

N° Ordre...../Faculté/UMBB/2016

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE  
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



**Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie**

**Mémoire de fin d'études**

**En vue de l'obtention du diplôme :**

**MASTER**

Présenté par :

**BOUNAB ADI & LOUCIF WALID**

Filière: Hydrocarbures.

Option: électricité industrielle.

**Thème**

---

**Contribution à l'analyse de la sureté de  
fonctionnement du système de protection d'un  
transformateur de puissance**

---

Devant le jury :

BOUMEDINE.M	MCA	UMBB	Président
HAMADACHE.M	MCA	UMBB	Examineur
MAHDI.I	MCB	UMBB	Examineur
Nadji.B	Pr	UMBB	Encadreur

Année universitaire : 2015/2016

# Remerciements

*Avant toute chose, nous tenons à remercier **ALLAH** qui nous a facilité la tâche et nous a donné la force afin de réaliser ce mémoire.*

*Nous adressons nos vifs remerciements à notre promotrice  
**Pr.B.Nadji** pour ses orientations et conseils.*

*Nous tenons aussi à remercier nos enseignants de département  
d'Automatisation et Electrification des procédés industriels  
pour la formation que nous avons reçue.*

*Nos respects et profonds remerciements aux membres du jury,  
qui nous feront l'honneur d'accepter de juger ce travail,  
d'apporter leurs réflexions et leurs critiques scientifiques.*

*Nous adressons nos sincères remerciements à tous les cadres, les  
ingénieurs, les opérateurs, les tableautistes en citant : **Mr.Abd  
Elghani, Mr.Dayboun sabri, Mr.Ridha** et  
tout le personnel du GLIK de skikda pour leurs précieux  
conseils, informations, explications et leur aide durant la  
période de stage.*

*Nos derniers remerciements et qui ne sont pas les moindres, vont à  
tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour l'aboutissement de  
ce travail.*



# Dédicaces

*Je dédie ce modeste travail à l'esprit pur de ma chère mère que sa mémoire reste toujours dans mon cœur.*

*A mon très cher père, qui a guidé mes pas dès mon jeune âge vers le savoir, et qui m'a toujours encouragé et motivé dans mes études. Que Dieu vous protège.*

*A ma très chère merveilleuse sœur*

*A mes très chers frères*

*A toute ma grande famille : BOUNAB*

*A tous mes amis, avec lesquels j'ai partagés mes meilleurs moments :*

*Mon ami d'enfance Yahia, mes amis à Skikda : Seif, Ramzi, Redha, Alaa, Youcef, Mohamed, mes amis de Boumerdes : Housseem, Bachir, Nabil, Habib, Adel,*

*Rahim, et mon binôme Walid*

*A tous ceux qui ont, de près ou de loin, participé à l'élaboration de ce travail, et à tous ceux qui par un simple mot ou geste, m'ont aidé et encouragé tout au long de ma vie.*

**Adi Bounab**



# Dédicaces

*A ma très chère mère, ma source de l'inspiration et du courage qui pense toujours à moi dans ma présence et mon absence. Que Dieu vous garde.*

*A mon très cher père, qui a guidé mes pas dès mon jeune âge vers le savoir, et qui m'a toujours encouragé et motivé dans mes études. Que Dieu vous protège.*

*A mes très chères merveilleuses sœurs*

*Et à leurs maries*

*A mes très chers neveux : Aymen et Ishak*

*A mes très chères nièces : Chaima et farah*

*A toute ma grande famille : LOUCIF*

*A ma sœur karima*

*A tous mes amis, avec lesquels j'ai partagé mes meilleurs moments :*

*Mon ami d'enfance Zoubir, mes amis à Sétif : Abd Elkarim, Housseem et Imad, mes amis de Boumerdes : Bachir, Fares, Fatch, Mustapha, Zakaria et mon binôme Adi*

*A celle qui compte très cher pour moi et qui a une place exceptionnelle dans mon cœur :*

*Mounira et à sa famille*

*A tous mes profs de l'école primaire jusqu'à l'université*

*A tous ceux qui ont, de près ou de loin, participé à l'élaboration de ce travail, et à tous ceux qui par un simple mot ou geste, m'ont aidé et encouragé tout au long de ma vie.*

*Walid*



## Liste des figures :

Figure I-1: situation géographique du complexe GL1K.....	4
Figure I-2 : les unités du méga train.....	6
Figure II-1: Attributs de la sûreté de fonctionnement (SdF).....	11
Figure II-2: Taux de défaillance d'une série de composants : Courbe en baignoire	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure II-3: Représentation du MTTF, MUT, MDT, MTBF.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure II-4 : Etapes principales de l'analyse prévisionnelle de la sûreté de fonctionnement d'un système.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure II-5: Etapes de l'élaboration de l'AMDE.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure II-6: Représentation schématique de l'élaboration de l'arbre de causes	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure II-7: Syntaxe des arbres de défaillance.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure III-1: circuits magnétiques et électriques liés .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure III-2 : Transformateur à colonne .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure III-3 : Transformateur type cuirassé.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure III-4 : Transformateur de puissance immergé dans l'huile .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure III-5 : transformateur sec .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure III-6: fonctionnement d'un transformateur avec une spire en court-circuit au primaire	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure III-7: courant de défaut à la masse fonction du couplage MT et de l'emplacement du défaut	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure III-8: Exemple de surtensions .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure III-9: Schéma de protection différentielle à haute impédance .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure III-10 Schéma de protection différentielle à pourcentage.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure III-11: Courbe de déclenchement de la protection différentielle .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure III-12: Relais BUCHHOLZ .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure III-13 : Protection de masse cuve.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure III-14 : Placement de TC tore .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure III-15 : Type des relais .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure III-16: Eléments de base d'un relais numérique .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure III-17: Sepam série 80.....	47
Figure III-18 : Schéma de protection numérique d'un transformateur.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure IV-1: Différentes fonctions de protection nécessaires à un transformateur	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure IV-2: Protection différentielle pour le transformateur .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure IV-3 : L'algorithme du Calcul de l'indisponibilité et l'insécurité .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure IV-4 : Exemple de calcul de l'indisponibilité et l'insécurité .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure IV-5: Construction de l'arbre de défaillances pour le cas d'une défaillance de la protection différentielle (87T) pour système simple .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure IV-6 : Présentation de différentes structures des chaînes de détection .....	60
Figure IV-7 : Protection du transformateur avec un système de type un parmi deux	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure IV-8 : Arbre défaillance pour un système simple pour calcul de l'indisponibilité	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure IV-9 : Arbre défaillance pour un système un parmi deux pour calcul de l'indisponibilité	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure IV-10: Arbre défaillance pour un système deux parmi deux pour calcul de l'indisponibilité	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure IV-11 : Arbre défaillance pour un calcul de l'insécurité pour un système simple	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Figure IV-12 : Arbre de défaillance pour le calcul de l'insécurité pour un système de type un parmi deux .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>

Figure IV-13: Arbre de défaillance pour le calcul de l'insécurité pour un système de type deux parmi deux.....**Erreur !**

**Signet non défini.**

Figure IV-14: Arbre défaillance pour un système deux parmi deux pour calcul de l'indisponibilité ..... **Erreur ! Signet non défini.**

Figure IV-15: Arbre de défaillance pour le calcul de l'insécurité pour un système de type deux parmi trois ..... **Erreur ! Signet non défini.**

## Liste des tableaux :

Tableau I-1: Principaux produits du méga train .....	5
Tableau III-1 : Liste des fonctions .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Tableau IV-1: AMDE appliquée à l'Eléments du système de protection .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Tableau IV-2: Notations utilisées pour la construction de l'arbre des causes avec fault Tree .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Tableau IV-3: Valeurs des indisponibilités des éléments du système de protection..	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
Tableau IV-4: Valeurs obtenues avec MATLAB .....	71

## Table des matières

Liste des figures

Liste des tableaux

<b>Introduction générale</b> .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
<b>Problématique</b> .....	<b>3</b>
<b>I. Présentation du complexe méga train de Skikda</b> .....	<b>4</b>
I.1. Situation géographique .....	4
I.2. But de la liquéfaction .....	4
I.3. Caractéristiques de production .....	5
I.4. Présentation générale des installations du nouveau train de GNL .....	5
I.4.1. Les utilités .....	5
I.4.2. Le train de liquéfaction et de fractionnement de nouveau train de GNL.....	5
I.4.3. Unité de comptage du gaz naturel .....	6
I.4.4. Unité de compression du gaz naturel .....	7
I.4.5. Traitements de gaz .....	7
I.4.6. L'unité de liquéfaction du gaz naturel et d'extraction de la charge de gaz riche en Hélium.....	7
I.4.7. L'unité de fractionnement des sous produits.....	7
I.4.8. Le stockage des produits finis .....	7
I.4.9. Le système de contrôle et de sécurité .....	7
I.4.10. Section fuel gaz .....	8
<b>II. Sureté de fonctionnent, méthodes et concepts</b> .....	<b>9</b>
II.1. Introduction .....	9
II.2. Historique .....	9
II.3. Sûreté fonctionnement des systèmes .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
II.3.1. Élément de la sûreté de fonctionnement .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
II.4. Systèmes et composants, définitions et caractéristiques ...	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
II.4.1. Défaillances, modes de défaillance .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>

II.4.2.	Taux de défaillance, taux de réparation, MTBF, MTTF, MUT ..	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
II.5.	Analyse prévisionnelle de la sûreté de fonctionnement d'un système	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
II.6.	Méthodes d'analyse de sûreté de fonctionnement .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
II.6.1.	AMDE .....	19
II.6.2.	Arbres de défaillances .....	21
II.6.3.	Conclusion .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
III.	<b>Protection des transformateurs de puissance</b> .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
III.1.	Introduction .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
III.2.	Généralités sur les transformateurs de puissance .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
III.2.1.	Définition .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
III.2.2.	Principe de fonctionnement.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
III.2.3.	Constitution .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
III.2.4.	Différents types de transformateurs .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
III.2.5.	Transformateur triphasé .....	30
III.2.6.	Transformateurs de mesure .....	30
III.3.	Principaux défauts affectant le transformateur .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
III.3.1.	Les courts circuits .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
III.3.2.	Les surtensions .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
III.3.3.	Les surcharges .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
III.3.4.	Les déséquilibres .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
III.3.5.	Les oscillations .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
III.4.	Protection des transformateurs .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
III.4.1.	Protection externe .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
III.4.2.	Protection interne .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
III.5.	Les Relais de protection .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
III.5.1.	Relais électromécaniques .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
III.5.2.	Relais statiques .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
III.5.3.	Relais numériques .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
III.6.	Protection numérique du transformateur .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
IV.	<b>Analyse de la sûreté de fonctionnement d'un système de protection d'un transformateur</b> .....	50
IV.1.	Introduction .....	50

IV.2.	Présentation du système de protection de transformateur à relai numérique sepam....	50
IV.3.	Application de l'AMDE sur le système protection de transformateur.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
IV.3.1.	Elaboration d'une Analyse de Modes des Défaillances et de leurs Effets	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
IV.3.2.	Présentation des résultats de l'AMDE .....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
IV.3.3.	Interprétation de l'AMDE.....	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
IV.4.	Application de l'Adf sur les systèmes protection de transformateur .....	54
IV.4.1.	Construction de l'arbre de défaillance pour un système simple ..	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
IV.4.2.	Evaluation de la disponibilité d'un système simple .	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
IV.5.	Etude de l'influence de la structure du système sur les paramètres disponibilité sécurité du système de protection .....	59
IV.5.1.	Présentation de différentes structures des chaînes de détection .	<b>Erreur ! Signet non défini.</b>
<b>Conclusion</b>	.....	72

## **Problématique :**

L'électricité est une énergie non stockable, elle doit être produite, transportée, et distribuée pour être consommée. Cette énergie, généralement transformée selon les besoins du consommateur, soit par élévation de tension, soit par son abaissement. Cette transformation de tension est garantie par des transformateurs de puissance qui doivent être commandés et contrôlés. Pour cela, on trouve des systèmes de protection installés dans chaque transformateur. Un tel système devrait assurer la détection du défaut dès son apparition pour prévenir contre ses effets nuisibles au transformateur en effectuant le mode de déclenchement convenable, mais il devrait aussi assurer une continuité du service.

Dans l'entreprise GL1K (SKIKDA) où nous avons effectué notre stage de master2, le système de protection des transformateurs ETM31 est avec le relais numérique SEPAM .

Notre problématique est la suivante : Comment peut-on garantir la sûreté du système de protection et comment peut-on améliorer les paramètres de sa sûreté de fonctionnement ?

Pour répondre à cette problématique, nous allons faire une étude prévisionnelle et analytique de la sûreté de fonctionnement du système de protection du transformateur de puissance.

### **Introduction générale :**

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, 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.

Le système de protection du transformateur de puissance se considère parmi les systèmes les plus importants incorporés dans tout système de puissance. Il est conçu pour éviter l'endommagement du transformateur, et qui peut être défini comme étant un ensemble de dispositifs, dont le rôle est la mise hors tension immédiat de l'organe à protéger (transformateur de puissance) quand celui-ci devient le siège d'un défaut électrique, cette mise hors tension a pour but de limiter les dommages qui pourraient affecter l'élément protégé, et surtout de préserver le reste du système. Notre mémoire de fin d'étude consiste à analyser la sûreté de fonctionnement du système de protection de transformateur de puissance SEPAM de l'entreprise GLIK.

Notre travail est subdivisé en quatre chapitres :

- Le premier chapitre est une présentation du lieu du stage
- Le deuxième chapitre est consacré aux généralités sur les notions de la sûreté de fonctionnement et les principales méthodes utilisées pour effectuer une étude pour un système industriel.
- Le troisième chapitre est consacré à une étude théorique sur la protection du transformateur.
- Le dernier chapitre concerne l'analyse qualitative de la sûreté de fonctionnement du système de protection d'un transformateur avec l'AMDE, complétée par une

évaluation de la disponibilité et de la sécurité avec la méthode de l'arbre des défaillances.

## I. Présentation du complexe méga train de Skikda

### I.1. Situation géographique :

Le nouveau train de GNL (MEGA TRAIN) est situé à l'intérieur de l'enceinte du complexe GL1/K, au Nord Ouest des trains de liquéfaction existants. Le complexe GL2/K est alimenté en gaz naturel (GN) à partir du gisement de HASSI R'MEL par gazoduc d'une longueur de 580 Km et de 40'' de diamètre.

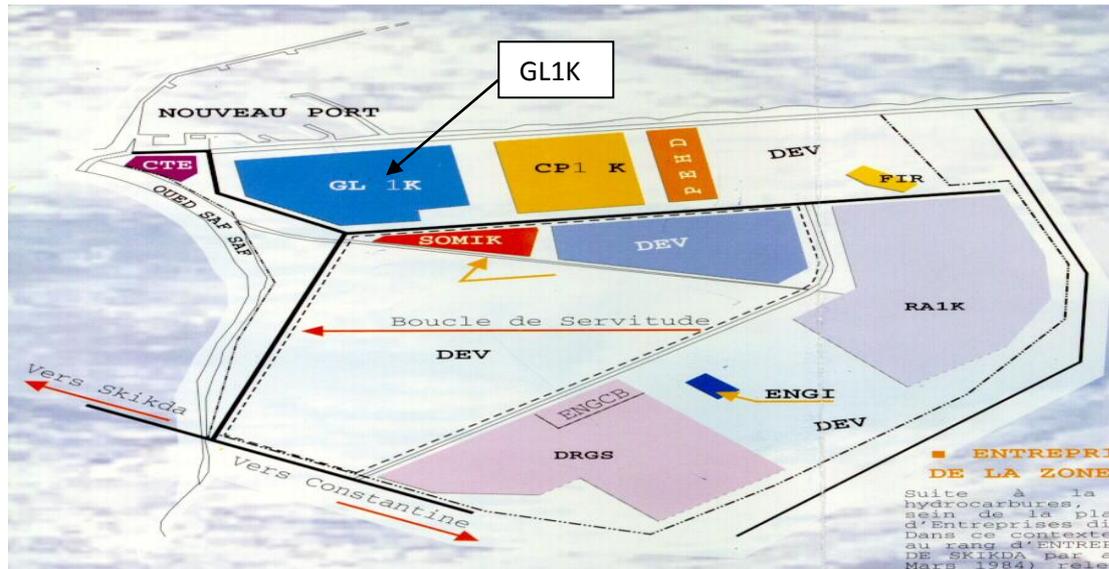


Figure I-1: situation géographique du complexe GL1K

### I.2. But de la liquéfaction :

Le but de la liquéfaction du gaz naturel est de réduire son volume dans un rapport d'environ 600 à 1 afin de faciliter son transport dans des conditions optimales aussi bien sur le plan économique que sur celui de la sécurité.

Le gaz naturel liquéfié est par la suite stocké puis transporté par des navires conçus à cet effet, appelés méthaniers, vers les terminaux de réception où il sera re-gazéifié puis distribué aux clients sous forme gazeuse.

Durant le transport, une partie de la cargaison s'évapore, du fait de l'entrée de chaleur à partir de l'atmosphère. Cette quantité de gaz est récupérée pour être utilisée comme combustible (pour la chaudière ou la turbine à gaz) sur le navire.

### I.3. Caractéristiques de production :

Le nouveau train de GNL a été conçu pour une capacité de production de 4,5 millions de tonnes de GNL par an, et peut fonctionner avec ou sans extraction des sous produits (Ethane, Propane, Butane, Gazoline).

Une charge de gaz enrichi en Hélium est également produite pour alimenter l'usine de production d'Hélium (HELISON). En retour, Helison renvoie de l'azote gazeux et du fuel gaz (48 % azote et 52 % méthane).

Etant donné que l'usine d'Hélium est aussi alimentée en gaz enrichi en hélium par les unités existantes de GL1/K, l'azote et le fuel gaz retournés sont aussi utilisés par ces unités. Les principaux produits du complexe méga train sont représentés dans le tableau I-1

Tableau I-1: Principaux produits du méga train

Produit finis	Quantité (ton/an)
GNL	4.500.000
ETHANE	164.700
PROPANE	207.600
BUTANE	171.400
GAZOLINE	108.700
GAZ enrichi en hélium (Nm <sup>3</sup> /an)	163.100.000

### I.4. Présentation générale des installations du nouveau train de GNL :

Les installations du nouveau train de GNL sont essentiellement constituées des unités suivantes :

#### I.4.1. Les utilités :

Le rôle des utilités est de fournir les éléments nécessaires au fonctionnement du nouveau train de GNL et de gérer les réseaux communs qui le composent.

Ces unités produisent et distribuent l'énergie électrique, l'air service et l'air instrument. Elles gèrent également les réseaux communs tels que les systèmes torche, eaux diverses, azote, huile chaude.

#### I.4.2. Le train de liquéfaction et de fractionnement de nouveau train de GNL:

Le GN, à sa sortie du gisement de « HASSI R'MEL » est un mélange d'hydrocarbures dont la teneur en méthane est supérieure à 80%, mais contient également de l'éthane, du

propane, du butane, du pentane et quelques traces d'hydrocarbures lourds. On y trouve également quelques constituants tels que ; He, N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, Hg et l'H<sub>2</sub>O, ainsi que des impuretés sous forme de poussières et de traces d'huiles.

L'objectif principal du complexe est de liquéfier le GN qui sera destiné à l'exportation, et aussi d'extraire les autres sous produits qu'il contient tels que l'éthane, le propane, le butane et le pentane. Le gaz naturel alimentant l'unité de liquéfaction doit subir au préalable, un traitement afin de lui enlever les traces de gaz contaminants susceptibles de se solidifier lors du refroidissement.

Le nouveau train se compose de plusieurs unités :

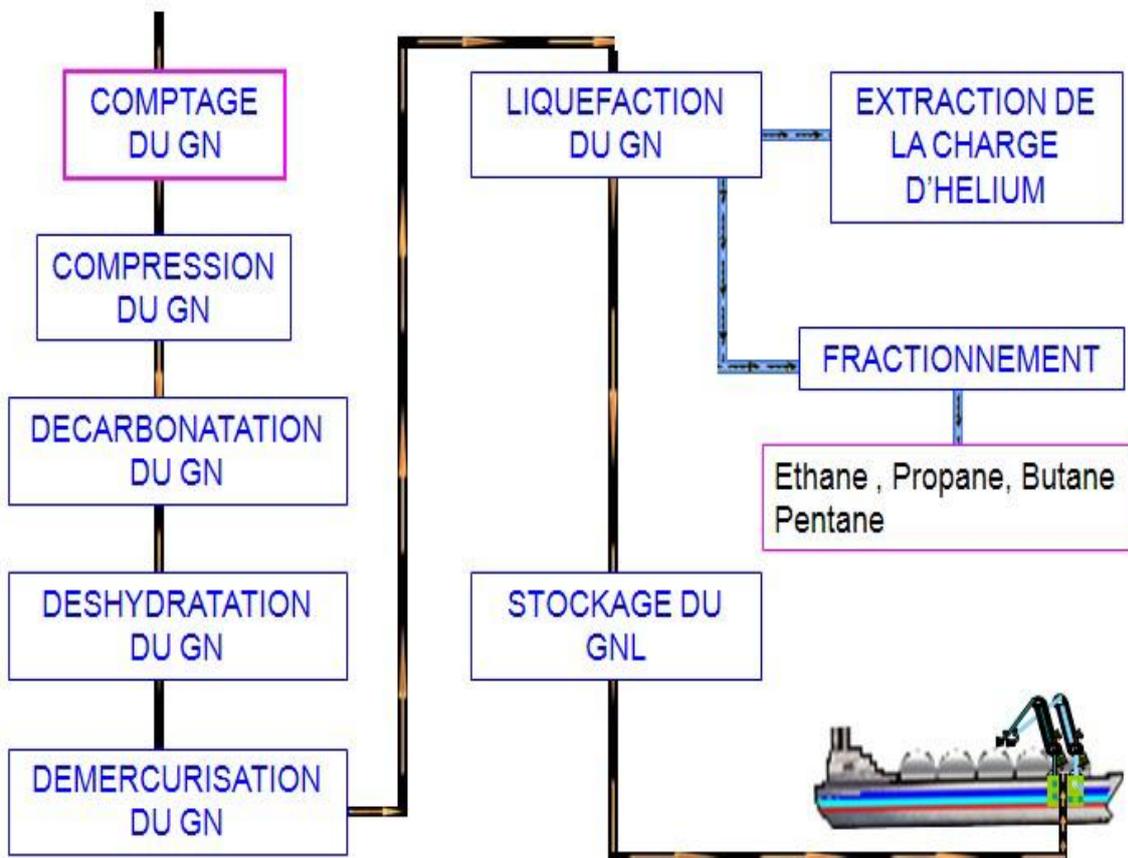


Figure I-2 : les unités du méga train

#### I.4.3. Unité de comptage du gaz naturel :

Le système de comptage mesure et comptabilise tout le gaz naturel entrant aux unités existantes de GL1/k et au nouveau train de GNL. Le comptage sert à fournir les éléments nécessaires pour :

- Le calcul des divers bilans de l'usine et de l'autoconsommation.
- Le calcul des quantités consommées pour les besoins de facturation.

