



## Mémoire de Magister

Présenté à l'Université de Guelma  
Faculté des sciences et de l'ingénierie

Département de : Génie Electrique  
Spécialité : Réseaux électriques

Présenté par : M<sup>elle</sup> : Guerroui Assia

---

---

### Analyse des effets de rupture de phases et de courts-circuits sur les caractéristiques statiques d'une machine synchrone

---

---

Sous la direction de : Dr. K. Bounaya

#### JURY

<b>Prof : Nemamcha</b>	Université de Guelma	<b>Président</b>
<b>Dr : K.Bounaya</b>	Université de Guelma	<b>Rapporteur</b>
<b>Dr : A. Lemzadmi</b>	Université de Guelma	<b>Examineur</b>
<b>Dr: L. Labar</b>	Université de Annaba	<b>Examineur</b>

---

2007

---

## Résumé

Le fonctionnement des réseaux électriques est caractérisé par une dynamique de variations continues de ses paramètres du régime, essentiellement et ceux du système à travers les changements de structure, les renouvellements et les extensions. Dans l'ensemble de ces variations, on distingue, d'abord, celles aléatoires de la charge ; lesquelles représentent un état de contraintes normales relatives au caractère des graphiques des consommateurs. Sous ces contraintes, on doit rechercher des états de régime dits permanents ou admissibles conformément à des conditions requises données. On distingue, ensuite, des variations ou des changements d'état dus à des perturbations non souhaitables ; lesquelles peuvent, en l'absence des moyens de prise en charge, conduire à des états de régimes très inadmissibles. On en cite les ruptures de phases, les courts circuits, les ruptures de charge ...

Il est indispensable dans ce cas de prémunir les systèmes électriques, de moyens de leur prise en charge. Cette dernière s'exprime, d'abord, dans l'analyse des changements d'état ; dans la caractérisation des perturbations, dans leurs évaluations quantitatives et qualitatives. Vu les impacts déterminant de ces changements d'état peut être obéie sur le fonctionnement des machines synchrones suite au perturbation de leurs liaisons avec le système.

Dans ce travail, on traite justement des effets de changement d'état de cette liaison sur les caractéristiques statiques d'un générateur. Cette analyse permet, non seulement de quantifier ces effets mais de prévoir l'impact sur la réserve de la machine et d'extraire les grandeurs limites pour en conserver la stabilité de fonctionnement.

## Abstract

The operation of the electrical supply networks is characterized by a dynamics of continuous variations of its parameters of the mode, primarily and those of the system through the changes of structure, the renewals and the extensions. In the whole of these variations, one distinguishes, initially, those random of the load; which represent a state of normal constraints relating to the character of the graphs of the consumers. Under these constraints, one must seek states of mode known as permanent or acceptable in accordance with requirements given. One distinguishes, then, of the variations or the changes of state which had with no desirable disturbances; which can, in the absence of the means of assumption of responsibility, to lead to states of very inadmissible modes. One quotes the ruptures of phases of them, the short-circuit, the breaking bulks...

It is essential in this case to secure the electric systems, of means of their assumption of responsibility. The latter is expressed, of accesses, in the analysis of the changes of state; in the characterization of the disturbances, their quantitative and qualitative evaluations. Considering the impacts determining of these changes of state can be obeyed on the operation of the synchronous machines following the disturbance of their connections with the system.

In this work, one precisely treats effects of change of state of this connection on the static characteristics of a generator. This analysis allows, not only to quantify these effects but to envisage the impact on the reserve of the machine and to extract the limiting sizes to preserve the stability of operation of it.

## المخلص

إن مبدأ تشغيل الشبكات الكهربائية تتميز بتغيرات ديناميكية مستمرة وبموامل نظام سيره بالدرجة الأولى ومصالح النظام من خلال تغيير الهيكل التجديد والتمديد. و من ضمن هذه التغيرات، نميز، في البداية، التغيير العشوائي للحمولة؛ يمثل حالة طبيعية القيود النسبية المتعلقة بطابع الرسوم البيانية للمستهلكين. وفي ظل هذه القيود، لا بد من البحث عن نظام ثابت أو مقبولا في ظل شروط معطاة. و بالتالي نميز من الاختلافات أو التغييرات الأنظمة بسبب أي اضطرابات مرغوب؛ والتي يمكن الحصول عليها بواسطة وسائل منوطة بذلك، يؤدي إلى نظام مقبول جدا. نذكر منها تصدعات من مراحل، الدارات، قهيرة، إنقطاع في الحمولة.....

ومن الضروري في هذه الحالة تأمين نظم الكهرباء بوسائل، تتول المسؤولية هذا الأخير، والتحليل لتغيير النظام في وصف الاضطرابات، من خلال تقويمها الكمي والنوعي. رأينا آثار هذه التغييرات في تحديد النظام الحالة يمكن الحصول على تشغيل الآلات المتزامنة بعد اضطراب و علاقتهم مع النظام.

في هذا العمل، قمنا بتحليل آثار تغيير خواص الروابط انطلاقا من الاضطرابات الرئيسية و تحليل للآثار إنقطاع على الخصائص السكونية للمولد الكهربائي. سمح لنا هذا التحليل، ليس فقط لقياس هذه الآثار بل أن نتصور تأثير على احتياطي الآلة واستخلاص تحديد المقاسات للحفاظ على استقرار العملية له.

# *Remerciements*

Ce travail est préparé au sein du laboratoire d'Electrotechnique de la faculté des sciences de l'ingénieur de l'université 08 mai 1945 Guelma.

Je tiens à exprimer ma profonde reconnaissance à Monsieur **BOUNAYA KAMEL**, Maître de Conférences à l'université de Guelma., Directeur de mémoire, pour toute la confiance qu'il m'a accordée, pour ses conseils.

Je remercie très vivement Monsieur **NEMAMCHIA MOHAMED**, Professeur à l'université De Guelma, Recteur de l'université 08 Mai 1945, pour sa gentillesse, sa disponibilité exemplaire et sa rigueur scientifique.. Je le remercie aussi d'avoir accepté de faire partie du jury.

