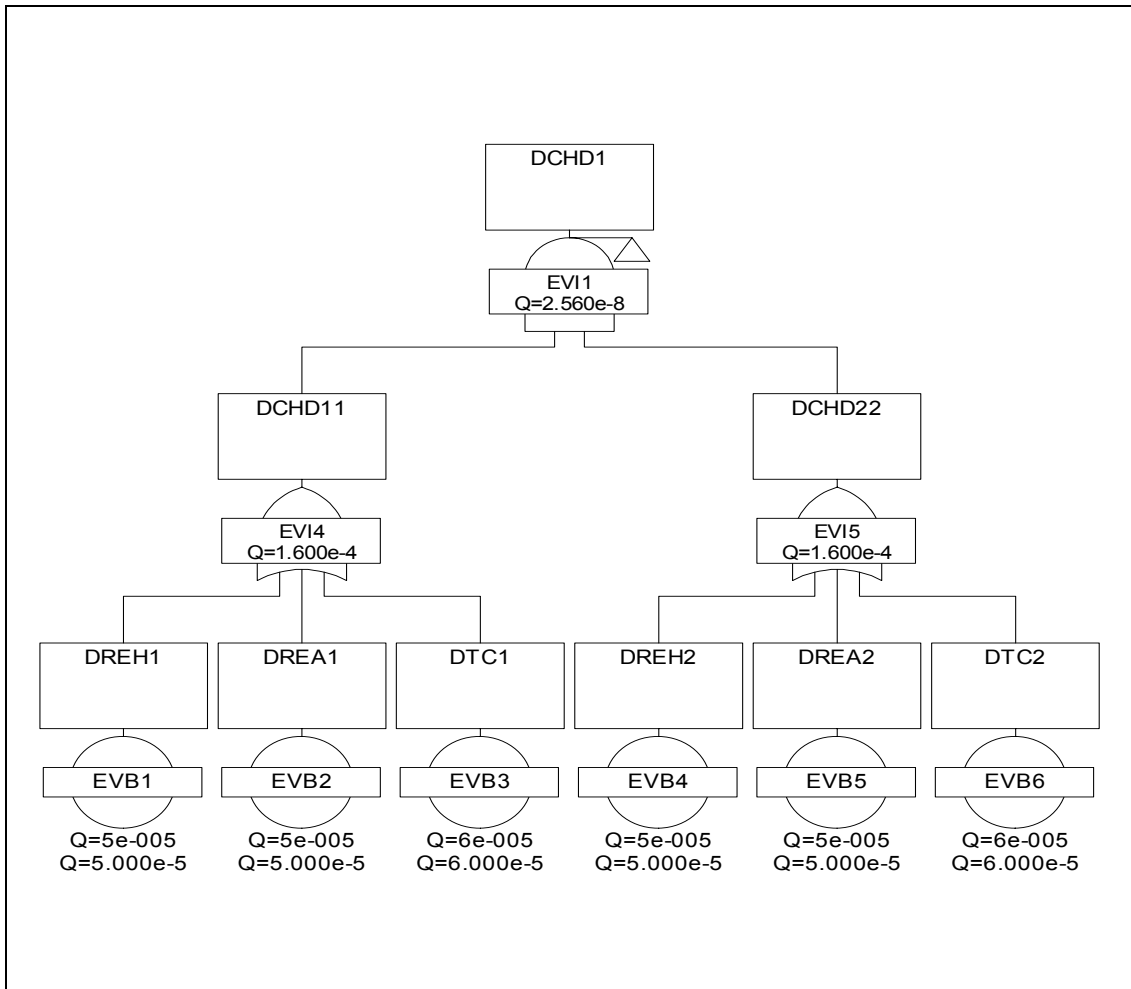


Figure 4.13 : Arbre de défaillance pour le calcul de l'insécurité pour un système de type deux parmi trois (suite page suivante)