#### **I.4.4. Unité de compression du gaz naturel :**

A la sortie du système de comptage (42 bars eff et 25 °C) le GN est comprimé jusqu'à 66 bars eff pour faciliter sa liquéfaction.

#### **I.4.5. Traitements de gaz :**

Avant la liquéfaction, le gaz naturel doit subir des traitements pour être débarrassé de trois éléments nuisibles au fonctionnement de l'installation :

- CO<sub>2</sub> (anhydride ou gaz carbonique)
- Eau.
- Mercure.

#### **I.4.6. L'unité de liquéfaction du gaz naturel et d'extraction de la charge de gaz riche en Hélium:**

Le nouveau train de GNL utilise dans cette unité le Procédé APCI (Air Product and Chemicals Incorporation) qui constitué de :

- Une boucle de réfrigération (pré refroidissement) au propane.
- Une boucle de réfrigération au réfrigérant mixte (MR).
- Une boucle externe de réfrigération au propane.
- Un échangeur principal de type bobiné pour la liquéfaction.

#### **I.4.7. L'unité de fractionnement des sous produits:**

L'unité de fractionnement à pour but de séparer les constituants dits " lourds" du gaz naturel, ceci afin de respecter les spécifications commerciales du GNL. Ces constituants sont : l'éthane, le propane, le butane et la gazoline (C<sub>5</sub>+).

**Nb :** Le nouveau train de GNL est dimensionné pour pouvoir aussi fonctionner avec réinjection totale de ces produits.

#### **I.4.8. Le stockage des produits finis :**

Le nouveau train de GNL contient trois bacs de stockage, un bac de stockage de GNL de capacité 150000 m<sup>3</sup>, un bac de stockage de propane de capacité totale de 66200 m<sup>3</sup> et un bac de stockage de butane de capacité totale de 66200 m<sup>3</sup>, et une sphère de stockage de gazoline de capacité totale de 3 760 m<sup>3</sup>.

#### **I.4.9. Le système de contrôle et de sécurité :**

Il comprend un ensemble de systèmes regroupés au sein d'ICS (Instrument Control System). Le système de contrôle utilisé est le DCS EPKS (**E**xperion **P**rocess **K**nowledge

System R310). Il fait partie de l'ICS et communique avec tous les autres systèmes de contrôle et de sécurité.

#### **I.4.10. Section fuel gaz :**

Le combustible (Fuel Gaz) qui alimente les turbines à gaz des générateurs électriques et des compresseurs du train de liquéfaction a pour origine :

- Le ballon de flash du GNL en fin de liquéfaction.
- Un appoint de gaz naturel.
- Le retour de Fuel Gaz de l'usine d'Hélium.
- Le gaz provenant Boil-off.

## II. Sûreté de fonctionnement, méthodes et concepts

### II.1. Introduction :

Les techniques de la sûreté de fonctionnement (fiabilité, disponibilité, maintenabilité, sécurité) ou noté 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.

Dans ce chapitre, nous présenterons un état de l'art sur les méthodes de sûreté de fonctionnement. Nous commençons par l'historique de la sûreté de fonctionnement pour donner les notions fondamentales. Nous exposerons ensuite les deux méthodes d'analyse que nous adapterons pour notre travail.

### II.2. Historique :

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.

A 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.

A 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], [2]

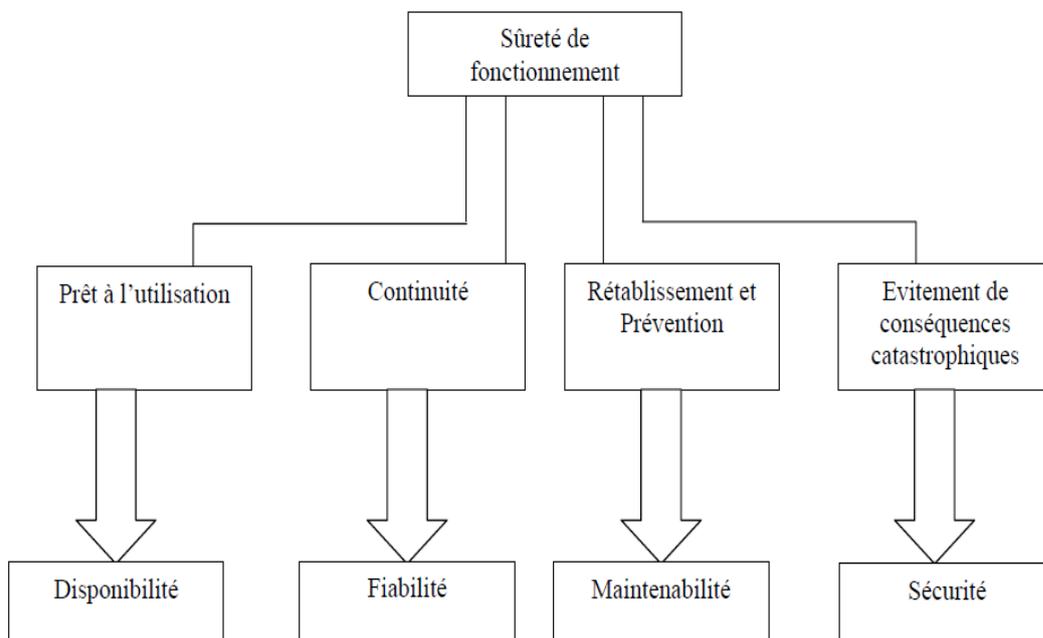
### **II.3. Sûreté fonctionnement des systèmes :**

La sûreté de fonctionnement est souvent appelée la science des défaillances ; elle inclut leur connaissance, leur évaluation, leur prévision, leur mesure et leur maîtrise Il s'agit d'un

domaine Transverse qui nécessite une connaissance globale du système comme les conditions d'utilisation, les risques extérieurs, les architectures fonctionnelle et matérielle, la structure et fatigue des Matériaux. Beaucoup d'avancées sont le fruit du retour d'expérience et des rapports d'analyse D'accidents. [3]

### II.3.1. Élément de la sûreté de fonctionnement :

Le terme "sûreté de fonctionnement", inventé voici trente ans pour englober plusieurs concepts, n'a pas d'équivalent exact en langue anglaise. En France, la sûreté de fonctionnement regroupe quatre notions :



**Figure II-1: Attributs de la sûreté de fonctionnement (SdF)**

#### II.3.1.1. La fiabilité :

C'est l'aptitude d'un système à rester constamment opérationnel 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  $[0, t]$  :

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

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

$$R(t) = 1 - R(t)$$

### II.3.1.2. La maintenabilité :

C'est l'aptitude d'un système à être remis rapidement dans un état opérationnel. Ainsi les systèmes dont les composants sont très facilement démontables peuvent bénéficier d'une meilleure maintenabilité que les autres.

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 :

$M(t) = P$  [la maintenance de E est achevée au temps t] Dans un souci de simplification, on peut écrire :

$M(t) = P$ [E est réparée sur [0, t] L'aptitude contraire sera dénommée « immaintenabilité » ; sa mesure est notée  $\bar{M}(t)$  :

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

### II.3.1.3. La disponibilité :

C'est l'aptitude d'un système à être opérationnel au moment où il est sollicité. C'est une notion importante pour un appareil de sécurité tel qu'un disjoncteur par exemple :

Une disponibilité importante est compatible avec une fiabilité faible, pour que l'appareil puisse être réparé très rapidement.

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 :

$A(t) = P$ [E non défaillante à l'instant t]

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

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

### II.3.1.4. La sécurité :

C'est l'aptitude d'un système à ne pas connaître de pannes considérées comme catastrophiques pendant une durée donnée. On trouvera aussi l'acronyme FMDS pour désigner la sûreté de fonctionnement (comme fiabilité, maintenabilité, disponibilité et sécurité). Les Anglo-Saxons utilisent le terme dependability, qui recouvre la fiabilité (reliability), la disponibilité (availability) et la maintenabilité (maintainability).

La sécurité est traitée à part. Abusivement, on assimile le mot "dependability" à "sûreté de fonctionnement". On préférera le terme anglais de RAMS (pour reliability, availability, maintainability and safety). [1]

## II.4. Systèmes et composants, définitions et caractéristiques :

### II.4.1. Défaillances, 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 ».

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.

### II.4.2. 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 :

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

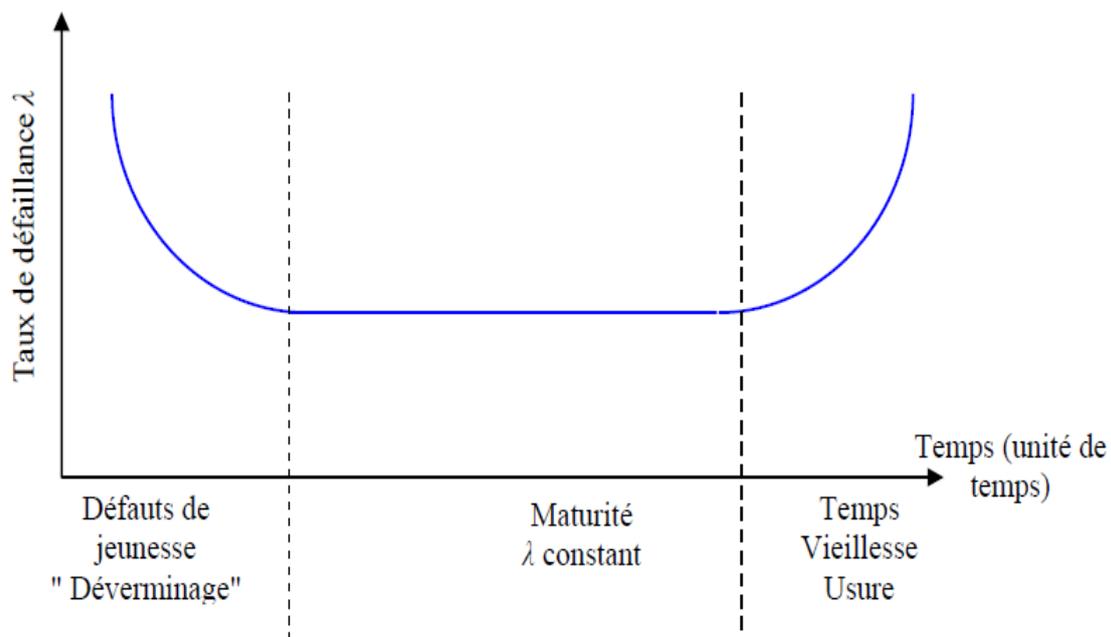
Il représente l'intensité de défaillance en fonction du temps. C'est la probabilité conditionnelle, divisée par  $dt$  de tomber en panne entre  $t$  et  $t + dt$  sachant qu'au temps  $t$  l'entité n'est pas défaillante. L'hypothèse est très souvent faite que ce taux de défaillance est constant (indépendant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

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

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 II-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 II-2: Taux de défaillance d'une série de composants : Courbe en baignoire**

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

$$\mu(t) = \frac{-dM(t)/dt}{M(t)}$$

Si on le suppose constant :

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

- MTBF, MTTR, MTTF, MUT (figure II-3) : 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. A 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 Failure). 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.

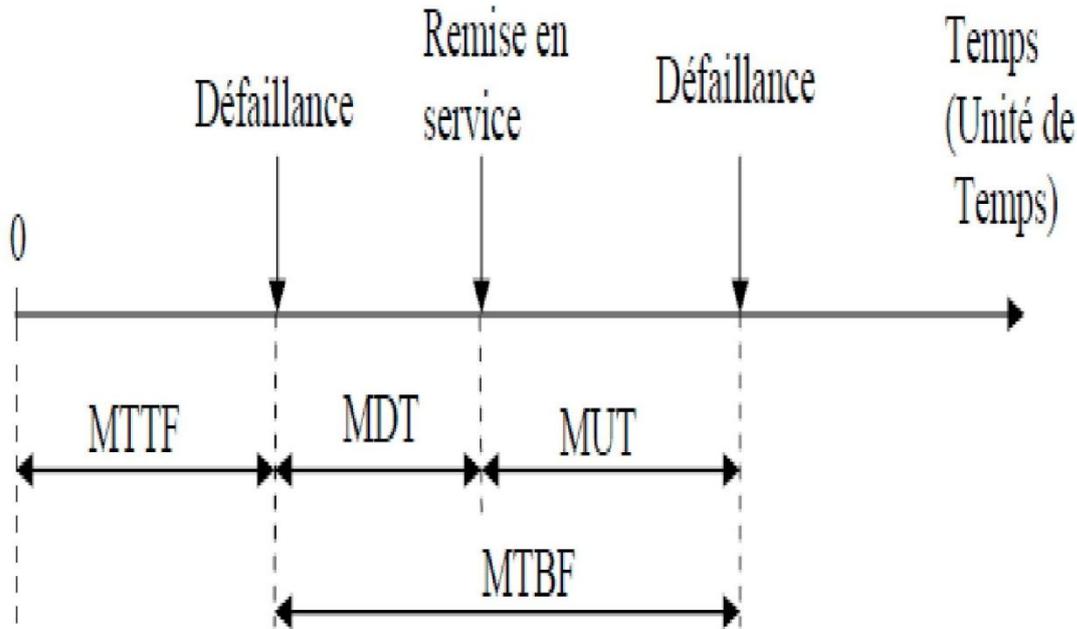


Figure II-3: Représentation du MTTF, MUT, MDT, MTBF [1]

### III.5. 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 II-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.

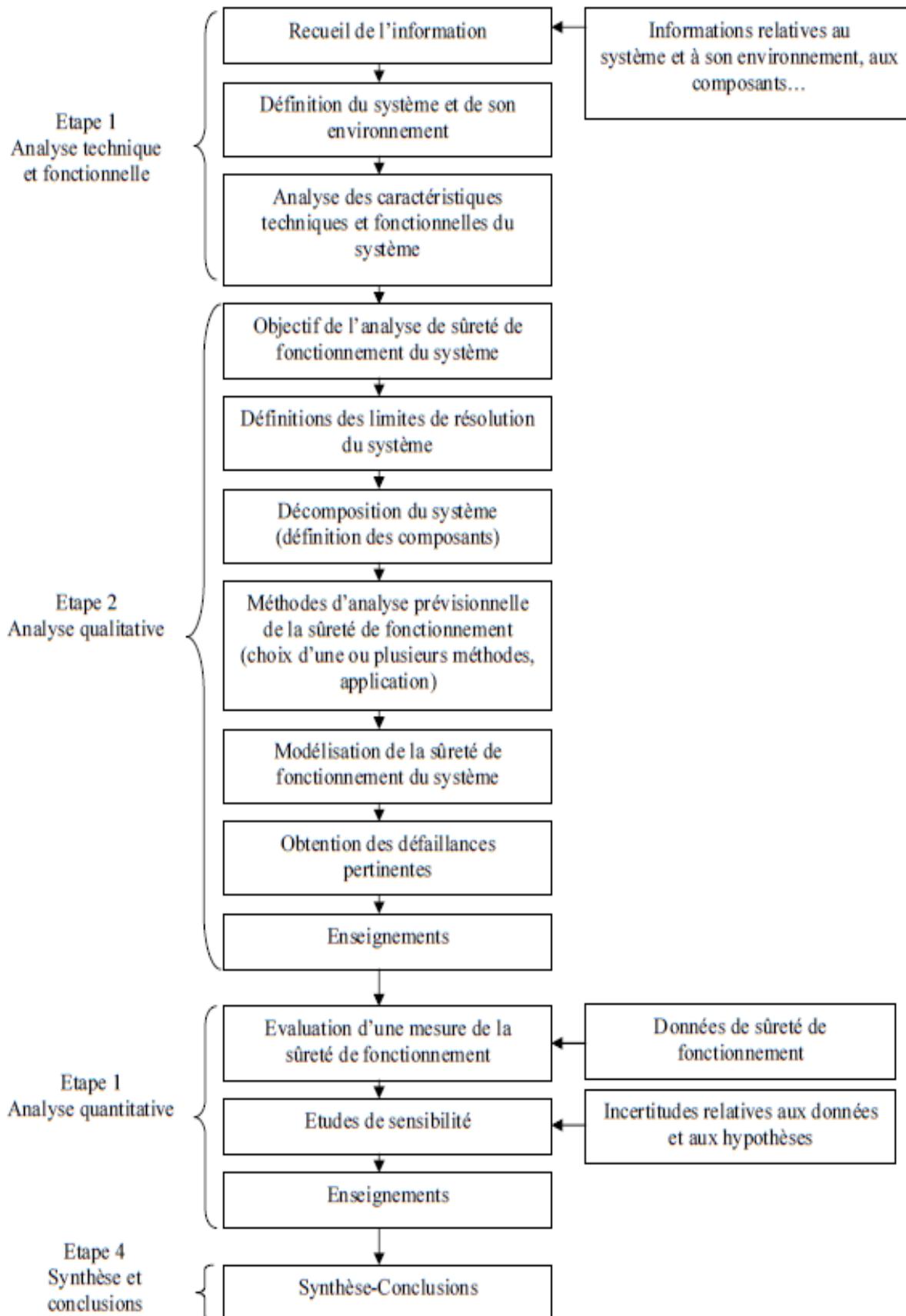
L'analyse qualitative a ensuite pour objectif la recherche de toutes les causes de défaillance pouvant affecter la sûreté de fonctionnement du système. Cette analyse se fait avec de nombreuses méthodes.

➤ **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.



**Figure II-4 : Etapes principales de l'analyse prévisionnelle de la sûreté de fonctionnement d'un système [1]**

## II.6. Méthodes d'analyse de sûreté de fonctionnement :

Une analyse prévisionnelle de sûreté de fonctionnement est un processus d'étude d'un système réel de façon à produire un modèle abstrait du système relatif à une caractéristique de sûreté de fonctionnement (fiabilité, disponibilité, maintenabilité, sécurité). Les éléments de ce modèle seront des événements susceptibles de se produire dans le système et son environnement, tels par exemple :

- des défaillances et de pannes des composants du système,
- des événements liés à l'environnement, des erreurs humaines en phase d'exploitation.

Le modèle permet ainsi de représenter toutes les défaillances et les pannes des composants du système qui compromettent une des caractéristiques de Sdf.

Afin d'aider l'analyste, plusieurs 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 cause conséquences (MDCC),
- La méthode de l'espace des états MEE

### II.6.1. Analyse de modes de défaillances et de leurs effets (AMDE) :

La méthode d'Analyse des Modes de Défaillances et de leurs Effets (AMDE) est une des premières méthodes systématiques permettant d'analyser les défaillances. Elle a été développée par l'armée américaine et se trouve dans la première guideline Militari procédure MIL-P-1629 "Procédures for performing a failure mode, effects and criticality analysis" du 9 novembre 1949. Cette analyse est largement utilisée pendant les phases initiales de développement. Une AMDE (FMEA pour Failure Mode and Effects Analysis) est une analyse détaillée de toutes les défaillances simples, de leurs conséquences (ainsi qu'un chiffage préliminaire de probabilité d'occurrence). Elle permet d'identifier les éléments critiques de sécurité (provoquant des événements critiques ou catastrophiques) ainsi que les fautes dormantes. D'identifier les modes de défaillances des différentes parties du système.

### II.6.1.1 Elaboration de l'AMDE

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 sur les fonctions du système,
- D'identifier les modes de défaillances qui auront un effet important sur la sécurité, la fiabilité...

On distingue quatre principales étapes pour réaliser une AMDE (figure. II.5)

- Définitions du système, de ses fonctions et de ses composants : cette méthode, comme toute autre méthode, nécessite dans un premier temps une définition du système à étudier et 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 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 fondé 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 et aboutit à des résultats intéressantes. 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.
  - ❖ Identification des défaillances seconde, des besoins de redondance ;
  - ❖ L'établissement des modes 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, des procédures de maintenance, la maintenabilité des systèmes est donc étudiée.

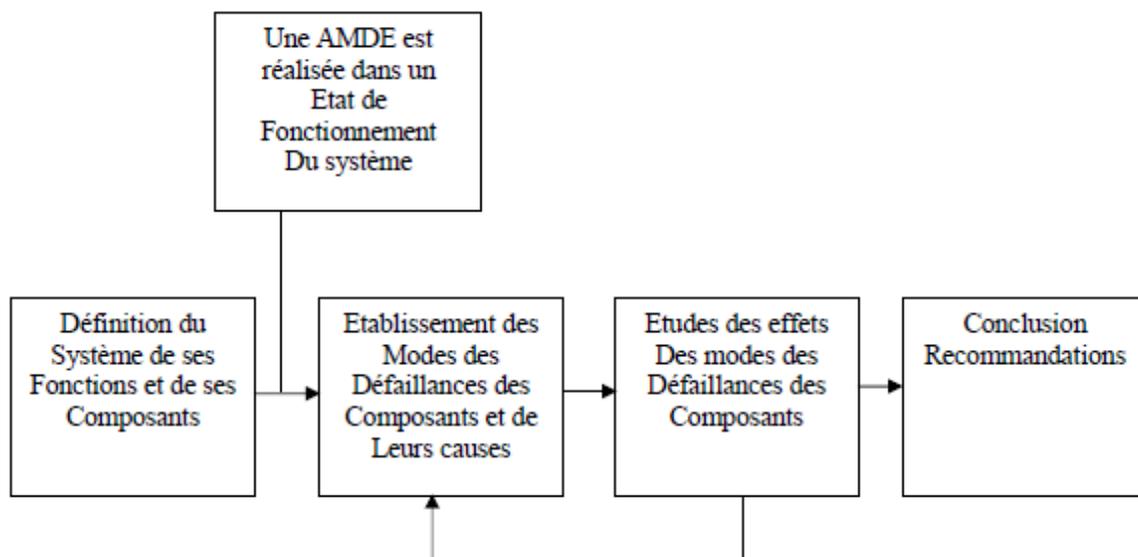


Figure II.5. Etapes de l'élaboration de l'AMDE [3]

### II.6.2. Arbres de défaillances :

La Méthode de l'Arbre de Défaillances (AdF) est née en 1961-62 dans les bureaux de la société Bell Téléphone. Développée par Watson pour évaluer et améliorer la fiabilité du système de lancement 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).

### **II.6.2.1. 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 causes 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.