Je tiens à remercier Dr. **H. LEMZADMI**, chef de département de Génie électrique, pour son aide, et surtout pour tous ses précieux conseils.

Je témoigne ma gratitude à Dr. **LABAR HOCINE**, Maître de Conférences à l'université de Annaba, pour avoir accepté de m'honorer par sa présence dans le jury de soutenance. Qu'il en soit ici sincèrement remercié.

Je ne saurai oublier l'ensemble des enseignants du département pour le soutien et l'amitié qu'ils m'ont apportés. Une mention spéciale sera adressée à mes collègues, Benamara Warda Remadnia, Kachi, Nememcha malek, Assia Zerdoudi, Manel, et Aid.

Que ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail, trouvent ici l'expression de ma profonde reconnaissance.

*A. Guerroui*

## Liste des figures.

<b>Figure 1.1</b> : les différents courts-circuits.....	08
<b>Figure 1.2</b> : Décomposition en Composantes Symétriques.....	09
<b>Figure 1.3</b> : Schéma équivalent de Rupture d'une phase.....	13
<b>Figure 1.4</b> : Schéma équivalent de Rupture d'une phase.....	15
<b>Figure 1.5</b> : Schémas électrique équivalent des trois composantes.....	16
<b>Figure 1.6</b> : Schémas électrique équivalent des trois composantes pour le Modèle considéré .....	17 18
<b>Figure 1.7</b> : Schéma équivalent Complexe.....	19
<b>Figure 1.8</b> : Schéma équivalent en rupture de deux phases B et C.....	20
<b>Figure 1.10</b> Schéma équivalent Complexe:.....	21
<b>Figure 1.11</b> : La capacité de la ligne en régime symétrique .....	23
<b>Figure 1.12</b> : La capacité directe de la ligne en régime symétrique.....	23
<b>Figure 1.13</b> : La capacité Homopolaire de la ligne en régime symétrique.....	24
<b>Figure 1.14</b> : Transformateur en court circuit.....	25
<b>Figure 1.15</b> : Transformateurs triphasée secondaire couplé en triangle.....	26
<b>Figure 1.16</b> : Transformateurs triphasée secondaire couplé en étoile .....	26
<b>Figure 2.1</b> : Modèle de la Liaison.....	31
<b>Figure 2.2</b> : Schéma équivalent de Principe.....	31
<b>Figure 2.3</b> : Variation oscillatoire de l'angle $\delta$ .....	33
<b>Figure 2.4</b> : Réponse stable de l'angle $\delta$ en fonction du temps.....	34
<b>Figure 2.5</b> : Cas d'instabilité.....	34
<b>Figure 2.6</b> : Variation instable du l'angle $\delta$ en fonction du temps.....	34
<b>Figure 2.7</b> : Fondement du critère d'égalité des aires.....	37
<b>Figure 2.8</b> : Détermination de $\delta_{deb,1}$ .....	37
<b>Figure 2.9</b> : Obtention du temps de débranchement à partir de l'angle de débranchement.....	42
<b>Figure 2.10</b> : Procédure d'application des intervalles successifs.....	43
<b>Figure 3.1</b> : Modèle de la liaison.....	44
<b>Figure 3.2</b> Schéma équivalent.....	47
<b>Figure 3.3</b> : Rupture d'une phase.....	48
<b>Figure 3.4</b> : $P = f(\delta)$ en rupture d'une phases.....	50
<b>Figure 3.5</b> : Rupture de deux phases.....	50
<b>Figure 3.6</b> : $P = f(\delta)$ en rupture d'une phases.....	55
<b>Figure 3.7</b> : Détermination graphoanalytique du de temps de débranchement en cas de rupture de deux phases .....	58
<b>Figure 3.8</b> : Variation de $\delta = f(t)$ .....	59
<b>Figure 3.9</b> : Schéma du modèle à traiter.....	60
<b>Figure 3.10</b> : Caractéristiques de Puissance de générateur dans les cas différents.....	61

<b>Figure 3.11:</b> Court circuit triphasé symétrique.....	62
<b>Figure 3.12 :</b> $P = f(\delta)$ en cas de court circuit triphasé.....	63
<b>Figure 3.13 :</b> Variation de $\delta = f(t)$ .....	66
<b>Figure 3.14:</b> Court circuit biphasé à la terre.....	67
<b>Figure 3.15:</b> Schéma équivalent complexe de la liaison .....	67
<b>Figure 3.16:</b> $P = f(\delta)$ en cas de court circuit biphasé à la terre à l'entrée de la de la ligne	69
<b>Figure 3.17 :</b> Détermination graphoanalytique du temps de débranchement de court-circuit biphasé à la terre à l'entrée de la ligne .....	70
<b>Figure 3.18:</b> $P = f(\delta)$ en cas de court circuit biphasé à la terre à la sortie de la de la ligne	72
<b>Figure 3.19:</b> Détermination graphoanalytique du temps de débranchement de court-circuit biphasé à la terre à la sortie de la de la ligne.....	73
<b>Figure 3.20 :</b> Court circuit biphasé non à la terre.....	73
<b>Figure 3.21:</b> $P = f(\delta)$ en cas de court circuit biphasé non à la terre à l'entrée de la ligne..	75
<b>Figure 3.22 :</b> Détermination graphoanalytique du temps de débranchement de court-circuit biphasé non à la terre à l'entrée de la de la ligne.....	76
<b>Figure 3.23:</b> $P = f(\delta)$ en cas de court circuit biphasé non à la terre à la sortie de la ligne	77
<b>Figure 3.24 :</b> Détermination graphoanalytique du temps de débranchement de court-circuit biphasé non à la terre à la sortie de la de la ligne.....	77
<b>Figure 3.25 :</b> Court circuit monophasé.....	78
<b>Figure 3.26:</b> $P = f(\delta)$ en cas de court circuit biphasé à l'entrée de la de ligne.....	79
<b>Figure 3.27:</b> $P = f(\delta)$ en cas de court circuit biphasé à la sortie de la de ligne.....	81
<b>Figure 3.28:</b> la variation de $\delta_{deb}$ et $t_{deb}$ en fonction de type de court-circuit .....	82