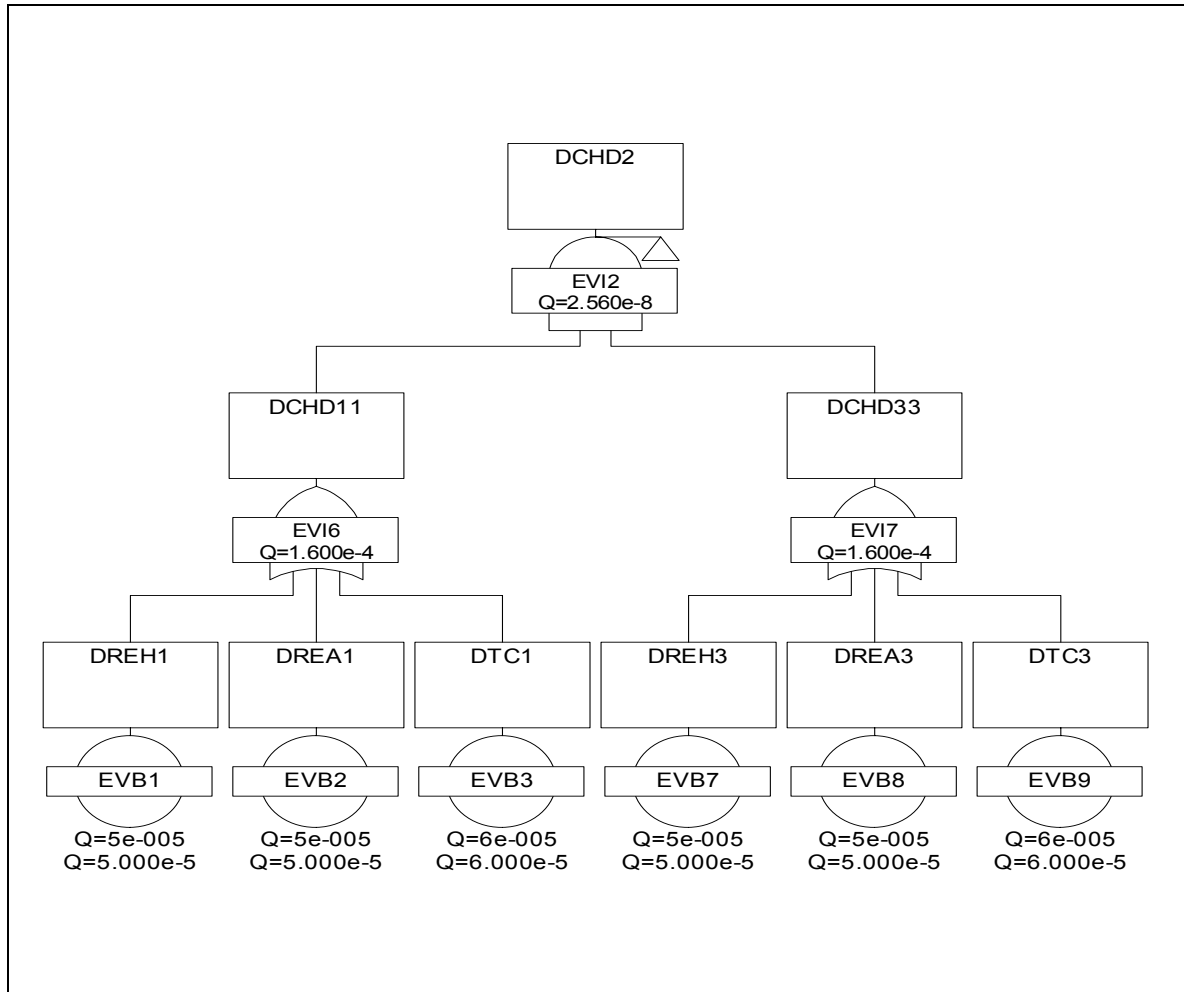


Figure 4.13 : Arbre de défaillance pour le calcul de l'insécurité pour un système de type deux parmi trois (suite de pages précédentes)