### **II.6.2.2. Elaboration de l'arbre des défaillances :**

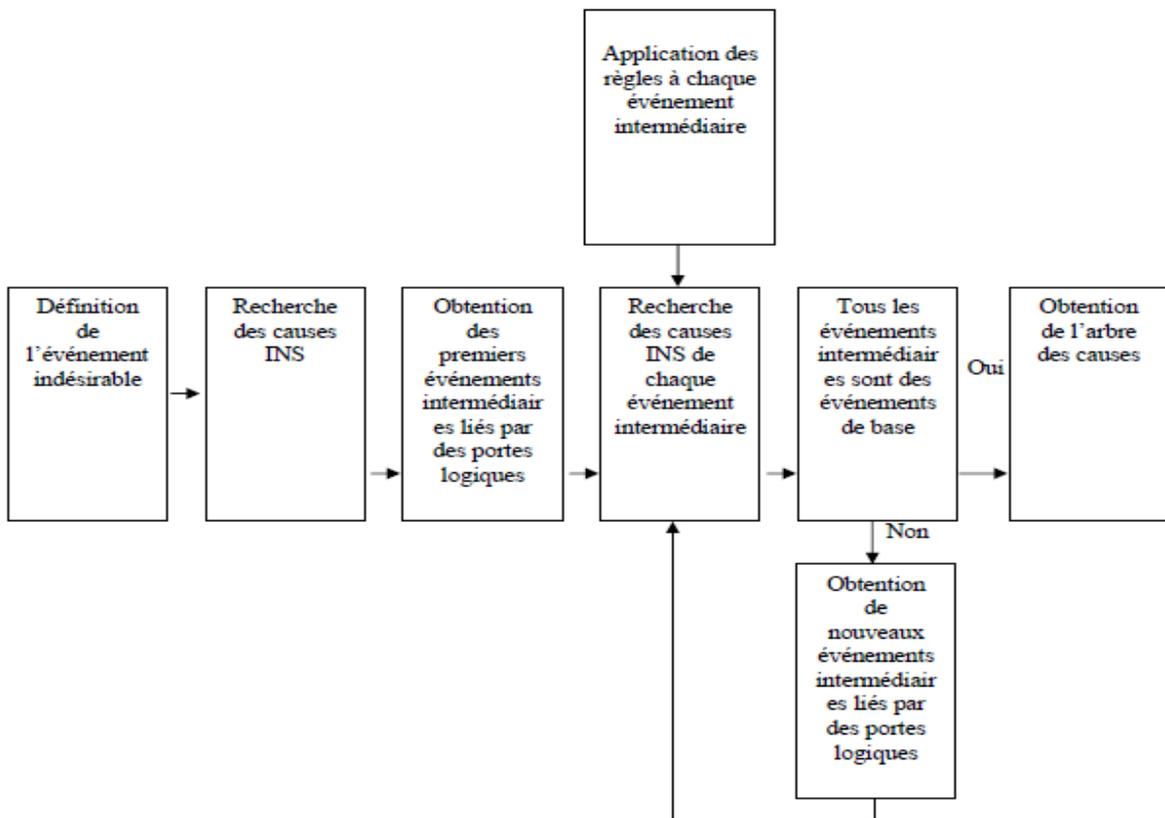
L'élaboration de l'arbre des défaillances est une technique qui a évolué depuis l'époque de sa création ; elle fut longtemps considérée comme un art. L'extrême étendue de son champ d'application a permis, au fur et à mesure, de mettre en évidence des principes et des règles pour l'élaboration de l'arbre 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 figureII-6.



**Figure II-5: Représentation schématique de l'élaboration de l'arbre de causes**

### II.6.2.3. Coupes minimales :

Une coupe est un ensemble d'événement entraînant l'événement indésirable ; l'expression chemin est parfait 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 1 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 coupes 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]

#### **II.6.2.4. Construction d'un arbre de défaillance :**

L'analyse par l'arbre de défaillance se concentre sur un événement particulier qualifié d'indésirable ou de redouté car on ne souhaite pas le voir se réaliser. Cet événement devient le sommet de l'arbre et l'analyse a pour but d'en déterminer toutes les causes. La syntaxe des arbres de défaillances est décrite dans la figure II-7 :

On utilise généralement la convention du rond pour dénoter un événement terminal, ou une feuille. Un événement intermédiaire sera représenté par un rectangle.

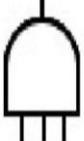
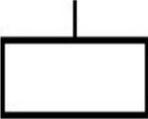
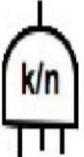
Événement / report	Dénomination	Portes	Dénomination
	Événement de base		Porte « ET »
	Événement-sommet ou événement intermédiaire		Porte « OU »
	Report (sortie)		Porte « OU exclusif »
	Le sous-arbre situé sous ce « drapeau » est à dupliquer ...		
	Report (entrée)		Porte « combinaison »
	...à l'endroit indiqué par ce second drapeau		

Figure II-6: Syntaxe des arbres de défaillance [3]

### II.6.3 Conclusion

L'AMDE est un outil méthodologique permettant l'analyse systématique des fonctionnements potentiels d'un produit, d'un procédé ou d'une installation. La méthode n'est pas bien adaptée aux projets en temps réel car elle ne permet pas de bien appréhender l'aspect temporel des scénarios. Néanmoins l'AMDE fournit :-une autre vision du système,-des supports de réflexion, de décision et d'amélioration, des informations à gérer au niveau des études de sûreté de fonctionnement et des actions à entreprendre.

L'arbre de défaillance est une méthode particulièrement adéquate pour synthétiser les analyses de sûreté de fonctionnement sur un système quand elles sont destinées à s'assurer la maîtrise de risques identifiés.

## III. Protection des transformateurs de puissance

### III.1. Introduction :

Les dispositifs de protection surveillent en permanence l'état électrique des éléments d'un réseau et provoquent leur mise hors tension (par exemple l'ouverture d'un disjoncteur), lorsque ces éléments sont le siège d'une perturbation indésirable: court-circuit, défaut d'isolement, surtension,...etc. Le choix d'un dispositif de protection n'est pas le fruit d'une réflexion isolée, mais une des étapes les plus importantes de la conception d'un réseau électrique.

A partir de l'analyse du comportement du transformateur sur défauts et des phénomènes qui en découlent, on choisit les dispositifs de protection les mieux adaptés.

Pour cela dans ce chapitre on va commencer par des généralités sur les transformateurs de puissance suivis par une énumération des principaux défauts qui peuvent les affecter et on termine par la notion des différents types de leur protection.

### III.2. Généralités sur les transformateurs de puissance :

#### III.2.1. Définition :

Un transformateur est une machine statique qui assure la conversion d'une tension alternative à une autre tension alternative mais de même fréquence. Il se compose d'un ou plusieurs enroulements de fil enroulés autour d'un noyau ferromagnétique commun.

Habituellement, ces enroulements ne sont pas reliés électriquement. Ils sont reliés par le flux Magnétiques commun confiné dans le noyau. Les transformateurs sont généralement Monophasés ou triphasés [6].

#### III.2.2. Principe de fonctionnement:

En vertu la loi de Faraday, lorsqu'un flux d'induction magnétique variable  $\Phi$  circule dans le circuit magnétique, il induit dans chacun des enroulements une force électromotrice proportionnelle dans le temps aux taux changement ( $d\Phi/dt$ ) et au nombre de spire que comporte cet enroulement

Lorsque le primaire est alimenté par une source alternative, il circule dans le circuit magnétique un flux également alternatif dont l'amplitude dépend du nombre de spires du primaire et de la tension appliquée. Ce flux induit dans l'enroulement secondaire sur une charge provoque la circulation du courant secondaire.

Le noyau magnétique fournit un chemin de canalisation de flux magnétique tel que montré par la figure suivante :

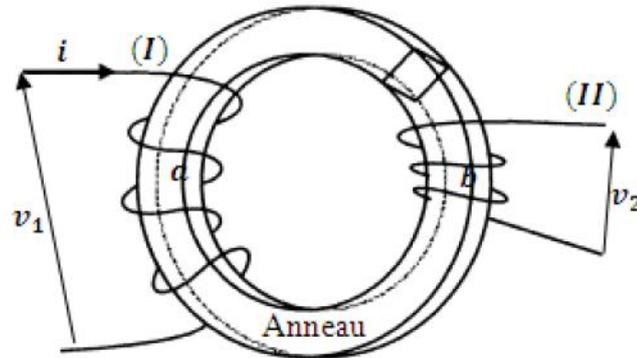


Figure III-1: circuits magnétiques et électriques liés [7]

### III.2.3. Constitution:

Un transformateur est constitué essentiellement de trois types de circuits qui sont :

#### III.2.3.1. Circuit magnétique:

Constitué de tôles minces à cristaux orientés contenant une forte proportion de chrome et de manganèse, d'épaisseur courante 35/100 mm, isolées entre elles par un oxyde obtenu sous atmosphère contrôlée, qui permettent la canalisation du flux produit par l'enroulement primaire.

#### III.2.3.2. Circuit électrique:

Il comporte essentiellement l'enroulement primaire, secondaire et leur isolation. Ces deux enroulements ont toujours un nombre de spires différent, celui avec le plus grand nombre est appelé **enroulement HT**, et celui avec un nombre inférieur est appelé **enroulement BT**.

#### III.2.3.3. La partie mécanique:

La partie mécanique dans un transformateur est: **la cuve** et **le couvercle**. Ils sont constitués par des tôles en acier soudées pour qu'ils soient rigides, résistants et étanches. [6]

### III.2.4. Différents types de transformateurs:

Il existe différents types de transformateurs, mais nous nous intéresserons à l'étude des transformateurs de puissances de réseaux électriques car ils présentent le plus grand intérêt dans le développement de l'interconnexion des réseaux.

Du point de vue construction ; deux principales technologies sont distinguées, à savoir les transformateurs à colonnes et les transformateurs cuirassés

#### III.2.4.1. Transformateur à colonnes :

Le transformateur à colonnes est constitué de deux enroulements concentriques par phase. Ces enroulements sont montés sur noyau ferromagnétique qui se referme à ses extrémités via des culasses généralement de sections circulaires afin d'assurer une bonne canalisation du flux magnétique. Dans cette technologie, ce sont les enroulements qui entourent le circuit magnétique (figure III-2).

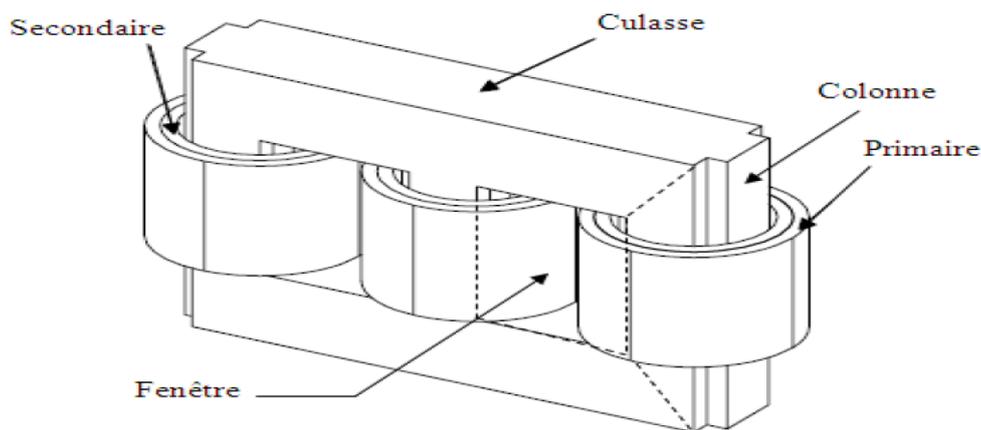
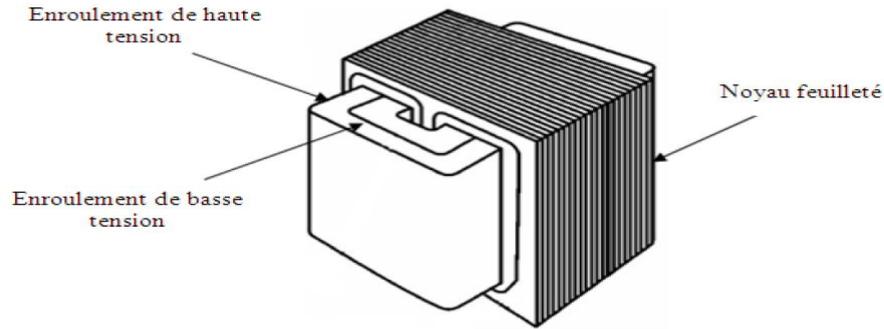


Figure III-2 : Transformateur à colonne [7]

#### III.2.4.2. Transformateur Cuirassé:

Dans cette technologie, le circuit magnétique entoure les enroulements formés de bobines rectangulaires à axe horizontal. Le circuit magnétique, de section rectangulaire est constitué de tôles posées à plat. La cuve assure le calage du circuit magnétique et des enroulements (figure III-3).

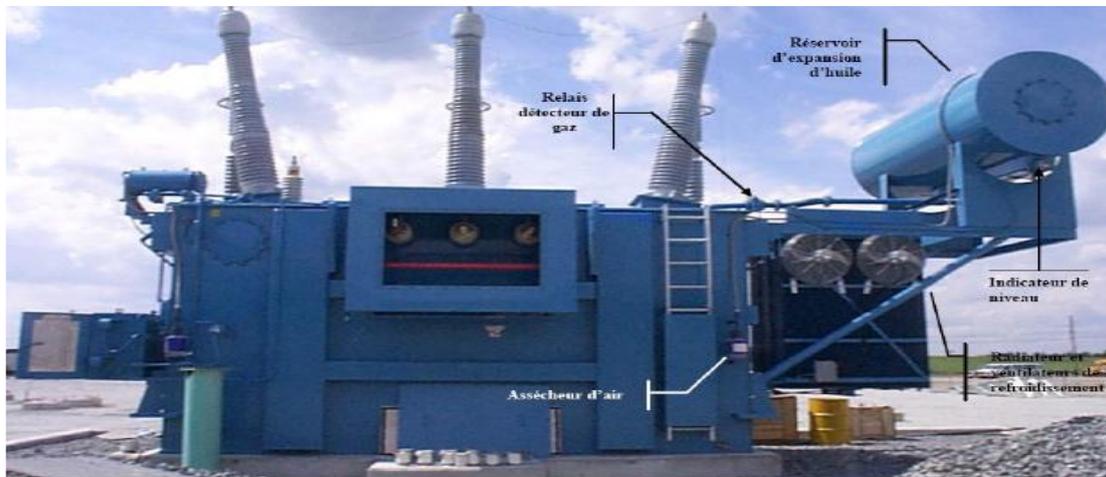


**Figure III-3: Transformateur type cuirassé**

### III.2.4.3. Transformateur immergé dans l'huile et transformateur sec :

Selon le type de refroidissement on distingue : les transformateurs à l'huile et les transformateurs secs.

- **Transformateur à l'huile :** Pour prévenir l'action néfaste de l'air sur l'isolation des bobines et améliorer le refroidissement du transformateur, on place le noyau magnétique avec les enroulements dans une cuve remplie d'huile minérale (figure III-4).



**Figure III-4 : Transformateur de puissance immergé dans l'huile**

- **Transformateur sec :** C'est un transformateur avec une technologie sèche, avec des enroulements enrobés (imprégnés). Le système d'isolation électrique est assuré par une résine (époxyde) et l'air (figure III-5). [8]



**Figure III-5 : transformateur sec**

### **III.2.5. Transformateur triphasé:**

Un transformateur monophasé est destiné seulement à un système monophasé. Mais le transport ou la distribution de l'électricité se fait en triphasé. Le circuit magnétique d'un tel transformateur triphasé comporte ordinairement trois colonnes disposées dans un même plan. Chaque colonne porte un enroulement primaire et un enroulement secondaire et peut être considérée comme un transformateur monophasé. Les trois enroulements, primaires et secondaires, sont connectés en étoile, en triangle ou en zigzag de sorte que le transformateur comporte trois bornes primaires et trois bornes secondaires seulement.

### **III.2.6. Transformateurs de mesure:**

#### **III.2.6.1. Utilisation des transformateurs de mesures :**

En distribution électrique, les valeurs élevées de courant et de tension ne permettent pas leur utilisation directe par les unités de mesure ou protection. Des transformateurs de mesure sont nécessaires pour fournir des valeurs utilisables par ces dispositifs qui peuvent être :

- des appareils analogiques, utilisant directement le signal fourni
- des unités de traitements numériques à microprocesseur, après conversion analogique/digitale du signal en entrée (ex. : STR, Micrologie, Sepam ou Power Logic System).

#### **III.2.6.2. Types de transformateur de mesure:**

- **Transformateurs de courant:** Branchés au primaire sur le réseau à examiner, ils délivrent au secondaire une valeur de courant réduite proportionnelle au courant du réseau sur lequel ils sont installés.

- **Transformateurs de tension** : Branchés au primaire sur le réseau à examiner, ils délivrent au secondaire une valeur de tension réduite proportionnelle à la tension du réseau sur lequel ils sont installés. [9]

### III.3. Principaux défauts affectant le transformateur :

#### III.3.1. Les courts circuits :

Un court circuit est la disparition intempestive de l'isolement relatif de deux conducteurs de tensions différentes reliées à la même source. Un court circuit peut être réalisé soit par contact direct (deux conducteurs qui débouchent, chute d'un conducteur sur une ligne aérienne), soit par détérioration ou claquage de l'isolant (arc ou amorçage).

Une installation est susceptible de subir des courts circuits dont l'origine peut être :

- Mécanique : par exemple une rupture de conducteurs ou une liaison électrique accidentelle entre deux conducteurs par un corps étranger tels qu'outils ou animaux.
- Electrique : suite à la dégradation de l'isolement entre deux phases, ou entre une phase et la masse ou la terre, ou suite à des surtensions d'origine interne (manœuvre) ou atmosphérique (coup de foudre).
- Une erreur d'exploitation, par exemple la mise à la terre d'une phase, un couplage entre deux sources de tension différentes ou de phases différentes ou la fermeture par erreur d'un appareil de coupure.

Ces courts circuits peuvent être fugitifs ou permanents. Les défauts fugitifs disparaissent après l'ouverture des disjoncteurs de protection et ne réapparaissent pas lors de la remise en service (le défaut est brûlé). Les défauts permanents nécessitent la mise hors tension d'un câble, d'une machine...et l'intervention du personnel d'exploitation. [10]

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

##### III.3.1.1. Externe :

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

##### III.3.1.2. Interne :

Il s'agit d'un défaut entre conducteurs de phases différentes ou d'un défaut entre spires du même enroulement. L'arc de défaut dégrade le bobinage du transformateur et peut entraîner

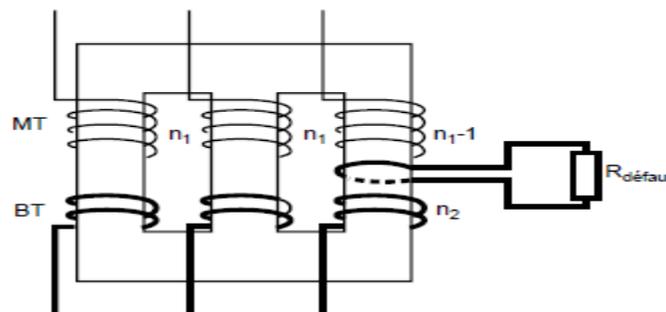
un incendie. Dans un transformateur à huile, l'arc provoque l'émission de gaz de décomposition ; si le défaut est faible, il y a un petit dégagement gazeux, et l'accumulation de gaz devient dangereuse.

Un court-circuit violent provoque des dégâts très importants qui peuvent détruire le bobinage mais aussi la cuve en répandant l'huile enflammée.

### ❖ Evolution des défauts internes

#### ➤ Défauts entre spires :

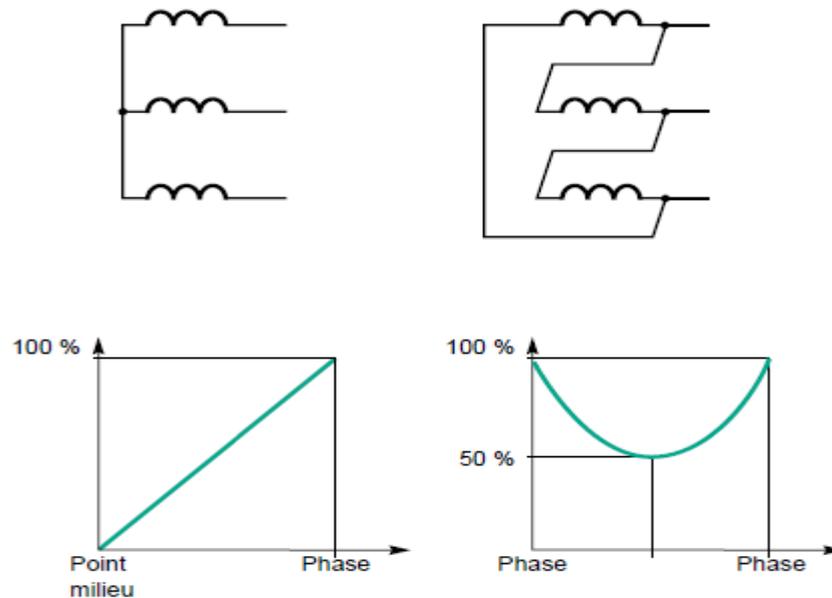
Les défauts entre spires de l'enroulement moyenne tension correspondent au mode de défaillance le plus fréquent et également le plus difficile à détecter. Ils résultent de la dégradation locale de l'isolant du conducteur, par contrainte thermique ou diélectrique. La manifestation immédiate se réduit à une faible augmentation du courant primaire, du fait de la modification du rapport de transformation d'une part, et de l'apparition d'un phénomène de spire en court circuit sur l'enroulement concerné. Cette spire en défaut se comporte comme un enroulement secondaire et est le siège d'un courant limité seulement par son impédance propre et par la résistance au point de défaut (figure III-6).



**Figure III-6: fonctionnement d'un transformateur avec une spire en court-circuit au primaire**

#### ➤ Défauts à la masse et influence du régime de neutre :

Les défauts entre enroulement MT et la masse ont comme origine la plus fréquente une rupture d'isolement suite à surtension. Toutefois, ils peuvent également être la conséquence de défauts de type mécanique ou de l'évolution d'un défaut électrique comme vu précédemment. Les caractéristiques d'un défaut à la masse, ainsi que les capacités à le diagnostiquer, dépendent du mode de mise à la terre du réseau d'alimentation et de l'emplacement du défaut dans le transformateur (figure III-7).