## Liste des tableaux.

<b>Tableau 3.1:</b> Réactance shunt pour différents types de court-circuit.....	61
---	----

# TABLE DES MATIERES

Résumé	
Liste des figures.....	iii
Liste des tableaux .....	iv
Introduction général.....	01

## Chapitre 1. Traitement des données.

1.1. Introduction.....	03
1.2. Les différents types de réseaux d'énergie électrique.....	03
1.3. Régime asymétrique.....	06
1.3.1. <i>Type d'asymétrie</i> .....	07
1.3.2. <i>Définition des composantes symétriques</i> .....	09
1.3.3. <i>Utilisation des composantes symétriques</i> .....	10
1.3.4. <i>Schéma équivalent des composantes symétriques</i> .....	14
1.4. Modèle de la liaison en rupture d'une phase.....	01
1.5. Modèle de la liaison en rupture de deux phases .....	16
1.6. Paramètres électriques des éléments de la liaison .....	20
1.6.1. <i>Réactances</i> .....	22
1.6.2. <i>Capacités</i> .....	23
1.6.3. <i>Transformateur à deux enroulements</i> .....	25
1.6.3.1. Réactance directe (ou inverse).....	25
1.6.3.2. Réactance homopolaire.....	25
1.6.4. <i>Réactances des machines synchrones</i> .....	27
1.6.4.1. Réactance directe.....	27
1.6.4.2. Réactance inverse.....	27
1.6.4.3. Réactance homopolaire .....	27

## Chapitre 2 Analyses des Caractéristiques de la Liaison.

2.1. Introduction.....	28
2.2. Définition de la stabilité transitoire d'un réseau.....	28
2.3. Modèle électromécanique de la machine synchrone (équation de mouvement).....	28
2.4. Caractéristique de puissance de la machine synchrone connectée à un système. infinie....	31
2.5. Procédure d'évaluation des caractéristiques transitoire.....	35

### Chapitre 3. Analyses des effets des Perturbations sur les caractéristiques statiques d'une machine synchrone.

3.1.	Introduction.....	44
3.2.	Données du réseau calculer .....	44
3.3.	Détermination des paramètres du modèle.....	48
3.4.	Analyse des effets de ruptures des phases.....	50
3.4.1.	<i>Effets des rupture d'une phase</i> .....	50
3.4.1.1.	Régime normal .....	50
3.4.1.2.	Régime pendant la rupture d'une phase.....	51
3.4.1.3.	Régime avec une seule ligne pendant la rupture d'une phase.....	53
3.4.2.	<i>Effets des rupture de deux phases</i> .....	54
3.4.2.1.	Détermination de $\delta_{deb}$ et $t_{deb}$ .....	56
3.5.	Effets des courts-circuits.....	60
3.5.1.	<i>Effets du court-circuit triphasé symétrique</i> .....	61
3.5.2.	<i>Effets du court-circuit biphasé à la terre</i> .....	67
3.5.3.	<i>Effets du court-circuit biphasé</i> .....	73
3.5.4.	<i>Effets du court-circuit monophasé</i> .....	78
3.6.	Comparaison des caractéristiques limites de débranchement.....	81
3.7.	Conclusion.....	83
	<b>Conclusion générale</b> .....	84
	<b>Références bibliographiques</b> .....	85

# INTRODUCTION

## **Introduction :**

Les machines électriques, éléments de transformation de l'énergie, jouent un rôle très déterminant, dans le développement économique d'un pays. Elles trouvent application pratiquement dans tous les domaines allant de l'électroménager, en passant par les différentes industries, jusqu'au système électroénergétique, où les générateurs synchrones fonctionnant en parallèle sont d'un apport énergétique déterminant.

Les systèmes électroénergétiques sont définis comme l'ensemble des générateurs synchrones, des réseaux de transport, d'alimentation et de distribution et des consommations (récepteurs). Dans cet ensemble les machines synchrones fonctionnent en parallèle, c'est-à-dire avec la même fréquence.

Si à cause d'une perturbation quelconque on est conduit à déconnecter du réseau une centrale de grande puissance ; il est indispensable, pour garantir un fonctionnement normal (stabilité) en conservant la balance énergétique du système, de débrancher également du réseau une partie équivalente en puissance. Les courts-circuits représentent des perturbations fortes. Il peut, cependant, avoir lieu des perturbations moins fortes, lentes mais portant des influences sérieuses sur la stabilité de la machine.

Selon le caractère des perturbations, on distingue différentes réactances de liaison de la machine. Elle peut garder, dans ce cas, sa stabilité de fonctionnement ou sortir du synchronisme (instabilité). On peut noter ici deux cas de stabilité :

*La stabilité statique : faculté de machine de reprendre son fonctionnement stable suite aux perturbations faibles,*

*Stabilité dynamique : faculté de la machine de reprendre son fonctionnement stable après perturbations fortes. Le comportement des alternateurs synchrones de perturbations est défini par l'analyse des régimes transitoires.*

En réalité en régime stationnaire pour lequel la vitesse de la machine doit être constante, le couple électromagnétique varie constamment à cause de la variation des charges.

Cependant si ces variations sont lentes, alors on peut admettre que le régime est stationnaire avec des paramètres (fréquence, tension, courant...) constants.

L'apparition des perturbations brusques provoque le passage de la machine d'un régime à un autre. Ce passage peut, comme il ne peut pas également conserver, pour le régime résultant, les conditions de fonctionnement en parallèle.

Dans ce travail l'intérêt est porté sur l'analyse des effets de rupture de phases et de courts-circuits sur les caractéristiques statiques d'une machine synchrone.

Pour cet objectif, dans ce mémoire de magister, nous proposons trois chapitres :

Le premier chapitre est consacré aux traitements des données.