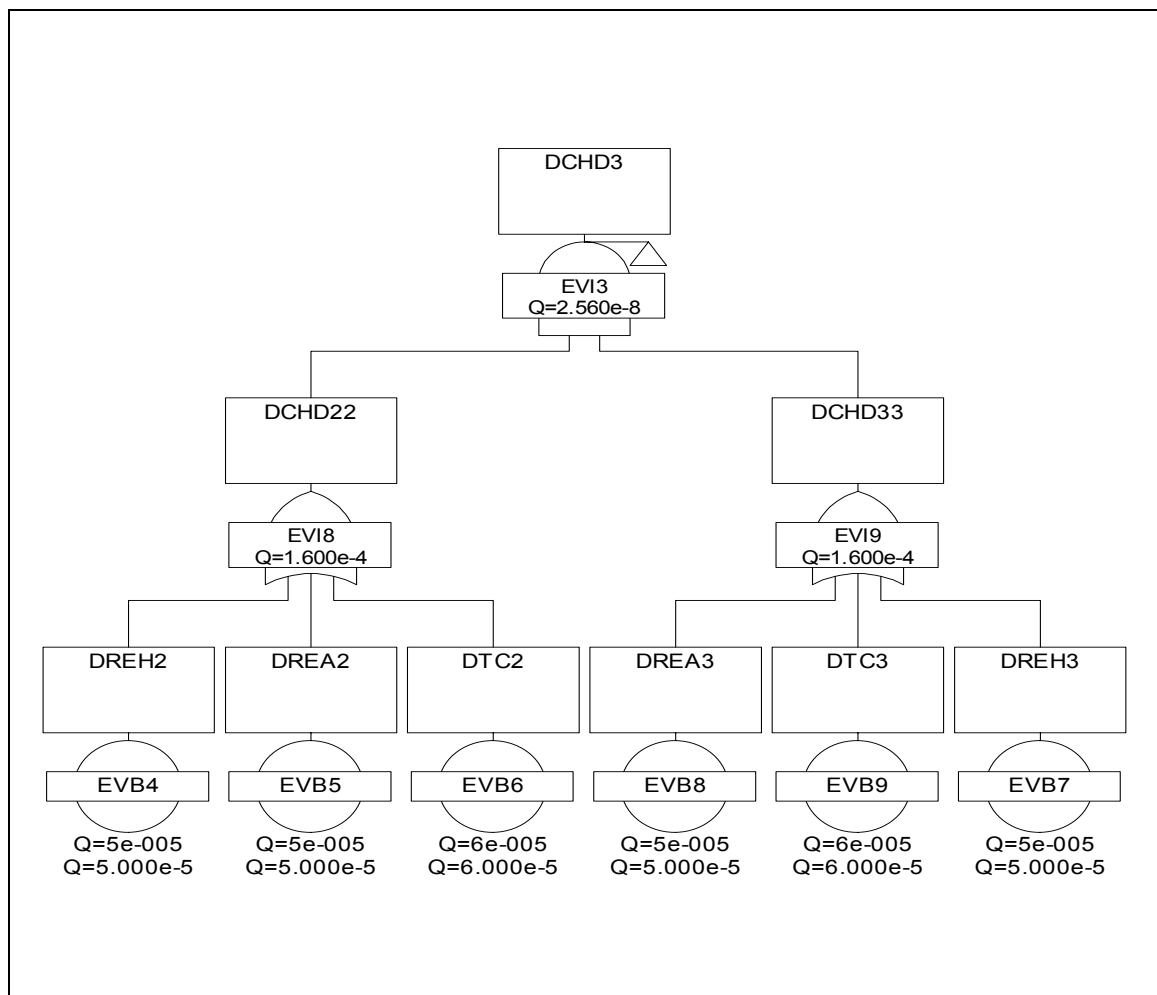


Figure 4.13 : Arbre de défaillance pour le calcul de l'insécurité pour un système de type deux parmi trois (suite de pages précédentes)