**Figure III-7: courant de défaut à la masse fonction du couplage MT et de l'emplacement du défaut [11]**

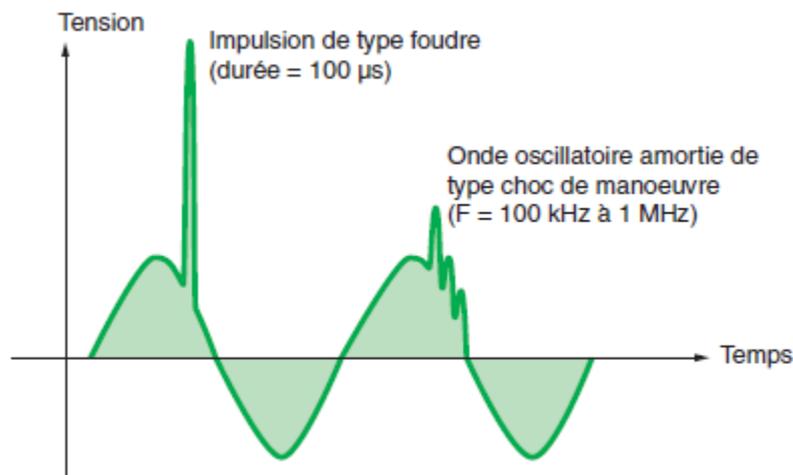
### III.3.2. Les surtensions :

Les surtensions sont dangereuses dans un réseau de distribution pour les raisons suivantes :

- elles soumettent les isolants à des contraintes de vieillissement ou même sa détérioration.
- en cas de durée appréciable, elles risquent d'entraîner des surcharges dangereuses pour les récepteurs et même pour les générateurs.
- en cas de claquage de l'isolant, elles ont pour conséquence, un court circuit immédiat. Même s'il s'agit d'un arc dans l'air et après la disparition de la surtension, celui-ci persiste dans les réseaux avec une tension supérieure à quelques millions de Volts, ce qui donne ce que l'on appelle « courant de suite » qui ne sera coupé que par l'isolement de la ligne ou de l'appareil atteint.
- l'importance de la contrainte subite par les isolants, dépend évidemment de la valeur maximal de la surtension, elle dépend aussi grandement de la vitesse avec laquelle la surtension s'établit. C'est ainsi que les surtensions d'importance moyenne (2 à 5 fois la tension nominale) et de très courte durée sont capables de claquer l'isolant, parce que leur établissement est extrêmement rapide. Ces surtensions sont souvent produites par induction lors d'un coup de foudre (indirecte) ou encore dans les réseaux THT par coupure de longues lignes à vide.

Notons que la surtension permanente qui est engendrée par la capacité des lignes longues à vide peut causer l'auto excitation des centrales. Il en résulte, si des précautions n'étaient pas prises, une augmentation considérable de la tension des lignes qu'elles alimentent, ainsi qu'un grand risque d'avarie du matériel.

Les surtensions de longues durées ont des effets importants sur les transformateurs, elles font augmenter d'autant plus le courant magnétisant que leur circuit magnétique est plus saturé. Si en régime normal, le circuit magnétisant d'un transformateur par exemple est de 4% du courant en pleine charge, si la surtension est de 30%, il peut atteindre une valeur égale au courant nominal à pleine charge (figure III-8).



**Figure III-8: Exemple de surtensions**

### III.3.3. Les surcharges :

On dit qu'une ligne ou un appareil est en surcharge, lorsqu'il est traversé par un courant supérieur à celui pour lequel il a été construit. Les surcharges se traduisent donc par des surintensités durables ou très brèves suivant les cas :

- Les courts-circuits qui atteignent une, deux ou trois phases, pendant une durée qu'on s'efforce de rendre aussi courte que possible.
- Les couplages difficiles et la fermeture de longues boucles du réseau d'interconnexion THT entraînent des surintensités. Celles-ci ne durent guère, en général, plus d'un ou deux dixième de seconde.

- Les pointes de consommation ou de transit (sur les lignes d'interconnexions). La surintensité correspondante est en général relativement faible (20 à 30% au maximum) mais peut durer longtemps.
- Le report de charge sur une artère ou un appareil (transformateur) lorsque la ligne ou l'appareil qui étaient en parallèle vient d'être coupé. Il peut en résulter une surintensité importante sur l'installation restée en service, et cela peut durer jusqu'au rétablissement des liaisons coupées.

Les effets d'une surcharge plus faible sont uniquement d'ordre calorifique. Ils apparaissent au bout d'un temps qui dépend de l'inertie thermique de l'appareil considéré est de ces conditions de refroidissement.

Dans les installations normalement dimensionnées, un échauffement dangereux n'apparaît jamais avant plusieurs minutes. Seuls les points défectueux (tresse conductrice en mauvais état, contact des sectionneurs oxydes...) constituent rapidement parfois des points chauds. Une construction soignée et un entretien périodique sérieux doivent les éliminer.

#### **III.3.4. Les déséquilibres :**

Dés que l'on a affaire à des lignes de quelques milliers de volts, le grand nombre des abonnés alimentés et la liaison par transformateur étoile triangle avec les lignes de distribution, établissent un équilibre quasi-parfait des intensités et des tensions supérieures.

Un déséquilibre des tensions ou des courants, dans ces installations, est donc une anomalie dont il importe de déterminer rapidement les causes. Il s'agit le plus souvent d'un sectionneur ou d'un disjoncteur dont un ou deux pôles restent ouverts. Parfois, le déséquilibre est provoqué par une rupture de conducteur qui n'a pas entraîné de court-circuit.

Bien que les déséquilibres ne s'accompagnent pas, en général, de magnétisations violentes, leurs conséquences n'en sont pas moins importantes. Ils déterminent des vibrations et des échauffements anormaux des moteurs et des alternateurs.

On sait que les réseaux triphasés HT ne comportent que trois fils, si donc la somme des courants des trois phases n'est pas nulle, il y a un courant de retour qui passe par le sol (par le point neutre de transformateur). Ce courant produit des inductions dans la ligne de télécommunications voisines, il produit aussi des courants de circulation dans les circuits en triangles des transformateurs, en entraînant un échauffement anormal de ceux-ci.

### **III.3.5. Les oscillations :**

Des oscillations plus ou moins rapides de la tension et de l'intensité apparaissent parfois dans les réseaux de distribution, il s'agit souvent d'oscillations amorties des alternateurs qui subissent une brusque variation de charge (notamment lors de manœuvre ou de déclenchement) au lieu de se décaler brusquement de l'angle correspondant à la variation de charge et de reprendre aussitôt un mouvement uniforme, le rotor des alternateur n'atteint sa phase définitive qu'au bout d'un certain nombre d'oscillations qui vont en s'amortissant.

Dans certains cas, les alternateurs perdent leur synchronisme, ils produisent un courant de fréquence différente de celui du réseau général. Un faut couplage produit des effets analogues. Les conséquences de ces oscillations sont des surintensités et des baisses de tension périodiques dans le réseau. [10]

## **III.4. Protection des transformateurs :**

### **III.4.1. Protection externe :**

#### **III.4.1.1. Protection à maximum de courant phase :**

Le transformateur HTB/HTA sera en général protégé par deux protections à maximum de courant, Protection coté haute tension (HTB) et Protection coté moyenne tension (HTA).

#### ➤ **Protection à maximum de courant coté HTB :**

C'est une protection contre les surcharges du transformateur et constitue, dans les limites de son réglage, une réserve aux protections maximum de courant coté HTA,

#### ➤ **Protection à maximum de courant coté HTA :**

C'est une protection contre les surcharges du transformateur et constitue, dans les limites de son réglage, une réserve aux protections de ligne MT.

#### **III.4.1.2. Protection de neutre HTA :**

Protège la liaison reliant les bornes du TR et celles MT contre les défauts à la terre, et réalise aussi le secours du seuil homopolaire des protections des départs MT, le réglage est choisis inférieur au courant de réglage homopolaire du départ MT le plus bas réglé.

#### **III.4.1.3. Protection différentielle :**

La protection différentielle est obtenue par la comparaison de la somme des courants primaires à la somme des courants secondaires.

La protection différentielle du transformateur est une protection principale aussi importante que les protections internes du transformateur. Cette protection à une sélectivité absolue, il lui est demandé, en plus, d'être très stable vis-à-vis des défauts extérieurs.

Le principe de fonctionnement de la protection est basé sur la comparaison des courants entrants et des courants sortants du transformateur.

Cette protection s'utilise:

- Pour détecter des courants de défaut inférieurs au courant nominal,
- Pour déclencher instantanément puisque la sélectivité est basée sur la détection et non sur la temporisation.

La stabilité de la protection différentielle est sa capacité à rester insensible s'il n'y a pas de défaut interne à la zone protégée même si un courant différentiel est détecté :

- Courant magnétisant de transformateur,
- Courant capacitif de ligne,
- Courant d'erreur dû à la saturation des capteurs de courant.

#### a) Protection différentielle à haute impédance :

La protection différentielle à haute impédance est connectée en série avec une résistance ( $R_s$ ) de stabilisation dans le circuit différentiel (figure III-9).

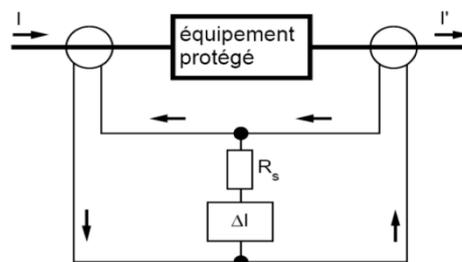


Figure III-9: Schéma de protection différentielle à haute impédance

#### b) Protection différentielle à pourcentage :

La protection différentielle à pourcentage (figure III-10) est connectée indépendamment aux circuits des courants  $I$  et  $I'$ . La différence des courants ( $I - I'$ ) est déterminée dans la protection, et la stabilité (1) de la protection est obtenue par une retenue relative à la mesure du courant traversant

$(I+I') / 2$ .

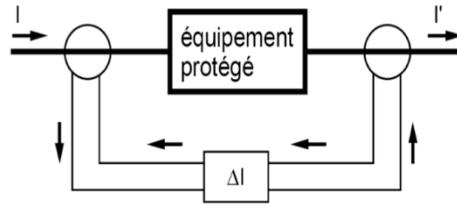


Figure III-10 Schéma de protection différentielle à pourcentage

**c) Réglage de relais de protection :**

D'une façon générale, plusieurs paramètres sont à l'origine de l'existence d'un courant différentiel circulant dans le relais en régime de fonctionnement à vide ou en charge d'un transformateur:

- Les rapports de transformation,
- Le couplage des enroulements,
- Le courant à vide,
- Les erreurs des transformateurs de courant.

Avec tous ces paramètres, il est impossible d'obtenir un courant différentiel nul, c'est la raison pour laquelle on adopte des protections différentielles à pourcentage sur les transformateurs. Le courant différentiel limite de fonctionnement peut être réglé entre 20 % et 50 % du courant nominal de la protection (figure III-11).

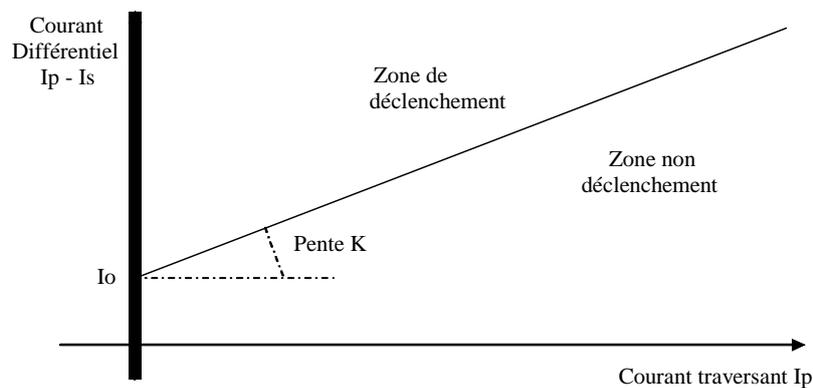


Figure III-11: Courbe de déclenchement de la protection différentielle [13]

**III.4.1.4. Protection contre la surtension :**

Le rôle des parafoudres et des éclateurs de protection est de protéger le transformateur contre les surtensions excessives dont l'origine peut être :

Soit les manœuvres de disjoncteurs dans des circonstances particulières,

Soit les coups de foudre en ligne,

Soit un défaut d'isolement en ligne .... etc.

Les parafoudres doivent être choisis, ou l'écartement des éclateurs réglé, de façon telle que la tension maximale qui atteint le transformateur soit, au plus, égale à 80% de la tension d'essai correspondante.

Leur efficacité n'est garantie que s'ils sont placés à proximité immédiate du transformateur à protéger : les éclateurs sont généralement disposés sur les traversées elles-mêmes du transformateur, les parafoudres sont parfois accrochés à la cuve du transformateur. Dans le cas contraire, en effet, des réflexions d'ondes sur les lignes avec formation de nœuds et ventres peuvent réduire très sensiblement leur efficacité. Les éclateurs de protection sont moins fidèles que les parafoudres, en ce sens que la dispersion des tensions d'amorçage en fonction des conditions atmosphériques, ou de la forme de l'onde, est bien supérieure à celle des parafoudres. En outre, un arc amorcé entre les électrodes d'un éclateur ne s'éteint pas toujours de lui-même lorsque la tension appliquée redevient normale. Les éclateurs doivent donc être utilisés conjointement avec un dispositif de protection contre les défauts de la terre extérieurs à la cuve du transformateur. [13]

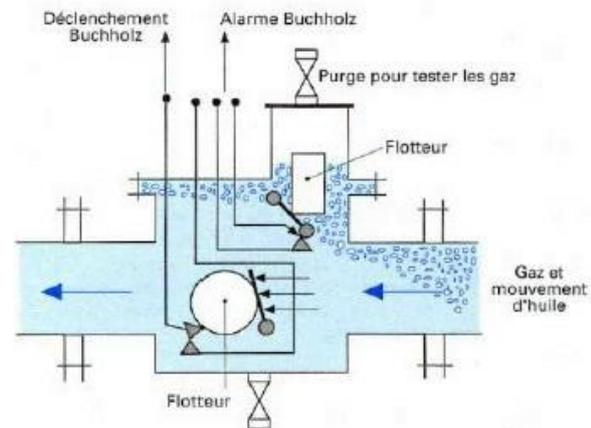
### **III.4.2. Protection interne :**

#### **III.4.2.1. Protection par Buchholz :**

Les arcs qui prennent naissance à l'intérieur de la cuve d'un transformateur décomposent certaine quantité d'huile et provoquent un dégagement gazeux. Les gaz produits montent vers la partie supérieure de la cuve de transformateur et de là vers le conservateur à travers un relais mécanique appelé relais BUCHHOLZ (figure III-12). Ce relais est sensible à tout mouvement de gaz ou d'huile. Si ce mouvement est faible, il ferme un contact de signalisation (alarme BUCHHOLZ). Par ailleurs, un ordre de déclenchement est émis au moyen d'un autre contact qui se ferme en cas de mouvement important. Les gaz restent enfermés à la partie supérieure du relais, d'où ils peuvent être prélevés, et leur examen permet dans une certaine mesure de faire des hypothèses sur la nature de défauts:

Si les gaz ne sont pas inflammables on peut dire que c'est l'air qui provient soit d'une poche d'air ou de fuite d'huile.

Si les gaz s'enflamment, il y a eu destruction des matières isolantes donc le transformateur doit être mis hors service.



**Figure III-12: Relais BUCHHOLZ**

Cette protection sera à deux niveaux pour le transformateur: le premier donnera un signal d'alarme, le second un signal de déclenchement.

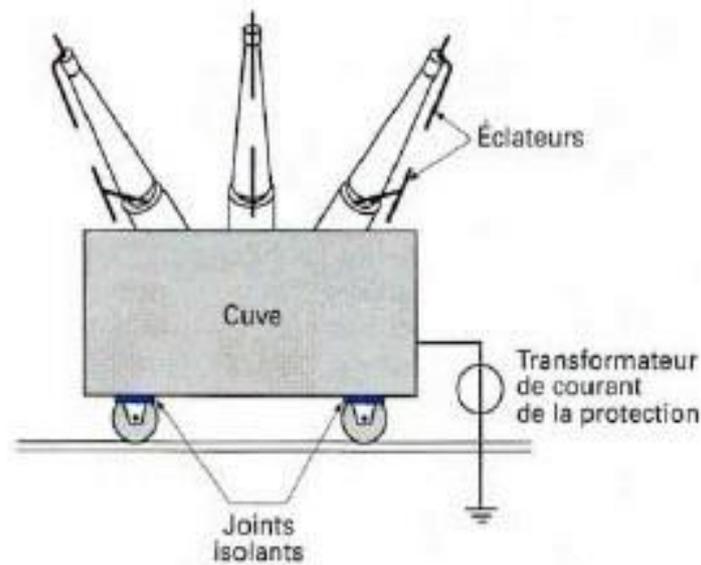
Les arcs qui prennent naissance à l'intérieur de la cuve d'un transformateur décomposent une certaine quantité d'huile et provoquent un dégagement gazeux dont le volume est supérieur à celui de l'huile décomposée,

- Les gaz produits montent vers la partie supérieure de la cuve du transformateur et de là, vers le conservateur.
- Pour détecter le dégagement gazeux, on intercale sur la canalisation reliant la cuve au conservateur un relais BUCHHOLZ.
- Pour le régulateur en charge il est prévu un seul niveau qui donnera un signal de déclenchement.
- Le gaz qui s'est accumulé dans la cloche du relais peut être récupéré et analysé, ce qui permet d'obtenir des indications sur la nature et l'emplacement du défaut. Il existe trois niveaux d'analyse.
- Analyse visuelle, si le gaz est :
  - Incolore : c'est de l'air. On purge le relais et on remet le transformateur sous tension,
  - Blanc : c'est qu'il y a échauffement de l'isolant,
  - Jaune : c'est qu'il s'est produit un arc contournant une cale en bois,
  - Noir : c'est qu'il y a désagrégation de l'huile.

### III.4.2.2. Protection de masse cuve :

Une protection rapide, détectant les défauts internes au transformateur, est constituée par le relais de détection de défaut à la masse de cuve (figure III-13). Pour se faire, la cuve du transformateur, ses accessoires, ainsi que ses circuits auxiliaires doivent être isolés du sol par des joints isolants. La mise à la terre de la cuve principale du transformateur est réalisée par une seule connexion courte qui passe à l'intérieur d'un TC tore qui permet d'effectuer la mesure du courant s'écoulant à la terre.

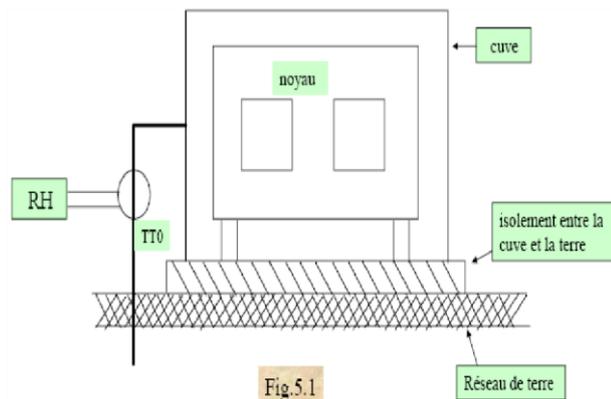
Tout défaut entre la partie active et la cuve du transformateur est ainsi détecté par un relais de courant alimenté par ce TC. Ce relais envoie un ordre de déclenchement instantané aux disjoncteurs primaires et secondaires du transformateur.



**Figure III-13 : Protection de masse cuve**

Une protection de cuve sera prévue contre les défauts à la terre qui se produisent à l'intérieur du transformateur. La cuve du transformateur doit être isolée de la terre.

La protection de cuve (figure III-14) est constituée par un relais à maximum de courant, alimenté par un TC du genre tore dont le primaire est une jonction visible et continue entre la cuve du transformateur et le réseau de terre.



**Figure III-14 : Placement de TC tore**

**Remarque :** Les transformateurs dotés d'une protection différentielle ne sont pas équipés en protection masse cuve.

#### III.4.2.3. La protection thermique:

Elle est utilisée pour protéger les machines (moteur, alternateur et le transformateur de puissance) contre les surcharges. Pour détecter l'existence d'une surcharge, elle fait une estimation de l'échauffement des bobines primaire et secondaire à protéger à partir de la mesure du courant.

L'apport calorifique par effet de Joule  $R.I^2.dt$  est égale à la somme de:

- 1- L'évacuation thermique de transformateur par convection avec le milieu extérieur ( $T_e$ ),
- 2- La quantité de chaleur emmagasinée ( $T_i$ ) par le transformateur par élévation de sa température.

#### III.4.2.4. La protection par DGPT:

Le DGPT (Détecteur Gaz, Pression et Température) est un dispositif de protection utilisé pour les transformateurs isolés par un liquide.

Ce dispositif détecte les anomalies au sein du diélectrique liquide telles que émission de gaz, élévation de pression ou de température, et provoque la mise hors tension du transformateur. Il est principalement destiné à la protection des transformateurs immergés étanches à remplissage total. Pour un défaut grave, le dégagement gazeux est recueilli en un point haut au relais, une accumulation trop importante provoque une alarme. [14]

### III.5. Les Relais de protection :

Les relais de protection sont des appareils qui reçoivent un ou plusieurs informations à caractère analogique (courant, tension, puissance,... etc.) et le transmettent à un ordre de fermeture ou ouverture d'un circuit de commande lorsque ces informations reçues atteignent des valeurs supérieures ou inférieures à certaines limites qui sont fixées d'avance. En effet, le rôle des relais de protection consiste à détecter tout phénomène anormal pouvant se produire sur un réseau électrique tel que les défauts de court-circuit. Les relais peuvent être classés en trois familles (figure III-15).

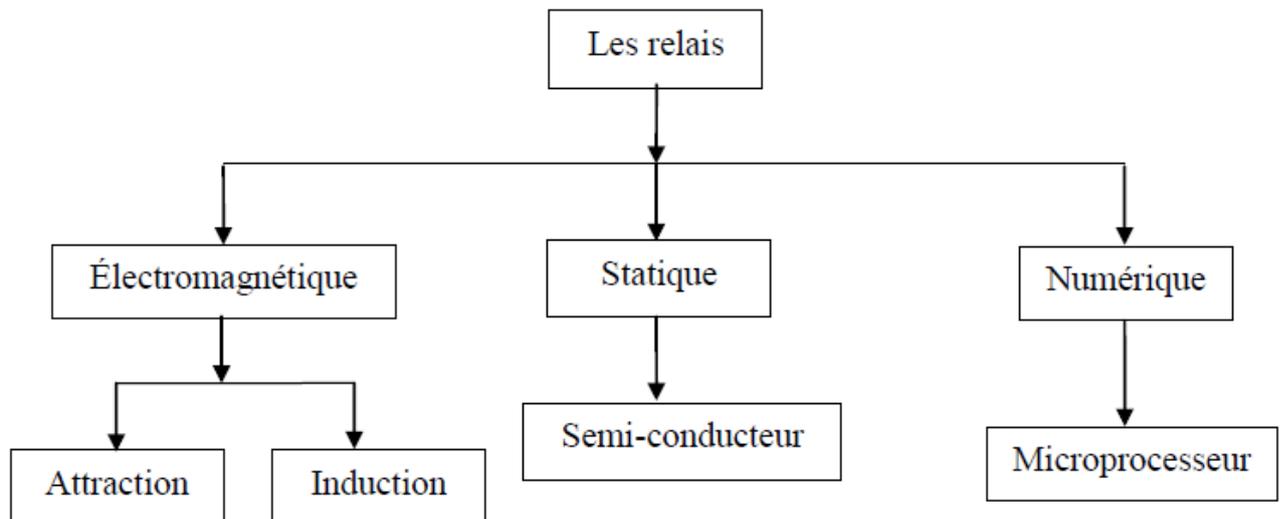


Figure III-15 : Type des relais [15]

#### III.5.1. Relais électromécaniques :

Sont basés sur le principe d'un disque d'induction actionné par des bobines alimentées par les transformateurs de courant et de tension. Un ressort de rappel réglable détermine la limite de l'action du disque sur un déclencheur. Les équipements électromécaniques sont des assemblages de fonctions : détection de seuils et temporisation. Ils avaient l'avantage d'être robustes, de fonctionner sans source d'énergie auxiliaire et d'être peu sensibles aux perturbations électromagnétiques. Ces relais se démarquent par leur solidité et leur grande fiabilité, pour cette raison, leur entretien est minime. Ils sont réputés pour leur fiabilité dans les environnements de travail les plus délicats.