Dans le deuxième chapitre, nous nous intéressons aux Analyses des caractéristiques de liaison

Le troisième chapitre est consacré aux analyses des perturbations sur les caractéristiques statiques de la machine.

A l'issue de ce travail on présente une conclusion générale.

## Traitements des données.

- 1.1. INTRODUCTION.
- 1.2. LES DIFFÉRENTS TYPES DE RÉSEAUX D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE.
- 1.3. RÉGIME ASYMÉTRIQUE.
  - 1.3.1. Type d'asymétrie.
  - 1.3.2. Définition des composantes symétriques.
  - 1.3.3. Utilisation des composantes symétriques.
  - 1.3.4. Schéma équivalent des composantes symétriques.
- 1.4. MODÈLE DE LA LIAISON EN RUPTURE D'UNE PHASE.
- 1.5. MODÈLE DE LA LIAISON EN RUPTURE DE DEUX PHASES.
- 1.6. PARAMÈTRES ÉLECTRIQUE DES ÉLÉMENTS DE LA LIAISON.
  - 1.6.1. Réactances.
  - 1.6.2. Capacités.
  - 1.6.3. Transformateur à deux enroulements.
    - 1.6.3.1. Réactance directe (ou inverse)
    - 1.6.3.2. Réactance homopolaire.
  - 1.6.4. Réactances des machines synchrones.
    - 1.6.4.1. Réactance directe
    - 1.6.4.2. Réactance inverse.
    - 1.6.4.3. Réactance homopolaire.

## 1.1. Introduction.

L'accroissement de la consommation d'énergie électrique engendre, en règle générale, celui de la quantité d'énergie électrique produite, et par suite l'introduction de nouveaux centres de production.

Pour des raisons économiques, stratégiques, de contraintes de l'environnement et au vu de l'emplacement des centres de consommation, il est principalement inconcevable de produire l'énergie électrique, immédiatement, à proximité du consommateur.

Ainsi, les distances séparant les centres de production de ceux de consommation se trouvent de plus en plus grandes avec l'augmentation de consommation.

Dans le but d'accroître la puissance électrique transportée, tout en contrôlant les pertes Joule dues aux résistances des lignes [1], les tensions des réseaux électriques ont, elles, aussi évolué et ont, peu à peu, augmenté. En fait, la tension des réseaux d'énergie électrique existants n'a pas toujours évolué. Bien souvent, ce sont les "extensions" de ces réseaux, utilisées pour arriver jusqu'aux nouveaux producteurs, qui ont été utilisées à des tensions plus élevées. Dans d'autres cas, une ossature à haute tension a été superposée au réseau existant. Lentement, ces "extensions" sont devenues des réseaux à part entière. Le réseau d'énergie électrique total n'est autre qu'un ensemble de sous réseaux de tensions différentes, reliés par des transformateurs, qui assurent le transport de l'énergie depuis les producteurs jusqu'aux consommateurs, sous condition d'un coût étudié.

## 1.2. Les différents types de réseaux d'énergie électrique.

Dans un système d'énergie électrique on a donc des réseaux fonctionnant à des tensions différentes. Quelles que soient les normes des niveaux de tension utilisées dans différents pays, on retrouve toujours, pour des niveaux de tension "similaires", les mêmes fonctions du réseau. Un système d'énergie électrique, allant des producteurs aux consommateurs, est formé de réseaux [2] :

- **D'interconnexion** : peu différents dans leurs caractéristiques des réseaux de transport, ils ont pour objet de relier ces derniers et plus généralement les réseaux de transport propres à chaque pays. Dès lors, ils améliorent la sécurité des réseaux qu'ils relient, ils permettent une meilleure gestion de la puissance maximum

installée dans les régions interconnectées et donc une gestion plus efficace des contraintes économiques,

- **De transport** : qui assurent l'approvisionnement de l'ensemble des réseaux de répartition et distribution. Les puissances transitées sont importantes et sur des distances allant jusqu'à 200 ou 300 kilomètres. Ils sont utilisés en haute tension (HT) et en très haute tension (THT),
- **De répartition** : qui alimentent les réseaux de distribution et qui font transiter des puissances de l'ordre de la dizaine de mégawatts sur quelques dizaines de kilomètres. Ils fonctionnent en haute tension (HT),
- **De distribution** : qui fournissent aux réseaux d'utilisation la puissance dont ils ont besoins. Ils sont exploités en moyenne tension (MT) pour des puissances de 1kW à 1MW. On trouve également des industries qui sont directement reliées au réseau de distribution,
- **De consommation** : qui ont pour objet d'alimenter un grand nombre d'appareils de faible puissance. Ce sont les réseaux qui "arrivent" dans les habitations en 380V. Ce sont aussi les réseaux qui desservent les industries nécessitant des puissances relativement élevées et des niveaux de tension bas ou moyens. Ils fonctionnent donc en basse tension (BT). Les charges qu'ils véhiculent sont comprises entre quelques centaines de watts pour les utilisations domestiques à plusieurs centaines de kilowatts pour l'industrie.

Les tensions des systèmes électriques sont caractérisées par des niveaux de tensions normalisées, données par leur valeur composée (entre phases).

A titre d'orientation on donne les différentes gammes de niveaux de tensions généralement utilisées dans les différents systèmes électriques.

- **UHT** Ultra Haute Tension > 500 kV
- **THT** Très Haute Tension > 220 kV
- **HT** Haute Tension >35 kV
- **MT** Moyenne Tension > 5 kV
- **BT** Basse Tension <5 kV

Au-delà de 600 ou 700 kilomètres, les liaisons généralement utilisées sont de type courant Continu.

Les réseaux peuvent avoir des structures différentes. En général, à un type de réseau est associée une structure, choisie pour des raisons de sécurité, de fiabilité ou d'un potentiel d'évolution.

Un réseau d'énergie électrique peut être modélisé par un graphe  $G(X, B)$  [3], Où :

- X est un ensemble fini  $\{X_1, X_2, \dots, X_n\}$  d'éléments appelés noeuds (ou sommets),
- B est un ensemble fini  $\{b_1, b_2, \dots, b_n\}$  d'éléments appelés branches (ou liaisons). Chaque branche permet de relier deux éléments distincts de X sans qu'aucune orientation ne soit prise en compte.