Tableau 4.4 : Valeurs obtenues avec Fault Tree +11.0

Type du système	Indisponibilité	Insécurité
Un système simple	$2.600 \cdot 10^{-4}$	$1.600 \cdot 10^{-4}$
Un parmi deux	$5.004 \cdot 10^{-5}$	$3.2 \cdot 10^{-4}$
Deux parmi deux	$4.699 \cdot 10^{-4}$	$2.560 \cdot 10^{-8}$
Deux parmi trois	$5.013 \cdot 10^{-5}$	$7.680 \cdot 10^{-8}$

4.3.3 Analyse des résultats obtenus

Les résultats du tableau 4.4 basés sur les données du tableau 4.3 nous laissent constater ce qui suit :

- Avec une structure de type un parmi deux, on obtient la plus petite valeur de l'indisponibilité, donc c'est la structure la plus disponible. Par contre, la valeur de l'insécurité obtenue est la plus grande ce qui rend la structure la moins sûre
- Avec une structure de type deux parmi deux, on obtient la plus petite valeur de l'insécurité, donc c'est la structure la plus sûre. Par contre, la valeur de l'indisponibilité obtenue est la plus grande ce qui rend la structure la moins disponible.
- Avec une structure de type deux parmi trois, et si on classe par ordre croissant les valeurs des indisponibilités et celles des insécurités, la valeur de l'indisponibilité de la structure deux parmi trois vient juste après celle d'un système de type un parmi deux, la valeur de l'insécurité viens juste après celle d'un système deux parmi deux.

Donc la structure de type deux parmi trois présente le meilleur compromis indisponibilité-insécurité, autrement dit disponibilité-sécurité.

Il reste à étudier la possibilité de réalisation de cette structure par ce qu'il faut imaginer l'encombrement que va causer l'installation d'une telle structure et le cout de revient des pièces à installer (transformateurs de mesures, relais, éléments de contrôle des disjoncteurs).

4.4 Conclusion

Dans ce chapitre nous nous sommes intéressés à l'étude des paramètres de la sûreté de fonctionnement d'un système typique du turboalternateur. Nous avons exploité les résultats des recensements conduits par les comités de grands réseaux électriques (CIGRE) pour l'élaboration d'une AMDE des éléments de ce système typique ainsi que la méthode de l'arbre de défaillance pour la comparaison entre les paramètres de la sûreté de fonctionnement pour différentes structures de relais de protection.

L'AMDE nous a montré l'utilité d'une telle analyse pour savoir comment déduire à partir d'une défaillance d'un élément de base, l'influence sur le système, l'importance de la maintenance préventive qui permet d'anticiper l'apparition de la défaillance.

Avec la méthode de l'arbre de défaillance, un système de type deux parmi trois est montré le plus optimal pour avoir le meilleur compromis disponibilité-é-sécurité en comparaison avec les autres étudiés à savoir, système simple, système un parmi deux et système deux parmi deux.

Conclusion générale

Dans le présent travail nous nous sommes intéressés à l'étude de la sûreté de fonctionnement du système de protection d'un turboalternateur.

Après avoir exposé la méthodologie d'une telle étude et les méthodes les plus utilisées, nous avons procédé à une étude générale d'un système de protection, ses caractéristiques et ses éléments de base.

Les éléments d'un système de protection se voient différer par les fonctions qu'ils assurent, par leurs principes de fonctionnement et par leurs technologies.

Notre étude de la protection du turboalternateur met en évidence ce qui le différencie en matière de protection des autres éléments du système de puissance. Un turboalternateur n'est pas seulement la cible des courts-circuits mais aussi des conditions anormales de fonctionnements dont l'étude des caractéristiques des fonctions assurant leurs détections est quelques fois délicate. Ces défauts ne sont pas éliminés de la même manière ; une structure de coupure contenant trois éléments est à commander en fonction du défaut apparaissant.

L'AMDE nous a permis d'identifier les différents modes de défaillance des éléments du système de protection du turboalternateur et donc de la prise de décision concernant les types de maintenance à assurer pour le maintien des qualités requises d'un tel système. Nous avons vu que le disjoncteur est l'élément qui présente différents modes.