### III.5.2. Relais statiques :

La technologie statique analogique, apparue vers 1970, qui utilise des circuits intégrés analogiques et logiques a fait apparaître les relais analogiques qui 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 transitoires rapides ;
- 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, et un relais de sortie électromécanique.

Les principaux avantages des relais analogiques sur les relais électromagnétiques sont : leur sensibilité, leur précision, leur faible puissance de fonctionnement (quelques VA), et ils permettent de réduire les dimensions des transformateurs de courant. Par contre, ils nécessitent souvent une alimentation auxiliaire et leurs circuits analogiques sont affectés par les interférences électromagnétiques.

### III.5.3. Relais numériques :

La protection des systèmes électriques a changé beaucoup depuis l'évolution des microprocesseurs. Leur intégration à très grande échelle a permis de réunir de nombreux composants dans une simple puce. La technologie numérique a fait sa place dans le domaine de la protection des systèmes électriques. Aujourd'hui, les relais numériques sont mis en application pour protéger presque tous les composants des systèmes électriques. Les techniques fondamentalement numériques emploient les mêmes principes qui ont été employés par les relais électromécaniques et statiques. Les relais numériques ont beaucoup d'avantages tels que :

- **Économique** : La raison principale de l'acceptation des relais numériques est qu'ils présentent beaucoup de dispositifs au prix raisonnable.
- **Rapide** : Il y a deux raisons du fonctionnement rapide des relais numériques ; une, les relais numériques n'emploient aucune partie mécanique, deux, l'utilisation des processeurs à grande vitesse ont fait de ces relais très rapides.

- **Autocontrôle** : les relais numériques contrôlent eux-mêmes sans interruption. Par contre les relais électromécaniques doivent être examinés par le personnel à intervalles réguliers. D'autre part, Le dispositif à autocontrôle épargne le temps aussi bien que l'argent.
- **Fonctions multiples** : Les relais, les compteurs, les commutateurs de commande, les indicateurs, et les appareils de communication peuvent être intégrés dans un relais protecteur simple à microprocesseur. Les schémas de sous-station/système et les diagrammes de câblage sont facilement produits en raison du nombre réduit de dispositifs et de câblage relatif.
- **Temps mise en marche réduit** : la mise en marche est un processus de vérification des performances d'un équipement avant qu'il ne soit mis en service. Les relais numériques ont des dispositifs de mesure et les compatibilités à distance, qui font la mise en marche simple et moins longue.
- **Economie de temps et d'effort** : la localisation rapide de l'endroit du défaut par les relais numériques dans les lignes de transport réduisent le temps de coupure électrique considérablement.
- **Flexibilité** : les relais numériques peuvent être conçus et construits en prenant compte l'usage universel du matériel. Un relais peut être employé pour protéger différents composants de système d'énergie en chargeant différents logiciels.
- **Petite taille** : Les relais numériques sont plus légers dans le poids et ont besoin de moins d'espace que les relais électromécaniques et à semi-conducteur. Pour cette raison, il est facile de transporter ces dispositifs.
- **Remplacement facile** : si un relais numérique tombe en panne, peut être remplacé complètement. Ceci économise le temps et le travail nécessaire pour des réparations.

#### III.5.3.1. Schéma bloc d'un relais numérique :

Le relais numérique est un dispositif à base de microprocesseur qui utilise un logiciel pour le traitement des signaux échantillonnés et mettre en application la logique du relais. La majeure partie de la recherche dans le secteur de la protection à relais numériques est liée au développement des algorithmes pour des applications spécifiques. Les éléments de base d'un relais numérique sont résumés sur la figure III-16. [16], [17]

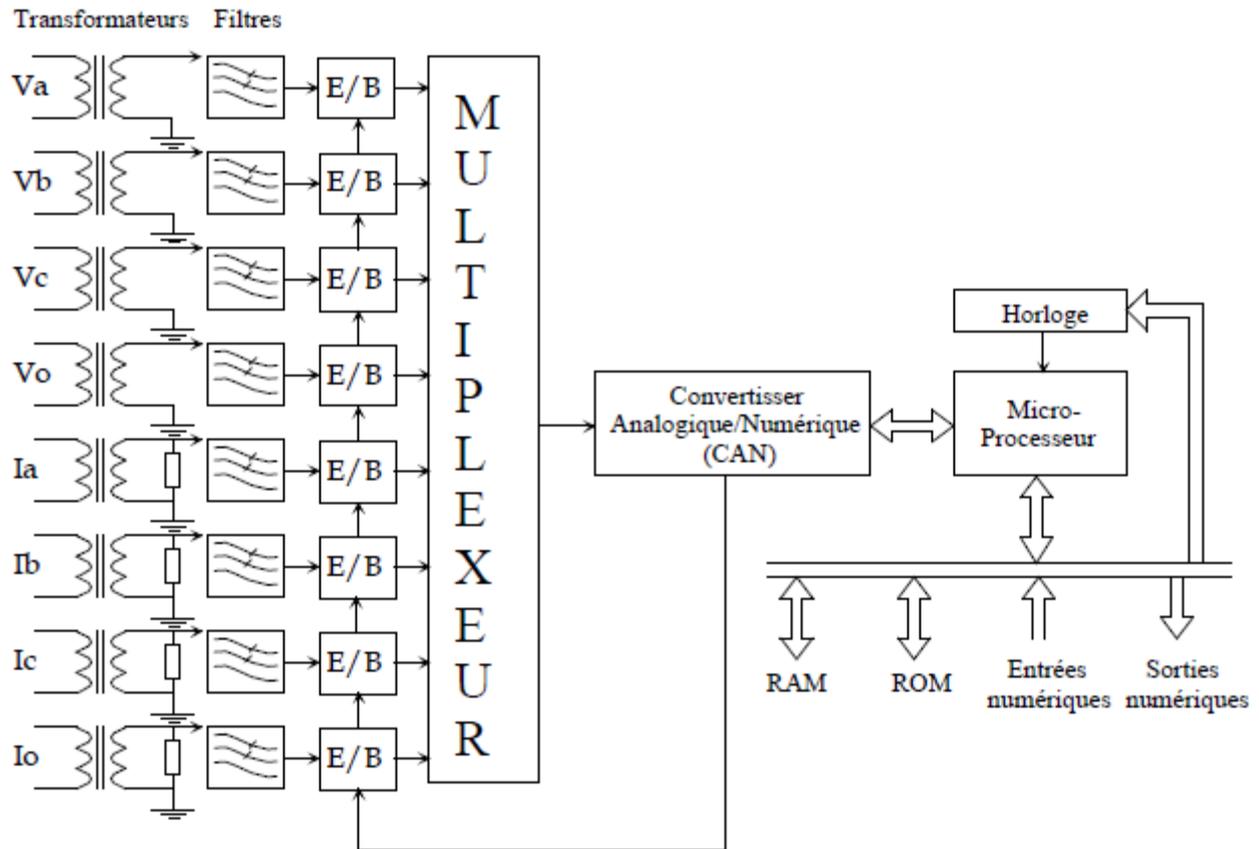


Figure III-16: Eléments de base d'un relais numérique

### III.5.3.1 relai numérique sepam :

La fonction d'un capteur de courant phase est de fournir à son secondaire un courant proportionnel au courant primaire mesuré. L'utilisation concerne autant la mesure que la protection.

En cas de défaut électrique sur l'installation, c'est le relais qui détecte le défaut et donne l'ordre au disjoncteur de s'ouvrir pour assurer la protection des biens et des personnes. Les composants et les cartes électroniques sont sensibles à l'environnement (température ambiante, atmosphère humide et corrosive) et aux conditions d'exploitation sévères (champs magnétiques, vibrations...). Il est nécessaire pour assurer une sécurité de fonctionnement de contrôler périodiquement :

- la chaîne de déclenchement,
- les temps de réponse en fonction des niveaux de courant de défaut.

Le **Sepam** contient les fonctions de protections adaptées à chaque type d'alimentation, de récepteur ou de réseau à protéger. La gamme est conçue pour répondre à chaque application et comporte une variété très large d'options.

Le **Sepam** remplace les appareils de mesure tels que, ampèremètre, voltmètre, wattmètre, compteur d'énergie etc.

Il affiche des messages d'alarme ou d'exploitation en association avec les fonctions de protection et les logiques de commande, ce qui dispense l'installation de voyants indicateurs.

Il comporte en face avant :

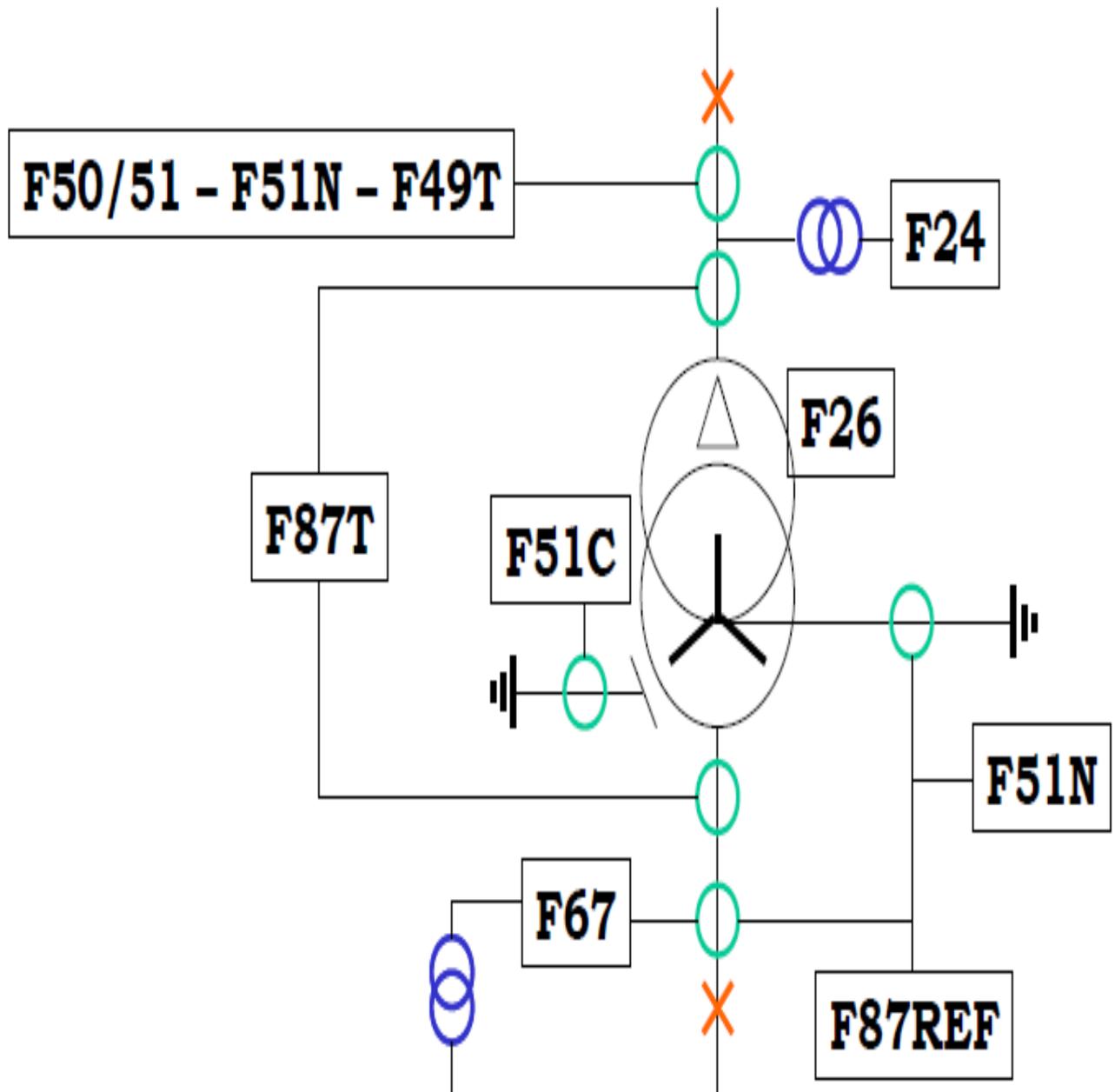
- un affichage lumineux alphanumérique, simple et lisible
- des touches permettant le choix de la mesure à visualiser et l'acquiescement des messages. Par sécurité, ces touches ne donnent pas accès aux réglages des protections



Figure II- 17: Sepam série 80

### III.6. Protection numérique du transformateur :

Le schéma suivant présente les fonctions de la protection numérique du transformateur



**Figure III-18 : Schéma de protection numérique d'un transformateur**

Les principales fonctions de protection sont indiquées dans le tableau ci-dessous, en précisant leur code selon la norme ANSI C37.2 ainsi qu'une brève définition ; le classement est fait selon l'ordre numérique.

Tableau III 1 : Liste de la fonction de protection numérique

Code ANSI	Libellé de la fonction	Définition
12	Survitesse	Détection de survitesse des machines tournantes
14	Sous-vitesse	Détection de sous-vitesse des machines tournantes
21	Protection de distance	Détection de mesure d'impédance
21B	Minimum d'impédance	Protection de secours des générateurs contre les courts-circuits entre phases
24	Contrôle de flux	Contrôle de surfluxage
25	Contrôle de synchronisme	Contrôle d'autorisation de couplage de deux parties de réseau
26	Thermostat	Protection contre les surcharges
27	Minimum de tension	Protection pour contrôle d'une baisse de tension
27D	Minimum de tension directe	Protection des moteurs contre un fonctionnement à tension insuffisante
27R	Minimum de tension rémanente	Contrôle de disparition de la tension entretenue par les machines tournantes après déconnexion de l'alimentation
27TN	Minimum de tension résiduelle harmonique 3	Détection de défaut d'isolement à la terre d'enroulements statoriques (neutre impédant)
32P	Maximum de puissance active directionnelle	Protection de contrôle de transfert maximal de puissance active
32Q	Maximum de puissance réactive directionnelle	Protection de contrôle de transfert maximal de puissance réactive
37	Minimum de courant phase	Protection triphasée contre les minima de courant
37P	Minimum de puissance active directionnelle	Protection de contrôle de transfert minimal de puissance active
37Q	Minimum de puissance réactive directionnelle	Protection de contrôle de transfert minimal de puissance réactive
38	Surveillance de température de paliers	Protection contre les échauffements anormaux des paliers des machines tournantes
40	Perte d'excitation	Protection des machines synchrones contre défaut ou perte d'excitation
46	Maximum de composante inverse	Protection contre les déséquilibres des courants des phases
47	Maximum de tension inverse	Protection de tension inverse et détection du sens de rotation inverse de machine tournante
48 - 51LR	Démarrage trop long et blocage rotor	Protection des moteurs contre le démarrage en surcharge ou sous tension réduite, et pour charge pouvant se bloquer
49	Image thermique	Protection contre les surcharges
49T	Sonde de température	Protection contre les échauffements anormaux des enroulements des machines
50	Maximum de courant phase instantanée	Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases
50BF	Défaillance disjoncteur	Protection de contrôle de la non-ouverture du disjoncteur après ordre de déclenchement
50N ou 50G	Maximum de courant terre instantanée	Protection contre les défauts à la terre : 50N : courant résiduel calculé ou mesuré par 3 TC 50G : courant résiduel mesuré directement par un seul capteur (TC ou tore)
50V	Maximum de courant phase à retenue de tension instantanée	Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases, à seuil dépendant de la tension
50/27	Mise sous tension accidentelle générateur	Détection de mise sous tension accidentelle de générateur
51	Maximum de courant phase temporisée	Protection triphasée contre les surcharges et les courts-circuits entre phases
51N ou 51G	Maximum de courant terre temporisée	Protection contre les défauts à la terre : 51N : courant résiduel calculé ou mesuré par 3 TC 51G : courant résiduel mesuré directement par un seul capteur (TC ou tore)
51V	Maximum de courant phase à retenue de tension temporisée	Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases, à seuil dépendant de la tension
59	Maximum de tension	Protection de contrôle d'une tension trop élevée ou suffisante
59N	Maximum de tension résiduelle	Protection de détection de défaut d'isolement
63	Pression	Détection de défaut interne transformateur (gaz, pression)
64REF	Différentielle de terre restreinte	Protection contre les défauts à la terre d'enroulements triphasés couplés en étoile avec neutre relié à la terre
64G	100 % stator générateur	Détection de défauts d'isolement à la terre des enroulements statoriques (réseau à neutre impédant)
66	Limitation du nombre de démarrages	Protection contrôlant le nombre de démarrages des moteurs
67	Maximum de courant phase directionnelle	Protection triphasée contre les courts-circuits selon le sens d'écoulement du courant
67N/67NC	Maximum de courant terre directionnelle	Protection contre les défauts à la terre selon le sens d'écoulement du courant (NC : Neutre Compensé)
78	Saut de vecteur	Protection de découplage à saut de vecteur
78PS	Perte de synchronisme (pole slip)	Détection de perte de synchronisme des machines synchrones en réseau
79	Réendenceur	Automatisme de refermeture de disjoncteur après déclenchement sur défaut fugitif de ligne
81H	Maximum de fréquence	Protection contre une fréquence anormalement élevée
81L	Minimum de fréquence	Protection contre une fréquence anormalement basse
81R	Dérivée de fréquence (rocof)	Protection de découplage rapide entre deux parties de réseau
87B	Différentielle jeu de barres	Protection triphasée contre les défauts internes de jeu de barres
87G	Différentielle générateur	Protection triphasée contre les défauts internes d'alternateurs
87L	Différentielle ligne	Protection triphasée contre les défauts internes de ligne
87M	Différentielle moteur	Protection triphasée contre les défauts internes de moteur
87T	Différentielle transformateur	Protection triphasée contre les défauts internes de transformateur

## **IV. Analyse de la sûreté de fonctionnement d'un système de protection d'un transformateur**

### **IV.1. Introduction :**

Dans le deuxième chapitre, les étapes à suivre pour effectuer une analyse prévisionnelle de la sûreté de fonctionnement sont résumées. 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.

Dans ce chapitre nous allons appliquer deux méthodes d'analyse : l'analyse de modes de défaillances et de leurs effets (AMDE) et l'arbre de défaillances (Adf)

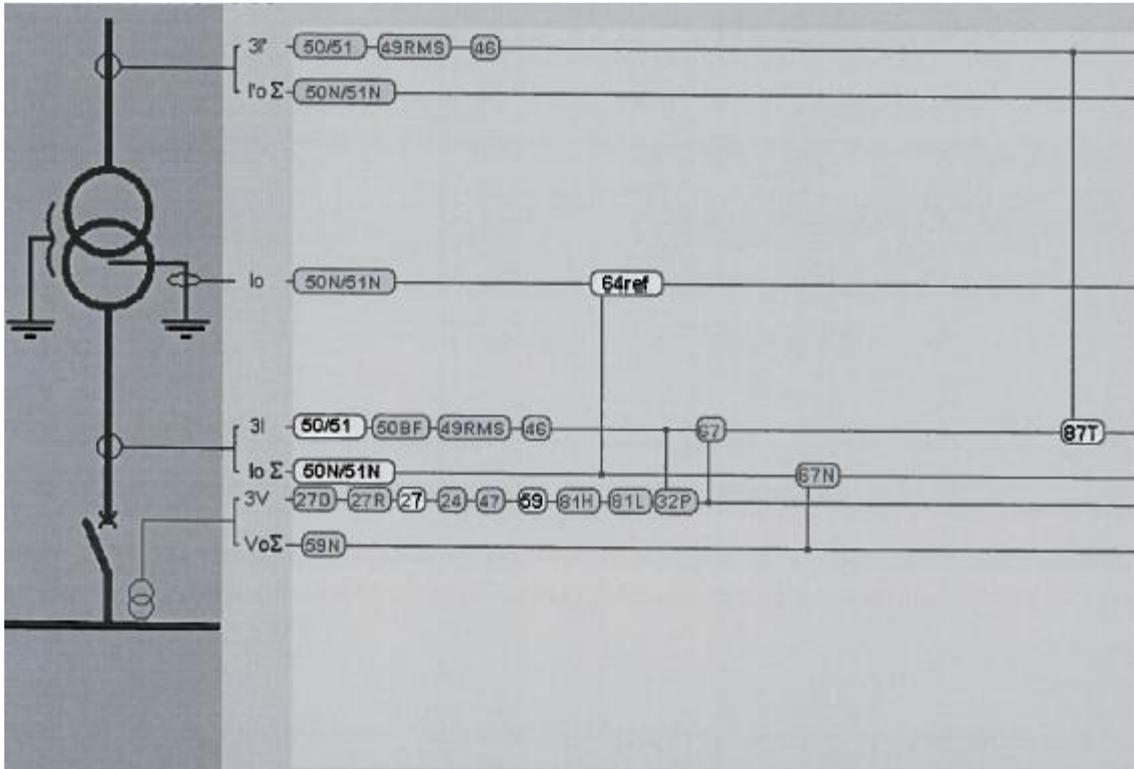
### **IV.2. Présentation du système de protection de transformateur à relai numérique Sepam :**

Nous prenons pour étude le système typique décrit dans et représenté dans la figure IV-1, ce système comprend :

- Six transformateurs de courant
- Trois transformateurs de tension
- Un élément de coupure
- Les connecteurs assurant les liaisons entre les éléments du système de protection
- relais de protection de type numérique Sepam série 80, ce relais contient en un seul pack huit fonctions activées nécessaires pour la protection des transformateurs avec une sensibilité importante. Ces fonctions sont les suivantes :
  - Protection contre les défauts à la terre d'enroulements triphasés couplés en étoile avec neutre relié à la terre (64ref)
  - Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases (50)
  - Protection triphasée contre les surcharges et les courts-circuits entre phases (51)
  - Protection triphasée contre les défauts internes de transformateur (87T)
  - Protection contre les défauts à la terre, courant résiduel calculé ou mesuré par 3 TC (50N)
  - Protection contre les défauts à la terre, courant résiduel calculé ou mesuré par 3 TC (51N)
  - Protection pour contrôle d'une baisse de tension (27)
  - Protection de contrôle d'une tension trop élevée ou suffisante (59)

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

Ce système de protection assure sa fonction avec la coordination entre les transformateurs de mesure qui assurent la mesure de la tension entre les trois phases.