D'un point de vue électrique, un noeud peut être:

- Producteur d'énergie électrique, appelé *générateur*
- Consommateur d'énergie électrique, appelé *charge*
- En même temps producteur et consommateur.

Quant aux branches, elles sont soit des lignes, soit des câbles, soit des transformateurs qui servent à relier, par une succession de branches et noeuds, les producteurs aux consommateurs.

On distingue les structures :

- **Radiale** : est essentiellement utilisée pour les réseaux de distribution et d'utilisation. Le graphe d'un réseau radial est une arborescence et ne doit, à aucun moment de son exploitation normale, contenir de boucle. Cette structure simple facilite le contrôle et la protection des équipements. Ce sont les réseaux d'énergie électrique les moins onéreux.
- **Bouclée** : est employée pour les réseaux de répartition et les réseaux de transport. Contrairement aux réseaux radiaux, les réseaux d'énergie électrique bouclés autorisent l'existence d'une ou plusieurs boucles dans leur graphe. On peut donc avoir plusieurs chemins en parallèles qui alimentent une même charge. De cette façon, on améliore la fiabilité du réseau. Bien évidemment, cette sécurité augmente

le coût du réseau car elle demande des dispositifs plus complexes pour le contrôle et la protection.

- **maillée** : sert aux réseaux de distribution à très forte densité de charge où la sécurité est un caractère primordial (forte agglomération). Les réseaux maillés ont des graphes entièrement constitués de boucles, ce qui les fait ressembler à un “filet de pêche”. Ce maillage assure une sécurité maximale mais pour un coût supérieur à toute autre structure.

En fait, les réseaux maillés réels sont rarement “purs” et constitués uniquement de boucles. Ces derniers sont le plus souvent hybrides, c’est-à-dire qu’ils comportent en certains points des parties arborescentes de tailles très réduites.

### 1.3. Régime Asymétrique.

Le bon fonctionnement du réseau électrique peut être prévu pendant son étude et élaboration, par le choix du niveau de tension et du lieu d’installation des sources, la bonne configuration du bilan de la puissance réactive, et la vérification des régimes.

Parmi les indices de la qualité de l’énergie électrique on cite la symétrie des régimes dont le facteur de dissymétrie ne doit pas dépasser 2%÷5% [4].

En pratique il y a toujours une petite asymétrie qui caractérise les réseaux mais lorsque celle-ci dépasse les normes choisies, ce qui est très courant dans les réseaux à cause des courts-circuits asymétriques, et le branchement des charges monophasées, des mesures d’équilibrage s’imposent et deviennent nécessaire.

L’apparition de l’asymétrie dans les réseaux électriques engendre des régimes anormaux du fonctionnement :

- Pertes supplémentaires de lignes.
- Echauffement supplémentaire du à la composante inverse
- Fonctionnement anormal des systèmes de protection.

Si les paramètres asymétriques ne sont pas bien définis ils peuvent sortir des limites normalisées, et donnent, par conséquent lieu à des régimes non admissibles. Il est donc nécessaire d’analyser les régimes asymétriques et de donner l’évaluation de leurs paramètres.

### 1.3.1. Types d'asymétrie.

Les réseaux d'énergie électrique peuvent être le siège d'un certain nombre d'incidents qui peuvent perturber le bon fonctionnement du régime du réseau et engendrent un régime asymétrique. Les régimes asymétriques sont engendrés, en général, par les défauts suivants :

- Asymétrie des paramètres du régime (courant, tension).
- Asymétrie des paramètres du système ;
- Asymétrie des Impédances des charges.
- Rupture des phases.
- Différents courts-circuits asymétriques.

Ces défauts peuvent avoir plusieurs conséquences :

- Echauffements anormaux.
- Destructures provoquées par les arcs.
- Explosion de disjoncteurs.
- Efforts électrodynamiques.
- Perturbation dans les lignes de télécommunications.
- Chute de tension.
- Pertes supplémentaires.
- Effets négatifs sur la stabilité des générateurs effet négatif sur les systèmes de protections.

Les défauts dus aux courts circuits peuvent être d'origines diverses :

- mécaniques (rupture de conducteurs, liaison électrique accidentelle entre deux conducteurs par un corps étranger conducteur tel que outils ou animaux),
- surtensions électriques d'origine interne ou atmosphérique,
- dégradation de l'isolement, consécutive à la chaleur, à l'humidité ou autre.....
- ambiance corrosive ;
- leurs localisations : interne ou externe à une machine ou à un tableau électrique.

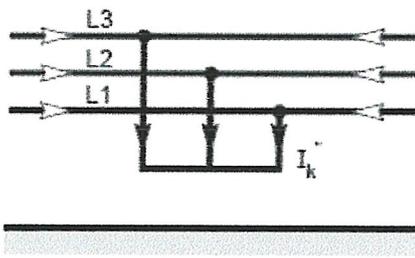
Outre ces caractéristiques, les courts-circuits peuvent être :

Monophasés : 80 % des cas ;

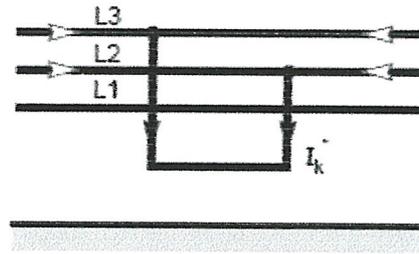
Biphasés : 15 % des cas. Ces défauts dégénèrent souvent en défauts triphasés ;

Triphasés : 5 % seulement dès l'origine.