L'arbre de défaillances nous a permis d'évaluer la disponibilité et la sécurité du système de protection et faire la comparaison entre différentes structures ; système simple, système un parmi deux, système deux parmi deux et système deux parmi trois. Nous avons constaté que :

Avec les résultats obtenus, nous avons constaté que :

- Avec une structure de type un parmi deux, on obtient la plus petite valeur de l'indisponibilité, donc c'est la structure la plus disponible. Par contre, la valeur de l'insécurité obtenue est la plus grande ce qui rend la structure la moins sûre
- Avec une structure de type deux parmi deux, on obtient la plus petite valeur de l'insécurité, donc c'est la structure la plus sûre. Par contre, la valeur de l'indisponibilité obtenue est la plus grande ce qui rend la structure la moins disponible.
- Avec une structure de type deux parmi trois, et si on classe par ordre croissant les valeurs des indisponibilités et celles des insécurités, la valeur de l'indisponibilité de la structure deux parmi trois vient juste après celle d'un système de type un parmi deux, la valeur de l'insécurité vient juste après celle d'un système deux parmi deux.

La méthode de l'arbre de défaillance a permis de remarquer que le système de type deux parmi trois permettant à une protection d'être accomplie si au moins deux fonctions détectent le défaut, présente les meilleurs paramètres de la sûreté de fonctionnement. Cependant son application dépend toujours de la puissance de l'alternateur à protéger et de son importance sur le plan économique. Le système un parmi deux s'avère suffisant pour les turboalternateurs de petite et moyennes puissance. Cette étude est une initiation à la recherche dans le domaine de la sûreté de fonctionnement des systèmes électriques. Les résultats seraient plus fructueux s'ils seraient en relation directe avec l'industrie. Ce travail pourrait même participer en la modernisation des systèmes de protection existant actuellement.

Notre étude a porté sur un système typique conçu avec un relais numérique. Les résultats seraient différents pour d'autres technologies. Par exemple pour le cas des relais électromagnétiques et pour les installations existantes. Une étude pareille permettrait de moderniser le système avec l'ajout en redondance de quelques fonctions.

Notre travail est une ébauche pour d'autres travaux visant l'amélioration des paramètres de la sûreté de fonctionnement des systèmes de protection des turboalternateurs. Une étude portant sur l'amélioration des caractéristiques des fonctions de protection (Elaboration des algorithmes efficaces dans le cas des relais numériques) aura un impact considérable.

Notre travail a été valorisé par les communications et publications suivantes :

- B. Nadji, M. Karakache "Dependability analysis of generator phase fault protection system using fault tree method" (39th international universities power engineering conference UPEC, 6-8 September 2004)
- M.karakache, B.Nadji " Analyse de la sûreté de fonctionnement du système de protection d'un turboalternateur) 5ème conférence régionales des comités CIGRE des pays arabes, Alger 21-23 juin 2004.
- M.Karakache, B.Nadji, A.Bourezg « Application of the FMEA and FTA for analysing dependability of generator phase fault protection system », IEEE Vehicular power and propulsion symposium, France 6-8 October 2004
- M.Karakache, B.Nadji " Application de L'AMDE au disjoncteur haute tension" Bulletin de l'institut polytechnique d'IASI, Romania 2004
- M.Karakache, B.Nadji « Application de l'arbre de défaillance au système de protection contre les défauts entre phase pour un turboalternateur » Bulletin de l'institut polytechnique d'IASI, Romania. 2004