**Figure IV-1: Différentes fonctions de protection nécessaires à un transformateur (Relais numérique de type se pam 80)**

### IV.3. Application de l'AMDE sur le système protection de transformateur

On a rappelé au cours du deuxième 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).

#### **IV.3.1 Elaboration d'une Analyse de Modes des Défaillances et de leurs Effets :**

Les études faites sur le disjoncteur de moyenne tension 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 IV-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). [21]

➤ Pour le transformateur de mesure, ils peuvent :

- Ne pas fournir une image fidèle de la tension ou du courant du primaire

### IV.3.2 Présentation des résultats de l'AMDE

Tableau IV-1: AMDE appliquée du système de protection du transformateur de puissance

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

### IV.3.3 Interprétation de l'AMDE

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.

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.

### IV.4 Application de l'Adf sur les systèmes protection de transformateur

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 proposons d'étudier le cas d'une protection différentielle (87T)

Revenons maintenant à cette protection (figure IV-2). Elle est composée de :

- Trois transformateurs de mesure de courant (TC) placés du côté primaire de transformateur,
- Trois transformateurs de mesure de courant (TC) placés du côté secondaire de transformateur,
- La fonction de protection différentielle (87T) incluse dans le relais de protection numérique sépam série 80
- Le disjoncteur placé avant le transformateur (disjoncteur moyenne tension),
- Les connecteurs assurant les liaisons entre ces différents éléments.

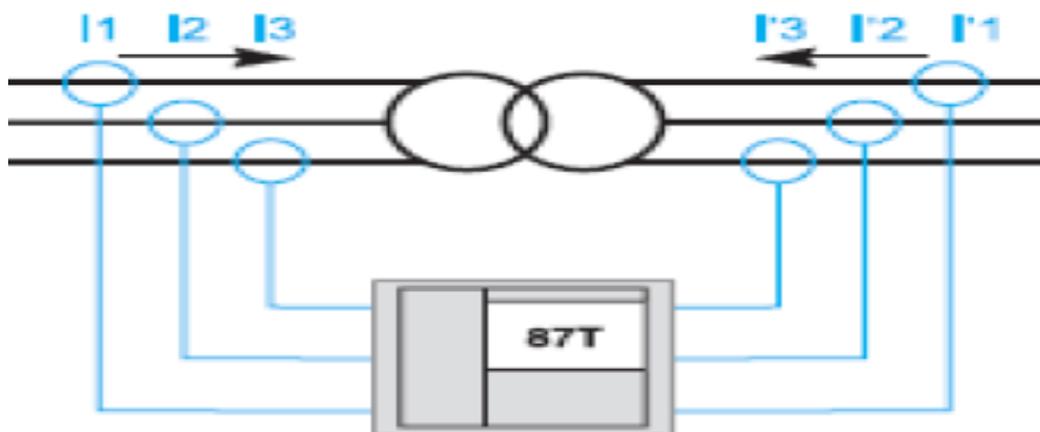


Figure IV-2: Protection différentielle pour le transformateur

#### IV.4.1 Construction de l'arbre de défaillance pour un système simple :

Nous effectuons cette partie d'analyse avec le logiciel EDRAW MAX. 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 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 (EVB) par la fonction FAULT TREE.

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. 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 (87T). 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 IV-2. Pour cela nous considérons les notations du tableau 4.2. L'arbre construit est celui de la figure IV-3

Tableau IV-2: Notations utilisées pour la construction de l'arbre des causes avec EDRAW MAX

Notation	Définition	Type événement
DP87T	Evénement indésirable (défaillance de la protection différentielle)	TOP
DTC	Défaillance des transformateurs de mesure	EVB
DRE	Défaillance du relais X	EVI
DREH	Défaillance du hardware du relais	EVB
DREA	Autre type de défaillance du relais	EVB
DDC	Défaillance disjoncteur coupure	EVB
DSAP	Défaillance de la source d'alimentation en puissance	EVB
DRNS	Défaillance de relais numérique sepam	EVI
DCO	Défaillance des connecteurs	EVB

#### IV.4.2 Evaluation de la disponibilité d'un système simple :

Le but de construction de l'arbre de défaillances consiste en réalité en 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 des 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 suivant :

Tableau IV-3: Valeurs des indisponibilités des éléments du système de protection

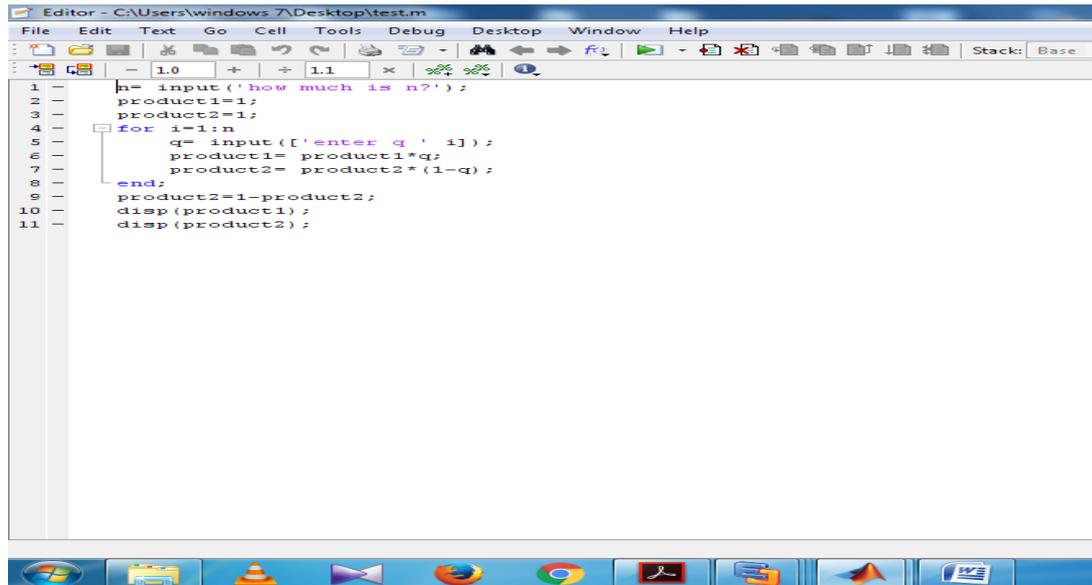
<b>Elément</b>	<b>Symbole d'indisponibilité</b>	<b>Valeur d'indisponibilité</b>
<b>TC</b>	$\hat{A}_T$	<b><math>10.10^{-6}</math></b>
<b>Relais (numérique) Hardware</b>	$\hat{A}_H$	<b><math>50.10^{-6}</math></b>
<b>Relais (numérique) Autre</b>	$\hat{A}_A$	<b><math>50.10^{-6}</math></b>
<b>Connexions</b>	$\hat{A}_C$	<b><math>50.10^{-6}</math></b>
<b>Elément de coupure</b>	$\hat{A}_B$	<b><math>300.10^{-6}</math></b>
<b>Système d'alimentation en puissance</b>	$\hat{A}_P$	<b><math>50.10^{-6}</math></b>

A l'aide du logiciel EDRAW MAX nous avons établi les arbres défaillance et pour le calcul l'indisponibilité et l'insécurité on utilisera le logiciel MATLAB. Dans cette figure, Q représente l'indisponibilité de la protection différentielle (87T). [21]

❖ **Calcul de l'indisponibilité et l'insécurité :**

En utilisant le logiciel MATLAB :

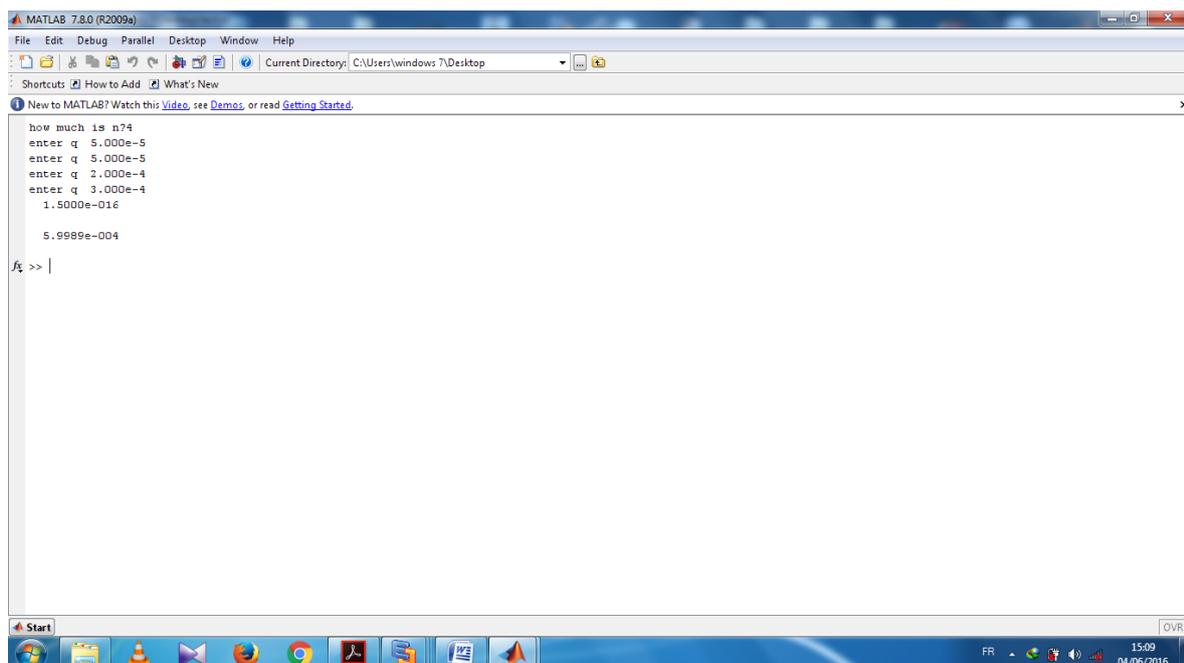
Voici l'algorithme :



```
1 h= input('how much is n?');
2 product1=1;
3 product2=1;
4 for i=1:n
5     q= input(['enter q ' i]);
6     product1= product1*q;
7     product2= product2*(1-q);
8 end;
9 product2=1-product2;
10 disp(product1);
11 disp(product2);
```

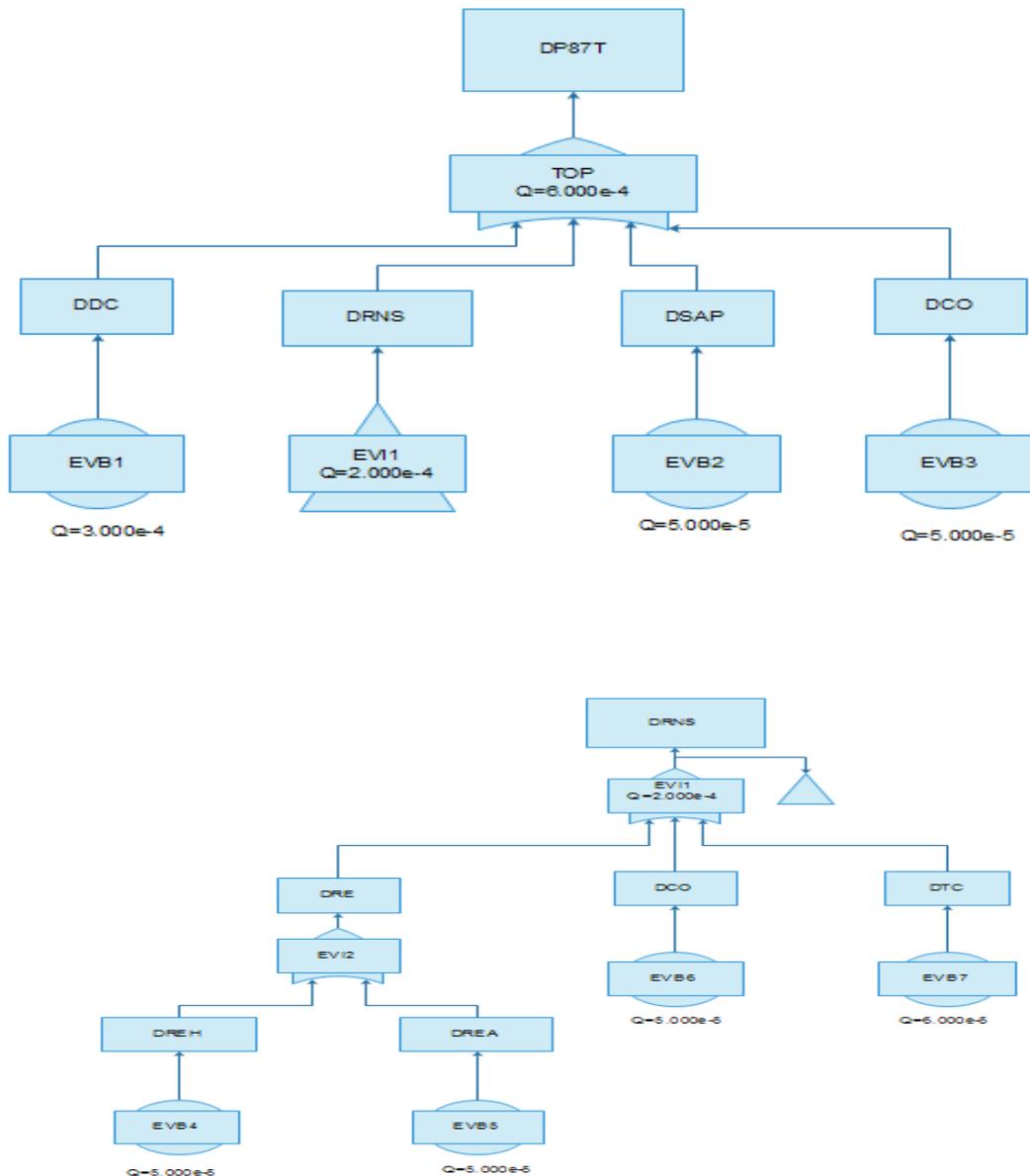
**Figure IV-3 : L'algorithme du Calcul de l'indisponibilité et l'insécurité**

Un exemple de calcul :



```
how much is n?4
enter q 5.000e-5
enter q 5.000e-5
enter q 2.000e-4
enter q 3.000e-4
1.5000e-016
5.9989e-004
>>
```

**Figure IV-4 : Exemple de calcul de l'indisponibilité et l'insécurité**



**Figure IV-5: Construction de l'arbre de défaillances pour le cas d'une défaillance de la protection différentielle (87T) pour système simple**

#### IV.4.3 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 (87T) 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.

## **IV.5 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 IV-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.

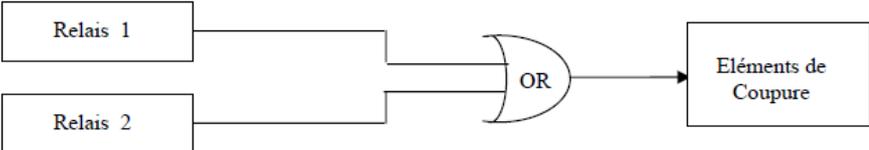
### **IV.5.1 Présentation de différentes structures des chaînes de détection :**

Nous considérons les différentes structures indiquées sur la figure IV-4, qui sont :

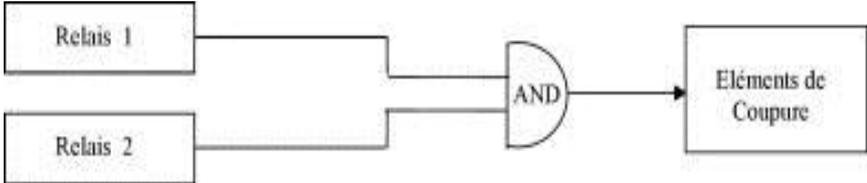
- **Système simple** : le cas étudié précédemment. (Figure IV-4.a)
- **Système de type un parmi deux** : Dans ce cas, la chaîne de détection comprend deux systèmes similaires au système simple, monté en parallèle, ce qui signifie que le fonctionnement d'un seul système parmi les deux suffit pour la détection du défaut. (Figure IV4.b). La figure IV-5 nous montre une structure de ce type avec deux relais de protection numériques.
- Le système contient donc toutes les fonctions de protection en double
- **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 IV-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.IV.4.d).



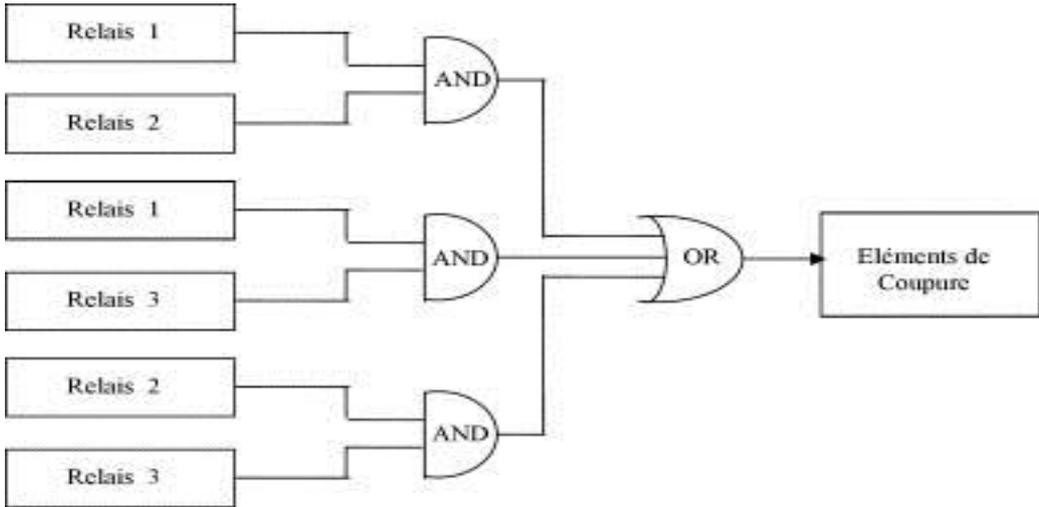
a : Système simple (un seul relais)



b : Système de type un parmi deux



c : Système de type de deux parmi deux



d : Système de type deux parmi trois

Figure IV-6 : Présentation de différentes structures des chaînes de détection

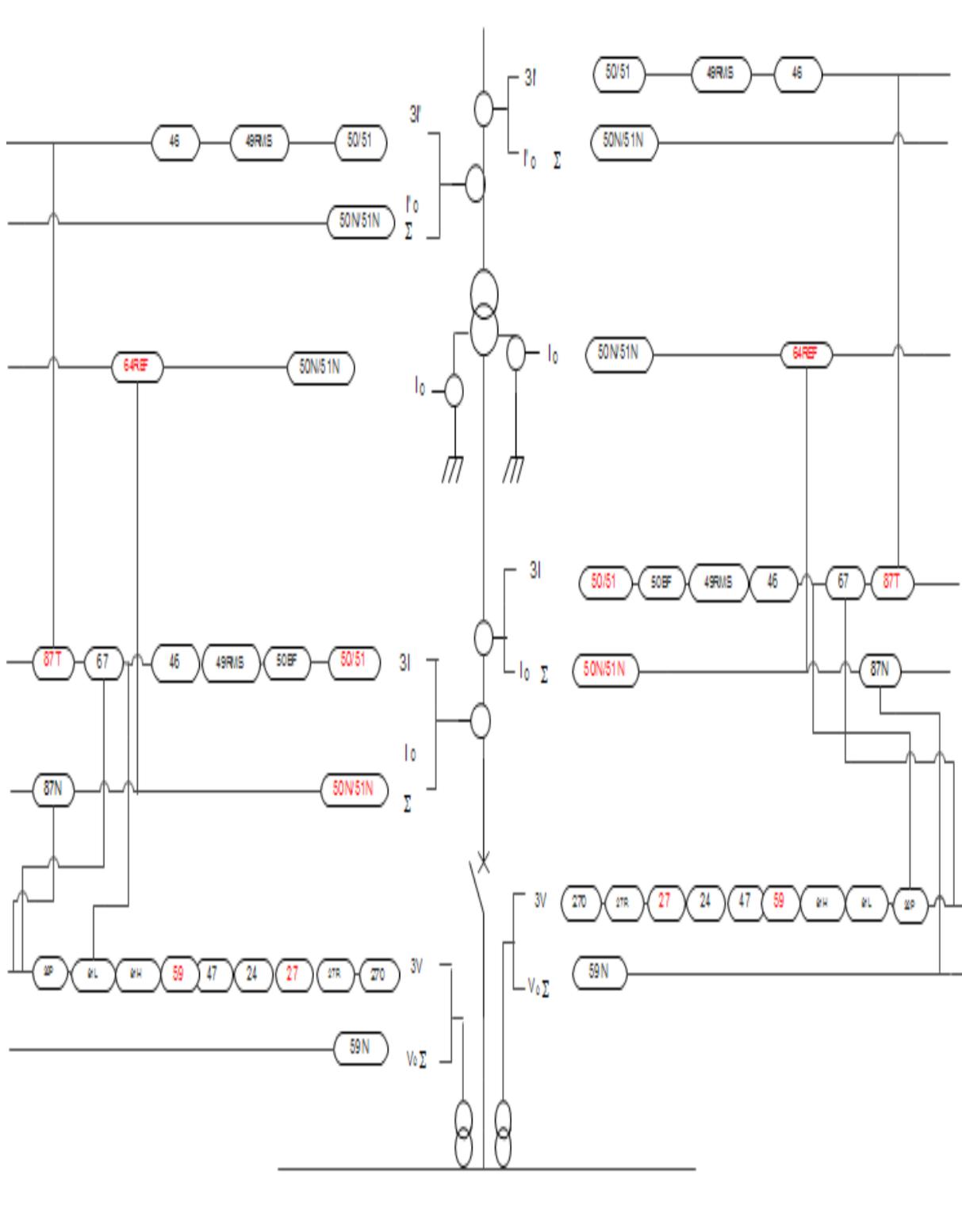


Figure IV-7 : Protection du transformateur avec un système de type un parmi deux

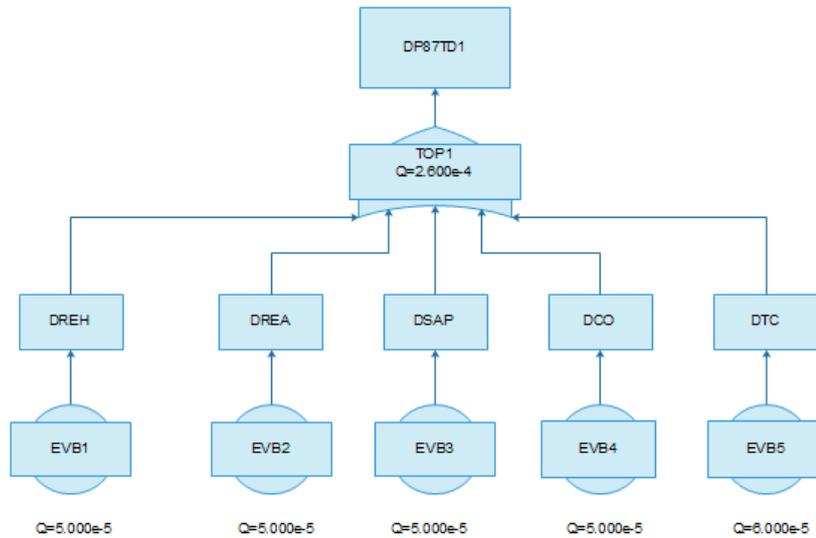


Figure IV-8 : Arbre défaillance pour un système simple pour calcul de l'indisponibilité