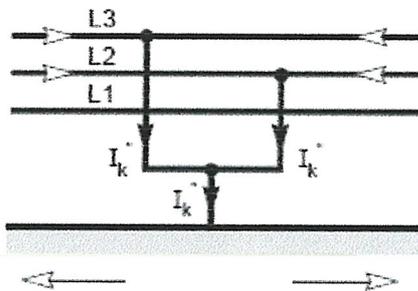
Ces différents courants de court-circuit sont présentés sur la figure 1.1



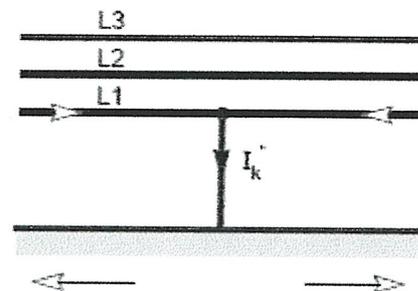
a) court-circuit triphasé symétrique



b) court-circuit entre phases, isolé



c) court-circuit entre phases, avec mise à la terre



d) court-circuit phase terre

*Figure 1.1 : les différents courts-circuits [5]*

Les Conséquences des défauts de court-circuit sont, également, diverses ;

- Efforts électrodynamiques
- Mouvements violents des conducteurs
- Echauffement des conducteurs
- Carbonisation de matières isolantes
- Courant et tension dangereuse au sol
- Chute et affaissement de la tension
- Action négative sur la stabilité

### 1.3.2. Définition des composantes symétriques.

En général, pendant l'analyse des régimes asymétriques, on utilise la méthode des composantes symétriques. Elle consiste à décomposer un système asymétrique de trois tensions d'amplitude et de phases définies en une somme de trois systèmes de tensions triphasés symétriques indépendants, dits direct (séquence positive), inverse (séquence négative) et homopolaire. On peut démontrer mathématiquement que cette décomposition existe quelles que soient les valeurs elle-même.

La composante directe est elle-même formée de trois composantes de même module déphasés l'un par rapport à l'autre respectivement de  $120^\circ$  dont la séquence est ABCA (où dans le temps les phases de ce système se succèdent dans l'ordre normal qu'on appelle direct). La composante inverse, où dans le temps les phases de trois vecteurs se succèdent dans l'ordre inverse du précédent (déphasées respectivement de  $240^\circ$  et  $120^\circ$  dont la séquence ACBA).

La composante homopolaire, est un système de trois tensions phase-terre égales non déphasées:  $V_{A0}; V_{B0}; V_{C0}$ .

Soit le système de trois tensions d'amplitudes et de phases données qui, peut être considéré comme étant la superposition de trois systèmes symétriques: direct, inverse et homopolaire.

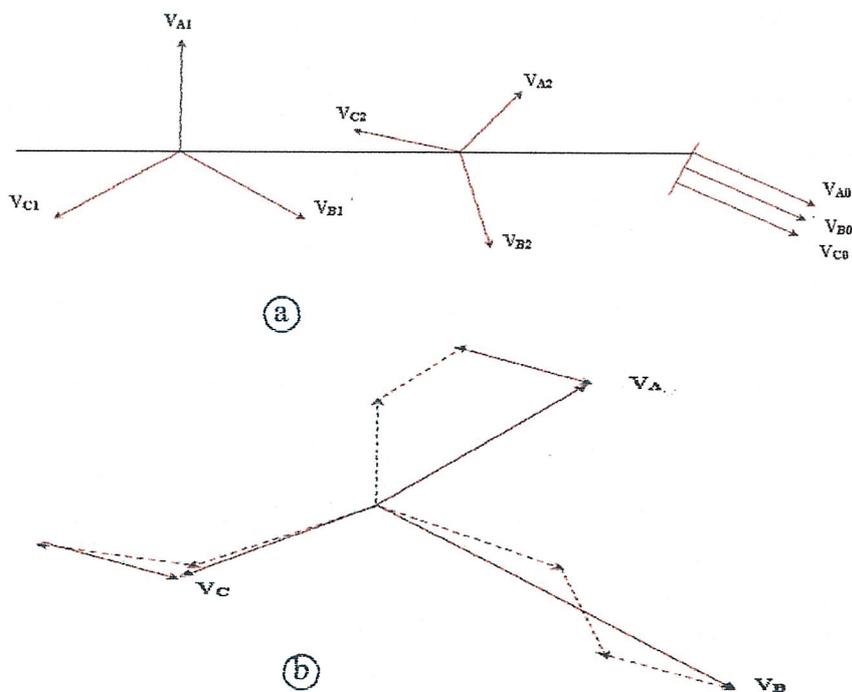


Figure 1.2 : Décomposition en Composantes Symétriques [6]

- (a) Système Vecteur initial.
- (b) Composantes Symétriques

**1.3.3. Utilisation des composantes symétriques.**

L'utilisation des composantes symétriques à un système récepteur/générateur exige que l'on puisse pratiquer le principe de superposition, c'est à dire que les relations doivent être supposées linéaires (R=Cte, L=Cte) ce qui signifie qu'on néglige [7].

Dans ces conditions, pour étudier le fonctionnement d'un réseau soumis à un régime asymétrique, il suffit de connaître son comportement sous chacune de ses composantes symétrique prises isolement,

On désigne :

$$V_{A,B,C} = \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} \tag{1.1}$$

$$V_{1,2,0} = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_0 \end{bmatrix} \tag{1.2}$$

Le principe de la méthode des composantes symétriques consiste à substituer à un système initial asymétrique de « q » grandeurs complexes données un système de « q » grandeurs génératrices, permettant de définir « q » systèmes symétriques [6].