Références Bibliographiques

- [1] A.VILLEMEUR « Sûreté de fonctionnement des systèmes industriels ». Éd. Eyrolles, Collection de la Direction des Études et Recherches d'EDF, No 67, éd. 1988.
- [2] ABB relay division "Protective relaying, theory and application" Marcel Dekker, 1994.
- [3] ANSI/IEEE C37.102-1995,"Guide for AC Generator Protection".
- [4] ANSI/IEEE C50.13-1989 "American national Standard for rotating electrical machinery cylindrical rotor synchronous generators" Section 4.1 et 3.1
- [5] ANSI/IEEE Std242-2001 (buff book), "IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems".
- [6] ANSI/IEEE Std493-1997 (gold book) "IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems".
- [7] Avellino J. Gonzalez "Monitoring and diagnosis of Turbine Driven Generators". Prentice Hall 1995.
- [8] Baldwin, A. Almore "Improved generator protection for increased plant reliability" IEEE Transactions, PAS, Vol. 99, No. 3, Mai/ Juin 1980, pp 982-989.
- [9] Bernard GUIGUES, « Protection Electrique des Alternateurs et Moteurs », Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie Electrique D 3775.
- [10] C. Russell Mason. "The Art & Science of Protective Relaying". Publication de General Electric Compagny.
- [11] Charles J. Mozina, Membre IEEE "Upgrading the Protection of Industrial -Sized Generators using Digital Technology", IEEE Transactions on Industry Applications Vol.4 Juillet/Aout 1997
- [12] Claude CORROYER et Pierre DUVEAU, « Protection des Réseaux de Transport et de Répartition », Techniques de l'Ingénieur, Traité de Génie Electrique, D4805.
- [13] Denis DUFOURNI Appareillage électrique d'interruption HT (partie 3), Techniques de l'ingénieur, Traité Génie Electrique. D4694.
- [14] Denis DUFOURNI, « Appareillage électrique d'interruption HT (partie 1) », Techniques de l'ingénieur, Traité Génie Electrique. D4690.
- [15] Emmanuel CABAU. « Introduction à la conception de la sûreté », Cahier Technique de Schneider Electric N° 144 Juin 1999.
- [16] General Electric Company. GET6544, "Instrument Transformer, Basic Technical Information and Application".
- [17] General Electric Company. GET97D."Manual of Instrument Transformer".

- [18] Gilbert RUELLLE, « Turboalternateurs », Technique de l'ingénieur, Traité Génie Electrique D3530.
- [19] IEEE committee report "A survey of generator buck up protection practices IEEE committee report" IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.5, No.2, April 1990, PP575-584.
- [20] IEEE Committee Report "Out of Step Relaying for Generators", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol 96, pp 1556-1564, Septembre-Octobre 1977.
- [21] IEEE committee report "Summary update practices on breaker failure protection IEEE committee report" IEEE Transactions on power apparatus and systems, Vol.PAS-101, No.3 Mars 1982.
- [22] IEEE Power Engineering Society "IEEE Tutorial on the Protection of Synchronous Generators" 95TP 102.
- [23] Iso graph Software. 2003 « Manuel d'utilisation de Fault Tree +11.0 »,
- [24] Jacques Verschoore Protection des installations industrielles et tertiaires, Techniques de l'ingénieur, traité génie électrique, D4820.
- [25] Jean-Pierre DUPRAZ, Transformateurs de mesure, Généralités. Théorie. Fonctionnement. , Technique de l'Ingénieur, Traité génie électrique. D4720.
- [26] Jean-Pierre DUPRAZ, Transformateurs de mesure, Technologie. « Dimensionnement. Essais » Technique de l'Ingénieur, Traité Génie Electrique. D4722.
- [27] LEROY (A.) et SIGNORET (J.-P.) « Le risque technologique », PUF Que sais-je ? No 2 669, 1992.
- [28] MIL-HDBK 338B 1 Octobre 1998, Military Handbook, "Electronic Reliability Design Handbook".
- [29] MIL-STD-1629A, 1980, "Procedures for performing a failure mode, effects and criticality analysis".
- [30] P. M. Anderson "Power System Protection" IEEE Press 1998.
- [31] P.M Anderson "Reliability Analysis of Transmission Protection Using Fault Tree Methods". SEL Paper.
- [32] Serge THEOLYRE Technique de coupures en Moyenne Tension, Technique de l'Ingénieur, Traité Génie Electrique. D705.
- [33] Yves MORTUREUX. « La sûreté de Fonctionnement : Méthodes pour maîtriser les risques ». Technique de l'ingénieur, traité Génie Electrique. AG 4670.