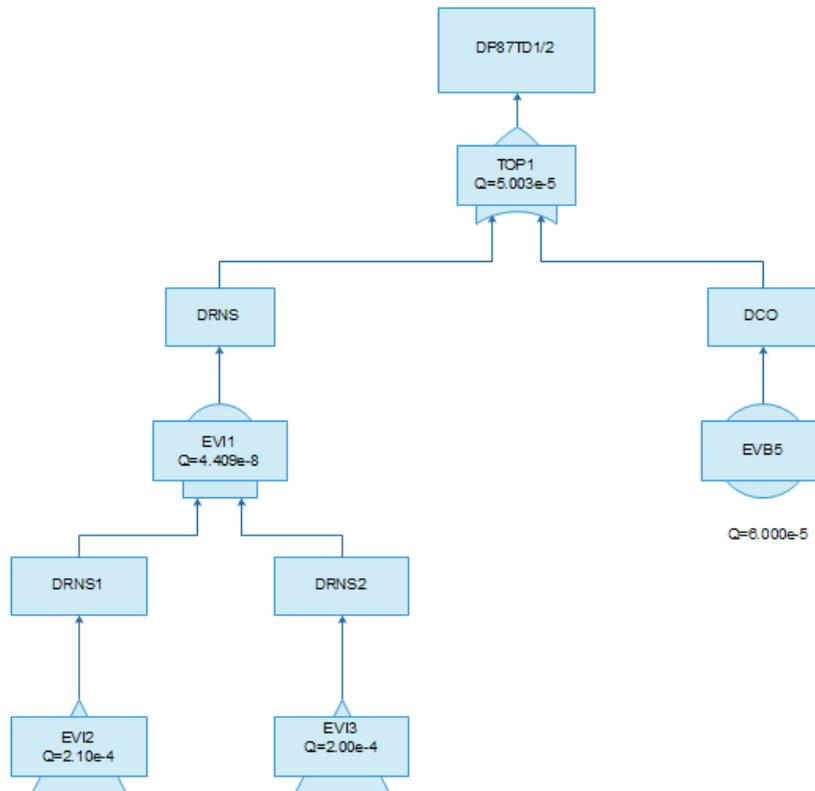


Figure IV-9 : Arbre défaillance pour un système un parmi deux pour calcul de l'indisponibilité (Suite page suivante)

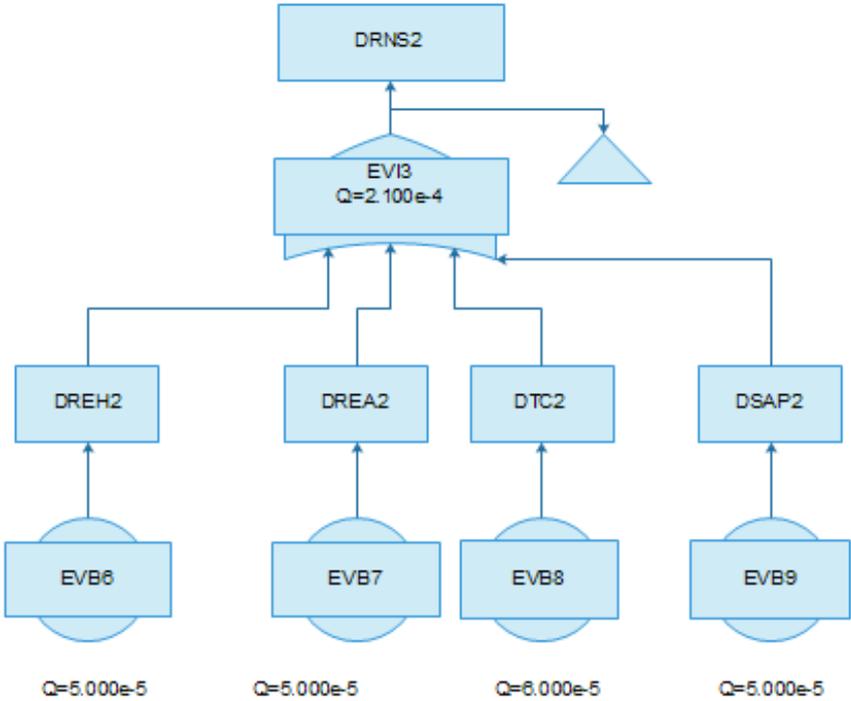
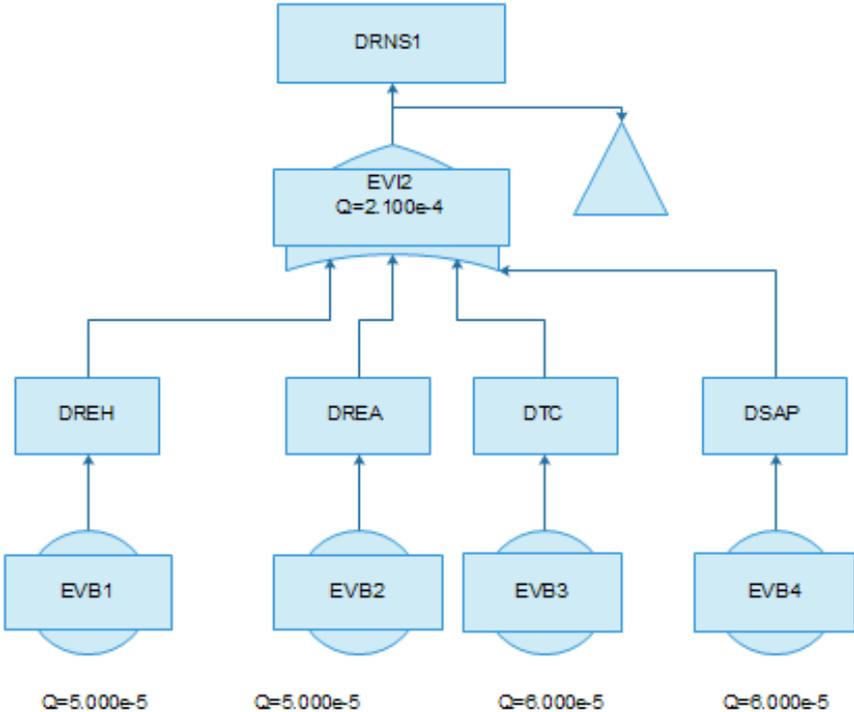


Figure IV-9: Arbre défaillance pour un système un parmi deux pour calcul de l'indisponibilité (suite de la page précédente)

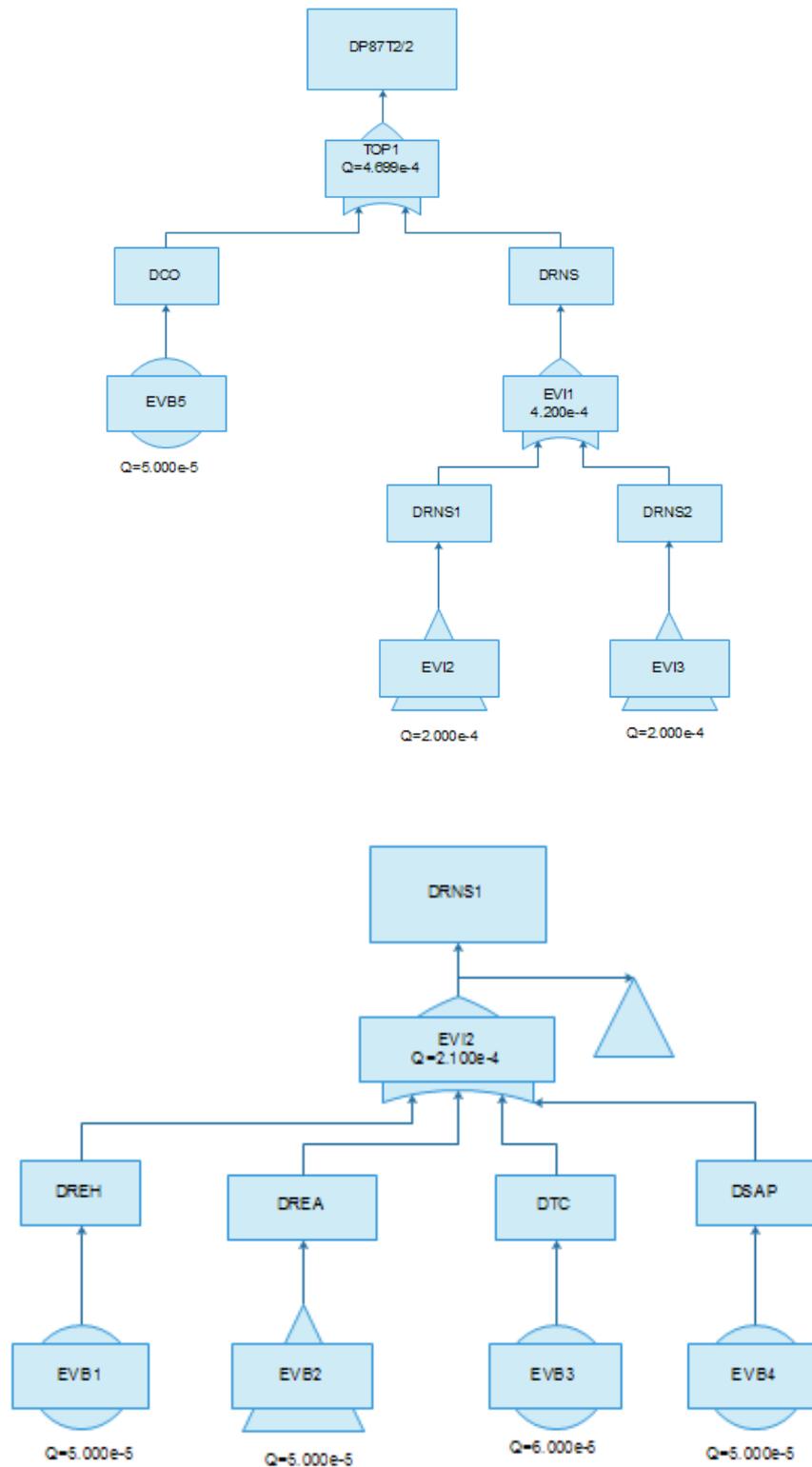


Figure IV-10: Arbre défaillance pour un système deux parmi deux pour calcul de l'indisponibilité(Suite page suivante)

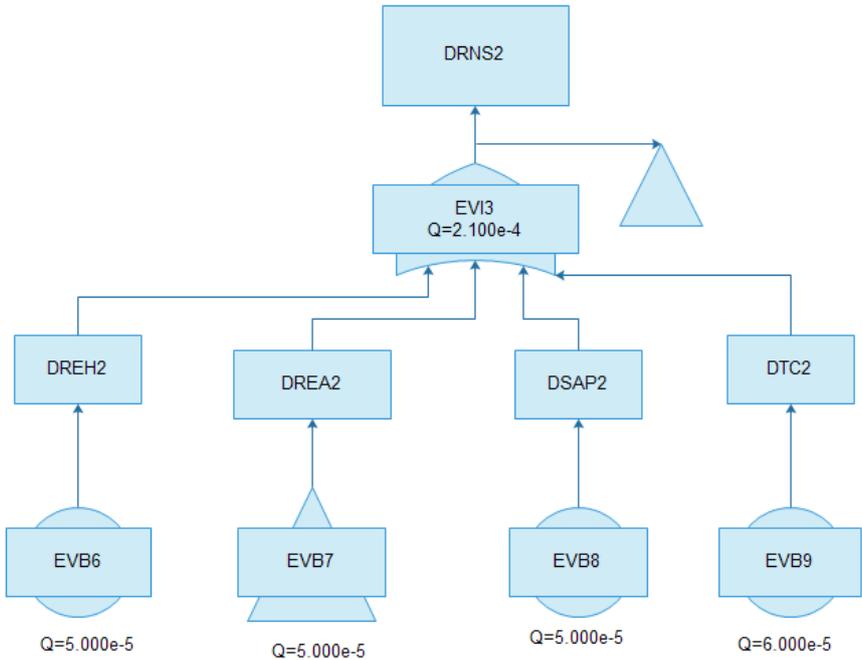


Figure IV-10: Arbre défaillance pour un système deux parmi deux pour calcul de l'indisponibilité (Suite de la page précédente)

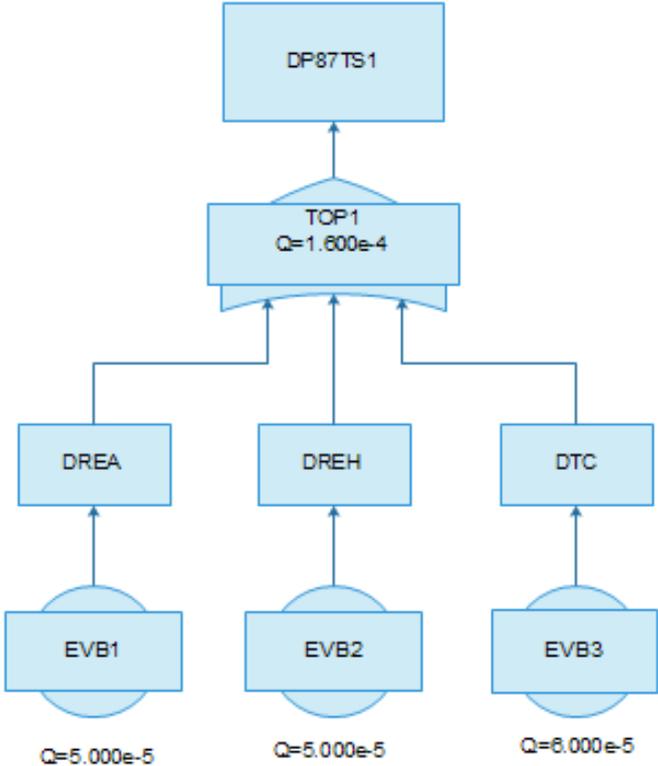


Figure IV-11: Arbre défaillance pour un calcul de l'insécurité pour un système simple

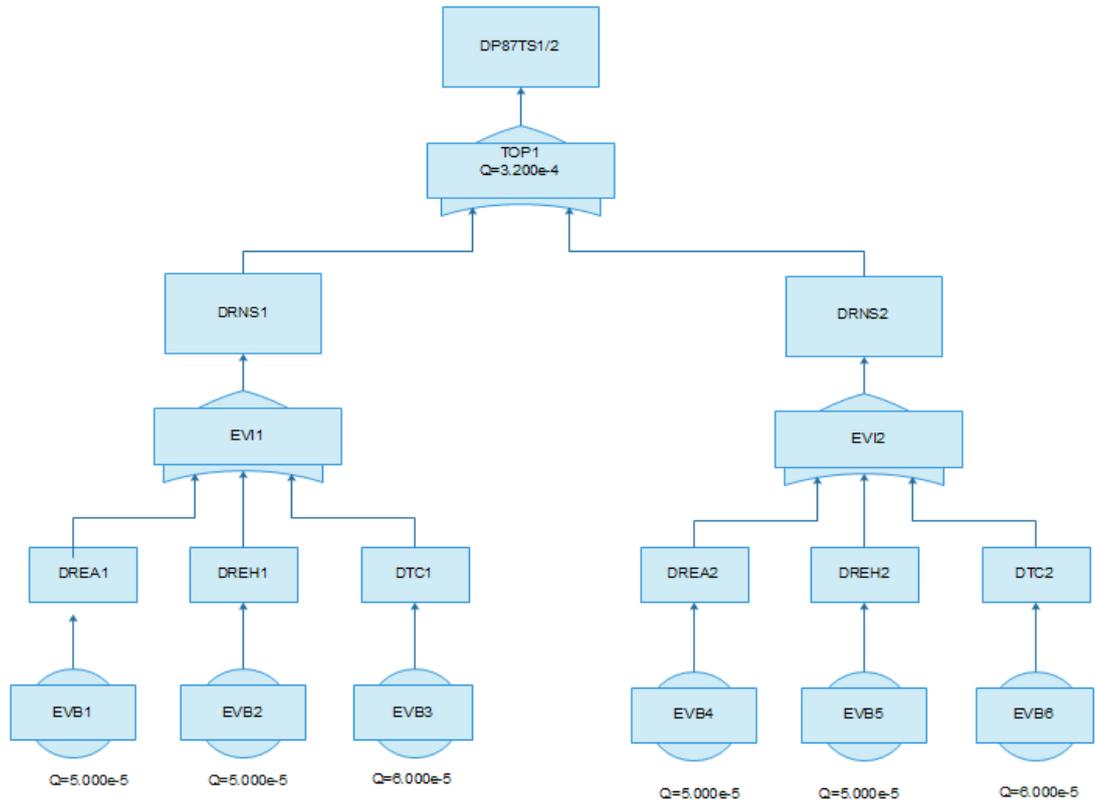


Figure IV-12 : Arbre de défaillance pour le calcul de l'insécurité pour un système de type un parmi deux

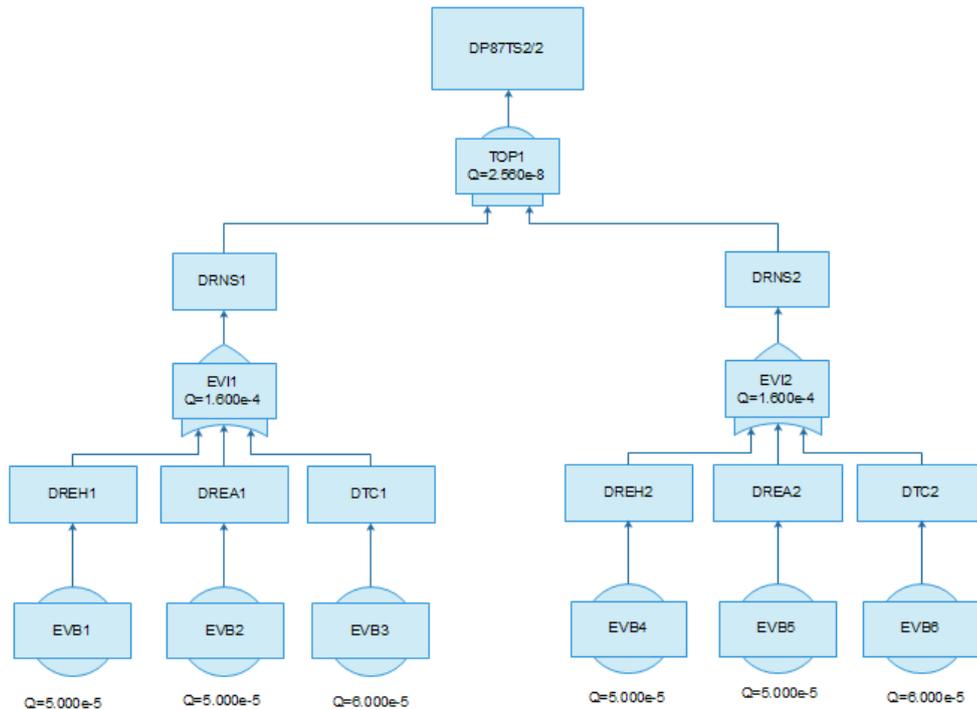


Figure IV-13: Arbre de défaillance pour le calcul de l'insécurité pour un système de type deux parmi deux

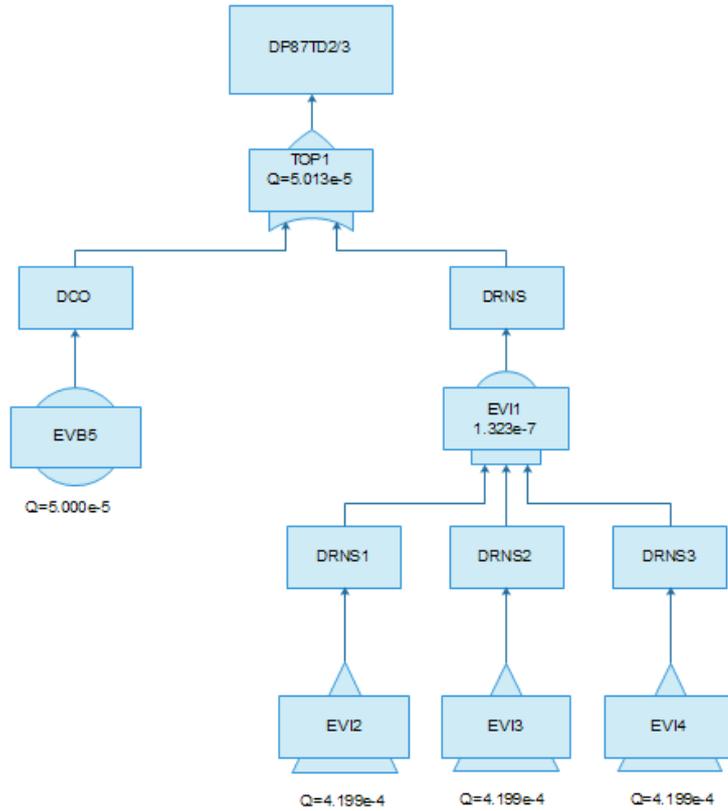


Figure IV-14 : Arbre défaillance pour un système deux parmi trois pour calcul de I 'indisponibilité (Suite pages suivantes)