La transformation est assurée par un opérateur matriciel complexe appelé matrice de Fortescue noté  $[F_q]$ , dont les coefficients sont formés à partir de la résolution de l'équation

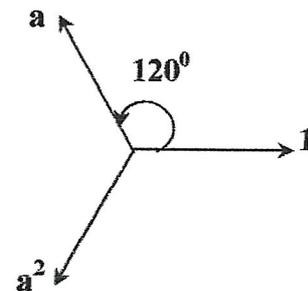
Complexe

$$Z^q - 1 = 0 \tag{1.3}$$

Cette équation peut s'écrire

$$Z^q - 1 = (Z - Z_1).(Z - Z_2).....(Z - Z_q) \tag{1.4}$$

Où  $Z_1, Z_2, \dots, Z_q$  : sont les racines complexes de l'équation

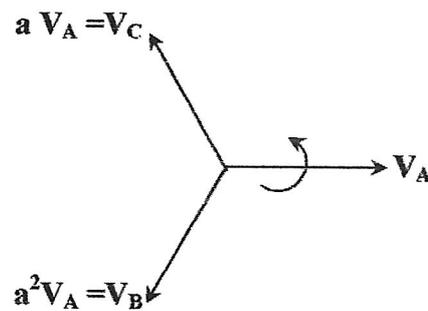


$$\begin{aligned}
 Z_1 &= 1 \\
 Z_2 &= e^{j\frac{2\pi}{3}} = a \\
 Z_3 &= e^{j\frac{4\pi}{3}} = a^2 \\
 &\dots\dots\dots \\
 Z_q &= e^{j\frac{2\pi(q-1)}{q}} = a^{q-1}
 \end{aligned}$$

$a$ : l'opérateur de phase (l'opérateur de rotation triphasé)

Dans le cas d'un système triphasé direct, en prenant le vecteur  $V_A$  comme référence

$$V_A = V_A, \quad V_B = a^2 \cdot V_A, \quad V_C = a \cdot V_A \quad (1.6)$$



Dans un système équilibré direct on a :

$$V_A + V_B + V_C = V_A (1 + a^2 + a) = V_A \left( 1 + e^{j\frac{4\pi}{3}} + e^{j\frac{2\pi}{3}} \right) = 0 \quad (1.7)$$

Soit un système triphasé ( $q=3$ ) asymétrique de grandeurs sinusoïdales, de tensions simples  $V_A, V_B, V_C$ . On peut donc considérer ce système déséquilibré comme la superposition de 3 systèmes symétrique ;

- Homopolaire ( $V_0$ )
- Direct ( $V_1$ )
- Inverse ( $V_2$ )

Le théorème de décomposition de Fortescue s'énonce ainsi :

Un système de 3 grandeurs complexes  $V_A, V_B, V_C$  se décompose en 3 systèmes symétriques.

- Un système homopolaire (défini par  $V_0$ ) constitué de 3 grandeurs ayant le même module le même argument.

$$V_0 = V_{A0}, \quad V_0 = V_{B0}, \quad V_0 = V_{C0} \quad (1.8)$$

- Un système direct (défini par  $V_1$ ) constitué de 3 grandeurs ayant le même module et d'arguments différents tels que :

$$V_1, \quad a^2.V_1, \quad a.V_1 \quad (1.9)$$

- Un système inverse (défini par  $V_2$ ) constitué de 3 grandeurs ayant le même module et d'arguments différents tels que :

$$V_2, \quad a.V_2, \quad a^2.V_2$$

Les vecteurs  $V_0, V_1, V_2$  sont appelés composantes ou coordonnées symétriques du système de vecteurs.  $V_A, V_B, V_C$

Les coefficients de la matrice de Fortescue sont alors formées par la résolution de l'équation

On a alors :

$$Z_1 = 1, \quad Z_2 = e^{j\frac{2\pi}{3}}, \quad Z_3 = e^{j\frac{4\pi}{3}} \quad (1.10)$$

$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_0 \end{bmatrix} = (S) \cdot \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_0 \end{bmatrix} \quad (1.11)$$

Avec :

$$a = e^{j\frac{2\pi}{3}} \quad (1.12)$$

On définit la matrice de Fortescue

$$S = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} \quad (1.13)$$

Et son inverse par

$$S^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \quad (1.14)$$

Il suffira alors de multiplier par  $S$  obtenir les composantes symétriques et de multiplier les composantes symétriques par  $S^{-1}$  pour revenir au système réel.

Transformation de Fortescue

$$\begin{aligned} V_A &= V_1 + V_2 + V_0 \\ V_B &= a^2 V_1 + a V_2 + V_0 \\ V_C &= a V_1 + a^2 V_2 + V_0 \end{aligned} \quad \text{s'écrit aussi} \quad \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_0 \end{bmatrix} \quad (1.15)$$

Transformation inverse

$$\begin{aligned} V_1 &= \frac{1}{3}(V_A + a V_B + a^2 V_C) \\ V_2 &= \frac{1}{3}(V_A + a^2 V_B + a V_C) \\ V_0 &= \frac{1}{3}(V_A + V_B + V_C) \end{aligned} \quad \text{s'écrit aussi} \quad \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} \quad (1.16)$$

### 1.3.4. Schéma équivalent des composantes symétriques.

Pour chaque composante on peut définir un schéma équivalent.

(Phase A)

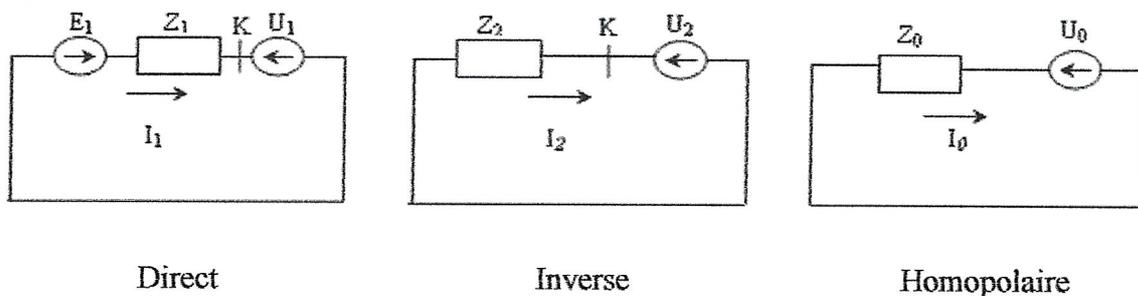


Figure 1.3 : Schéma équivalent de Rupture d'une phase

On peut écrire respectivement :

$$\begin{cases} E - U_1 = I_1 \cdot Z_1 \\ -U_2 = I_2 \cdot Z_2 \\ -U_0 = I_0 \cdot Z_0 \end{cases} \quad (1.17)$$

Le courant total dans la phase A est alors la somme des trois courants symétriques.