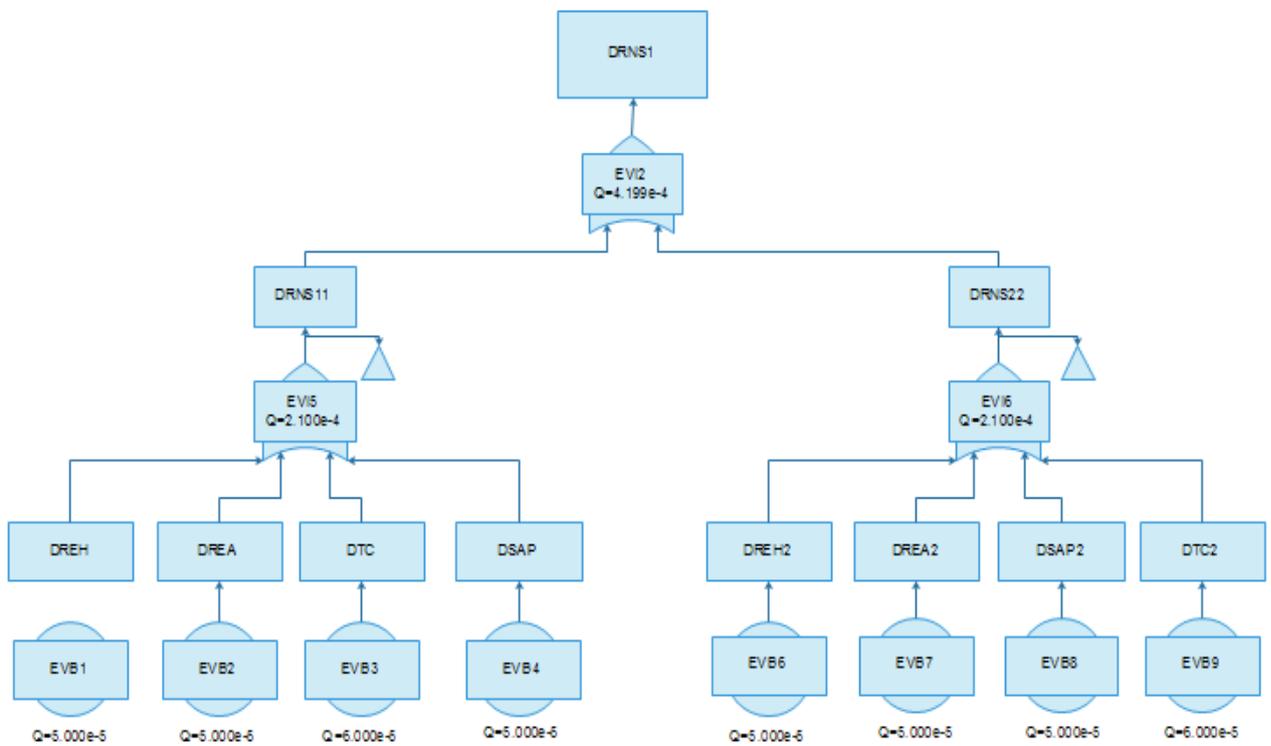
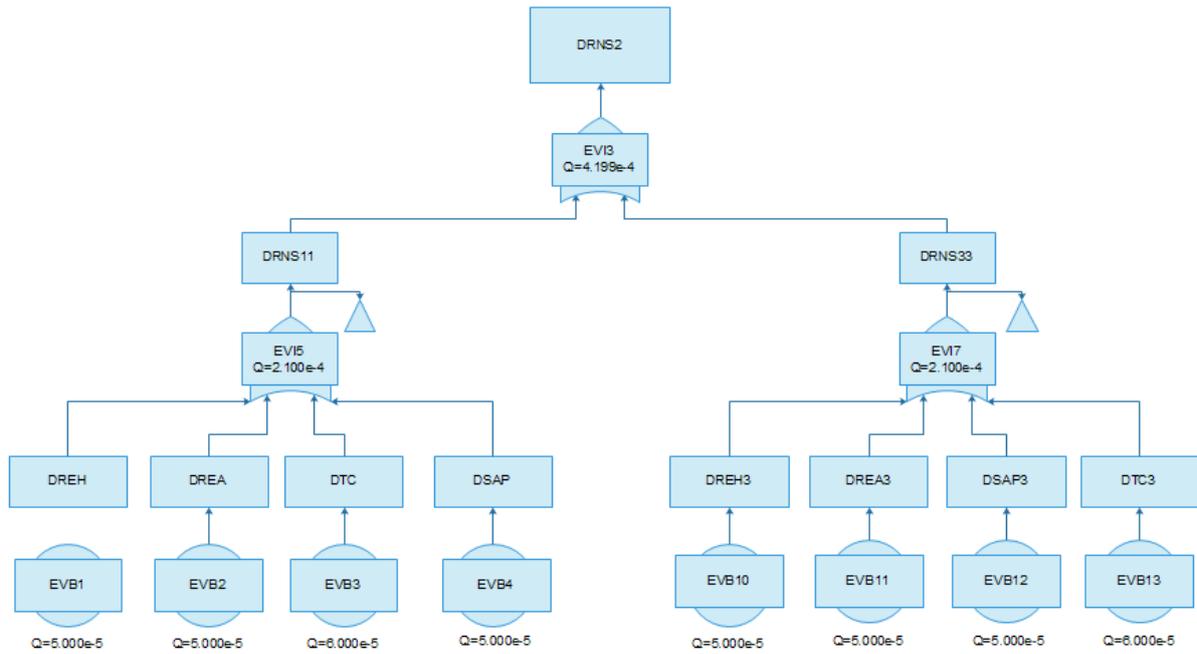
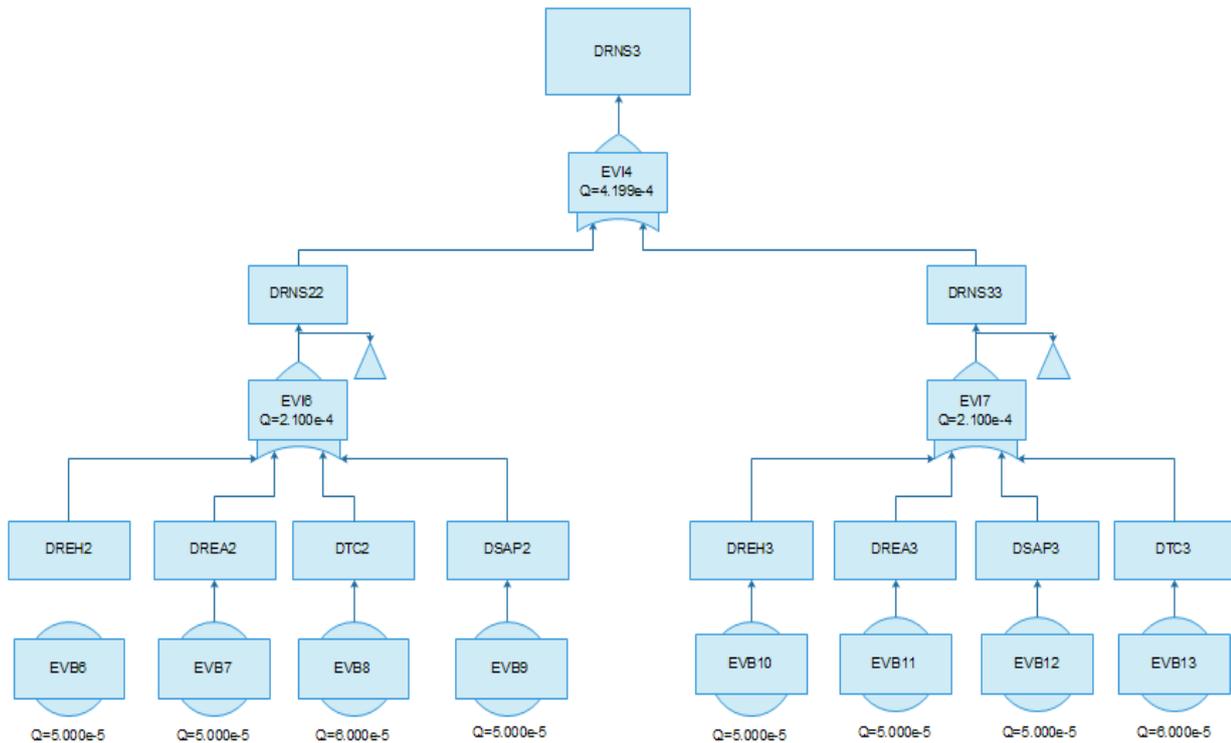


Figure IV-14 : Arbre défaillance pour un système deux parmi trois pour calcul de I 'indisponibilité (Suite de la page précédente)



**Figure IV-14 : Arbre défaillance pour un système deux parmi trois pour calcul de I 'indisponibilité (Suite de la page précédente)**



**Figure IV-14 : Arbre défaillance pour un système deux parmi trois pour calcul de I 'indisponibilité (Suite de la page précédente)**

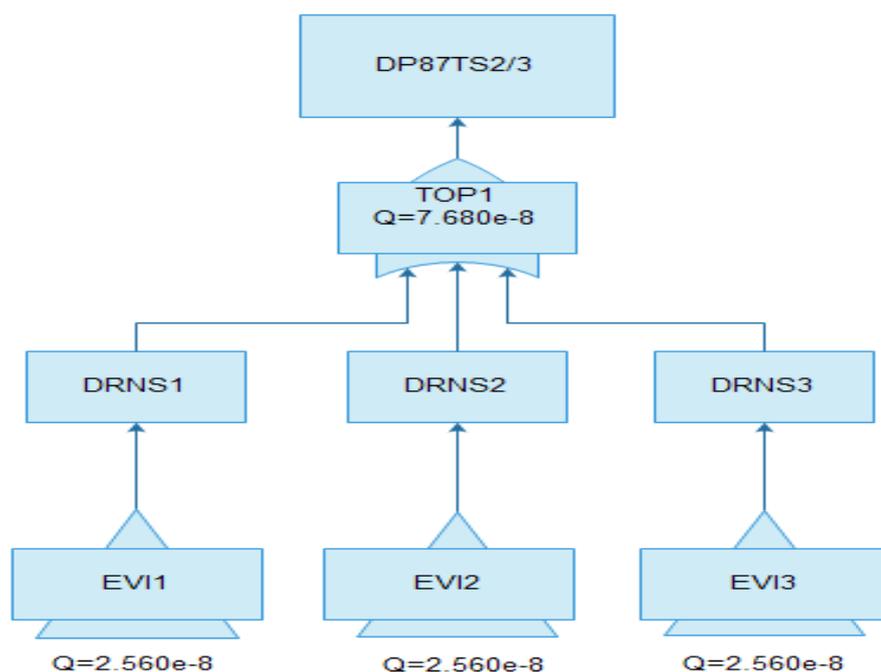


Figure IV-15 : Arbre de défaillance pour le calcul de l'insécurité pour un système de type deux parmi trois (suite page suivantes)

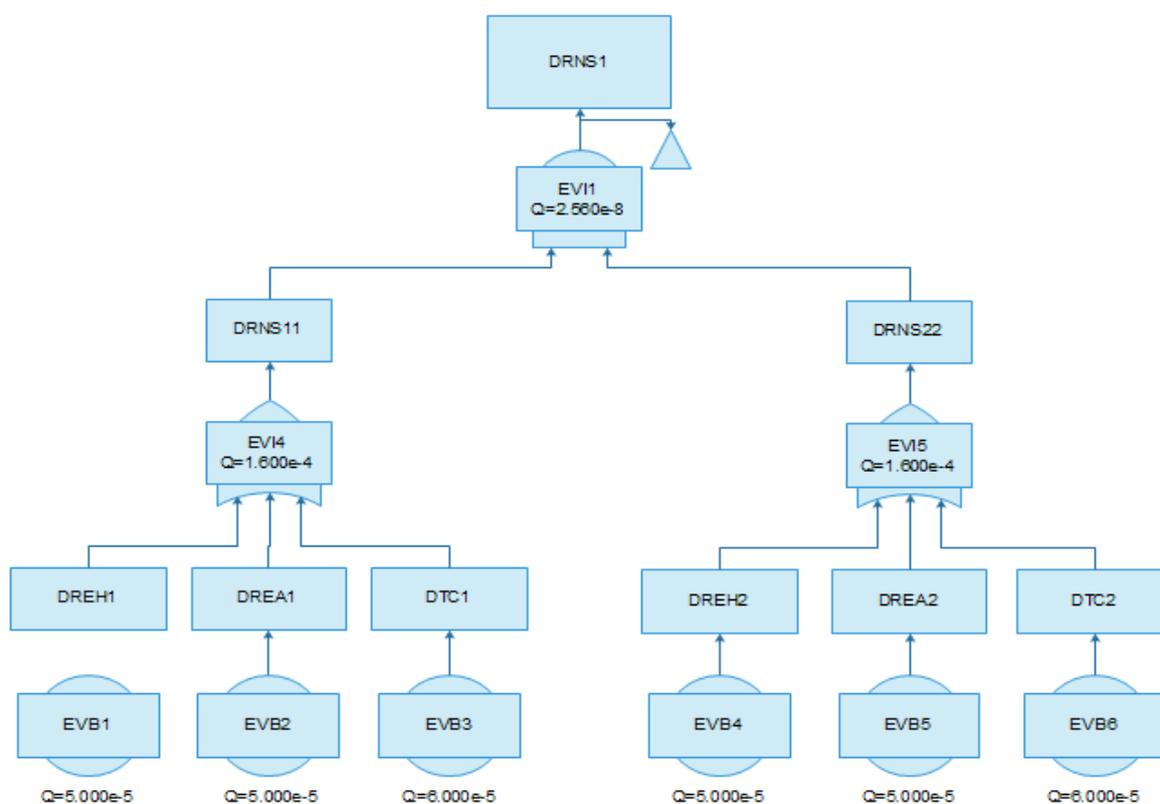


Figure IV-15 : Arbre de défaillance pour le calcul de l'insécurité pour un système de type deux parmi trois (Suite de la page précédente)

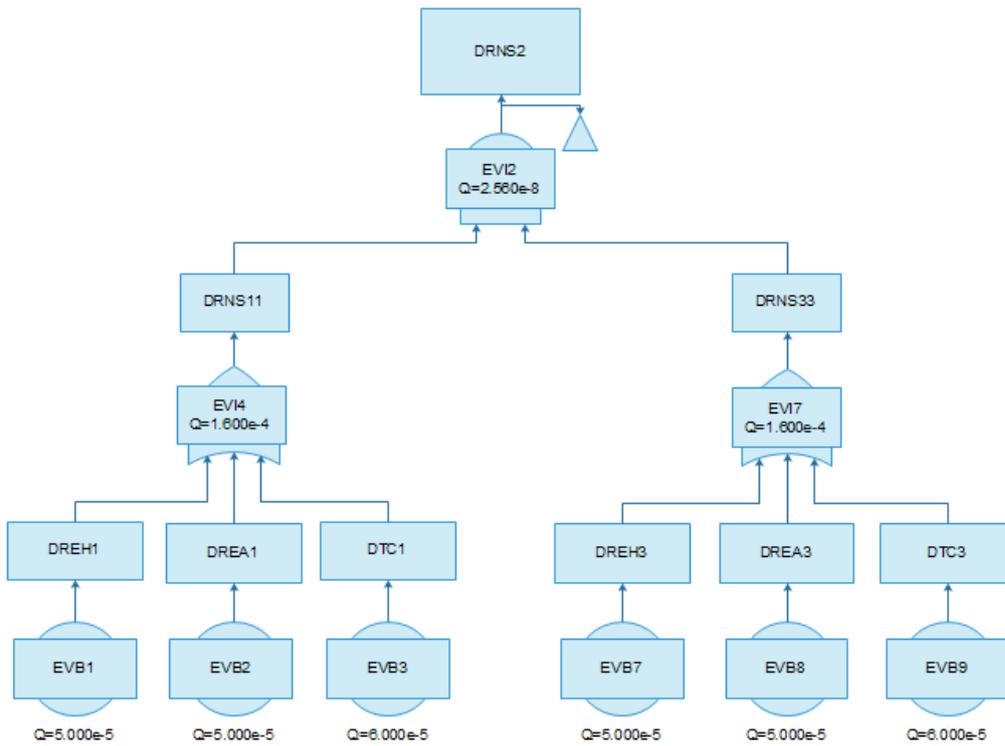


Figure IV-15 : Arbre de défaillance pour le calcul de l'insécurité pour un système de type deux parmi trois (Suite de la page précédente)

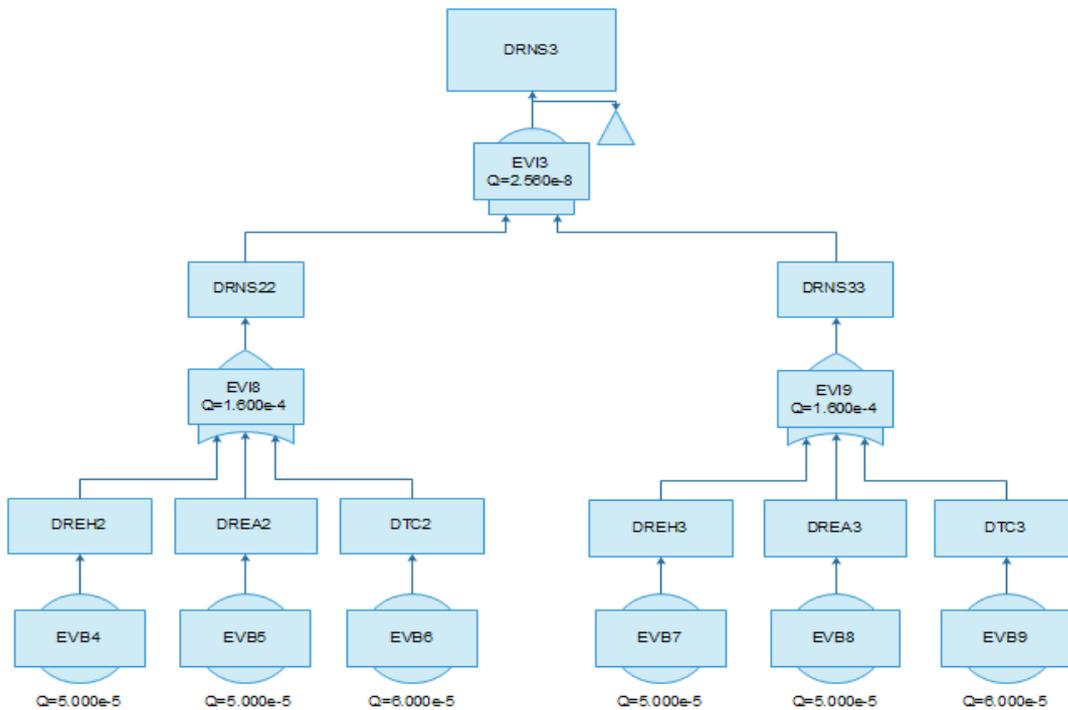


Figure IV-15 : Arbre de défaillance pour le calcul de l'insécurité pour un système de type deux parmi trois (Suite de la page précédente)

Tableau IV-4 : Valeurs obtenues avec MATLAB

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	$5.013 \cdot 10^{-5}$	$7.680 \cdot 10^{-8}$

### Analyse des résultats obtenus

Les résultats du tableau IV-4 basés sur les données du tableau IV-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 coût de revient des pièces à installer (transformateurs de mesures, relais, éléments de contrôle des disjoncteurs).

## **IV.6 Conclusion :**

Dans ce chapitre nous nous sommes intéressés à l'étude des paramètres de la sûreté de fonctionnement d'un système protection typique du transformateur :

- 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.
- 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 et sécurité en comparaison avec les autres étudiés à savoir, système simple, système un parmi deux et système deux parmi deux.

---

## Conclusion :

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

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 transformateur de puissance met en évidence ce qui le différencie en matière de protection des autres éléments du système de puissance.

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.

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 transformateurs de puissance. Une étude portant sur l'amélioration des caractéristiques des fonctions de protection.

## Bibliographie

- [1] A.villemeur «*sûreté de fonctionnement des systèmes industriels*». Ed. Eyrolles, collection de la direction des études et recherches d'électricité de France, N0 67, éd 1988.
- [2] Leroy. A « le risque technologique », PUF que sais-je ? No 2 669,1992.
- [3] Module de sureté de fonctionnement Claire Pagetti – ENSEEIHT 3\_eme TR - option SE  
10 décembre 2012
- [5] Jean-Pierre DUPRAZ, Transformateurs de mesure, Technologie. « *Dimensionnement. Essais* » Technique de l'Ingénieur, Traité Génie Electrique. D4722.
- [6] T. WILDI, G. SYBILLE " *Electrotechnique*", Département de Boeck Université, 4e édition, 2005.
- [7] Yvonnik Le Menach " *Contribution à la modélisation numérique tridimensionnelle des systèmes électrotechnique*" Thèse de Doctorat de l'Université de Lille, 1999.
- [8] M. Eslamian B Vahidi S.H. Housseinian " *Combined analytical and FEM methods for parameters calculation of detailed model for dry-type transformer Simulation Modelling*" Practice and theory 18 (2010) 390-403-Science Direct.
- [9] Transformateur. odt, version du 8 février. 2007
- [10] Power system control. By Kathrine Margaret Rogers.
- [11] « Protection des réseaux électriques » Christophe Brévé. Catalogue Electrotechnique
- [12] Cahier Technique Schneider n° 192 / p.10
- [13] « Guide Technique des Protections de Réseaux de Transport Electricité -  
Partie 2 : Protection Transformateur HT/MT », Document Technique de Gestionnaire  
Régionale de Transport Electricité, mars 2008.
- [14] Z. GAJIC, I. IVANKOVIC & B. FILIPOVIC, « Differential Protection Issues for  
Combined Autotransformer - Phase Shifting Transformer », IEE Conference on  
Developments in Power System Protection, Amsterdam, Netherlands, april 2004.
- [15] ZELLAGUI Mohamed « ÉTUDE DES PROTECTIONS DES RÉSEAUX  
ÉLECTRIQUES MT (30 & 10 kV) » Mémoire MAGISTÈRE juillet 2010

- [16] Sandro Gianni Aquiles Perez “ Modeling Relays For Power System Protection Studies”  
Ph.D. Dissertation Juilly 2006, University of Saskatchewan, Canada
- [17] D. Novosel, D. Hart, E. Udren and J. Garitty, “Unsynchronized two-terminal fault location estimation“, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 11. No. 1, Jan. 1996, pp. 130-138.
- [18] Cahiers Techniques de MICROENER N°8 « PROTECTION DES TRANSFORMATEURS DE PUISSANCE »
- [19] ANSI/IEEE Std493-1997 (gold book) “*IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems*”.
- [20] Charles J. Mozina, Membre IEEE “*Upgrading the Protection of Industrial -Sized Generators using Digital Technology*”, IEEE Transactions on Industry Applications Vol.4 Juillet/Août 1997
- [21] General Electric Company. GET6544, “*Instrument Transformer, Basic Technical Information and Application*”.