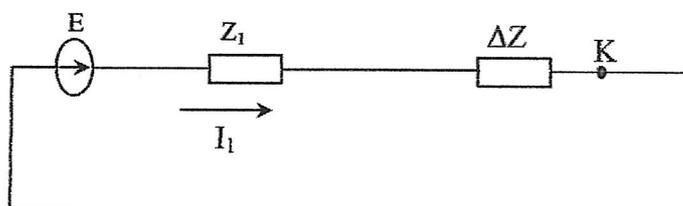
L'addition, membre à membre, des trois équations donne :

$$\begin{aligned} E - (U_1 + U_2 + U_0) &= I_1 \cdot Z_1 + I_2 \cdot Z_2 + I_0 \cdot Z_0 \\ E - U_K &= I_1 \cdot Z_1 + I_2 \cdot Z_2 + I_0 \cdot Z_0 \\ E - I_1 \cdot Z_1 &= I_1 \cdot (U_K / I_1 + I_2 \cdot Z_2 / I_1 + I_0 \cdot Z_0 / I_1) \end{aligned} \quad (1.18)$$

Ou bien :

$$E - I_1 \cdot Z_1 = I_1 \cdot \Delta Z \quad \text{avec } \Delta Z = f(Z_2, Z_0) \quad (1.19)$$

La superposition des trois régimes (Direct, Inverse, Homopolaire) dans la phase A peut être décrite, conformément à l'expression précédente, par le schéma suivant :



$$I_1 \cdot \Delta Z = U_1 \quad (1.20)$$

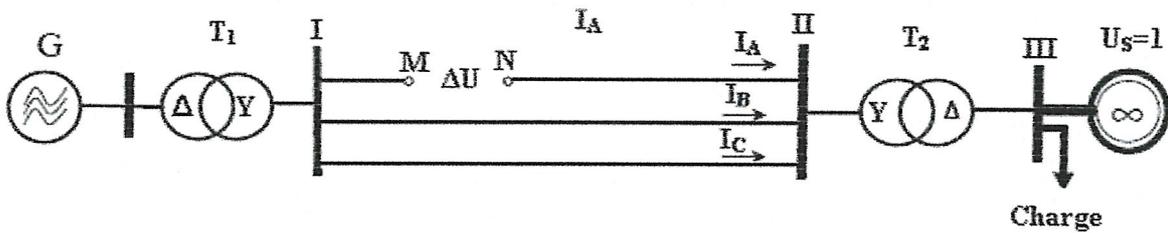
Ainsi les trois schémas équivalents peuvent être remplacés par un seul schéma complexe équivalent de la phase (A) relatif à la composante directe du courant.

La structure de  $\Delta Z = f(Z_2, Z_0)$  définit les grandeurs correspondantes aux régimes inverses et homopolaires (tension, courant).

La structure de  $\Delta Z$  dépend du type de court circuit (perturbation)

$$\Delta Z = \frac{U_K}{I_1} + \frac{I_2}{I_1} \cdot Z_2 + \frac{I_0}{I_1} \cdot Z_0 = \frac{U_1}{I_1} \quad (1.21)$$

**1.4. Modèle de la liaison en rupture d'une phase.**



*Figure 1.4 : Schéma équivalent de Rupture d'une phase*

Si la phase (A) est rompue on peut, initialement écrire

Les tensions au niveau de la coupure

$$\Delta U_A \neq 0 \quad , \quad \Delta U_B = \Delta U_C = 0 \tag{1.22}$$

Pour la phase A, prise comme référence, on peut alors poser

$$\Delta U_A = \Delta U_1 + \Delta U_2 + \Delta U_0 = 0 \tag{1.23}$$

Conformément à la méthode des composantes symétriques on tenant compte de (1.22)

En exprime:

$$\Delta U_1 = \frac{1}{3}(\Delta U_A + a\Delta U_B + a^2\Delta U_C) = \frac{1}{3}\Delta U_A$$

$$\Delta U_2 = \frac{1}{3}(\Delta U_A + a\Delta U_B + a^2\Delta U_C) = \frac{1}{3}\Delta U_A$$

$$\Delta U_0 = \frac{1}{3}(\Delta U_A + \Delta U_B + a^2\Delta U_C) = \frac{1}{3}\Delta U_A$$

Ce qui donne,

$$\Delta U_1 = \Delta U_2 = \Delta U_0 = \frac{1}{3}\Delta U_A \tag{1.24}$$

De même les premières données de la perturbation pour les courants s'expriment :

$$I_A = 0 \quad , \quad I_B = I_C \neq 0 \tag{1.25}$$

Ce qui permet d'écrire pour les composantes de la même phase symétrique

$$\begin{aligned} I_1 &= \frac{1}{3}(\alpha I_B + \alpha^2 I_C) \\ I_2 &= \frac{1}{3}(\alpha^2 I_B + \alpha I_C) \\ I_0 &= \frac{1}{3}(I_B + I_C) \end{aligned} \quad (1.26)$$

Le lieu de la rupture de la phase représente la source de l'asymétrie.

Conformément, donc à la méthode de composantes symétriques, les courants directs, inversés et homopolaires dans la phase A sont les superpositions respectives des courants engendrés en même temps par la somme de l'asymétrie et le générateur

On peut alors écrire pour la phase A:

$$I_1 = \frac{E_1 - U_1}{Z_1}, \quad I_2 = \frac{E_2 - U_2}{Z_2}, \quad I_0 = \frac{E_0 - U_0}{Z_0} \quad (1.27)$$

Où  $Z_1, Z_2, Z_0$  respectivement impédances des circuits directe, inverse et homopolaire ;

$E_2, E_0$  Sources inverse et homopolaire au niveau du générateur.

Mais les générateurs principalement ne produisent que les composants directs, donc

$$E_2 = E_0 = 0.$$

$$E - \Delta U_1 = I_1 Z_1$$

Ce qui donne ;

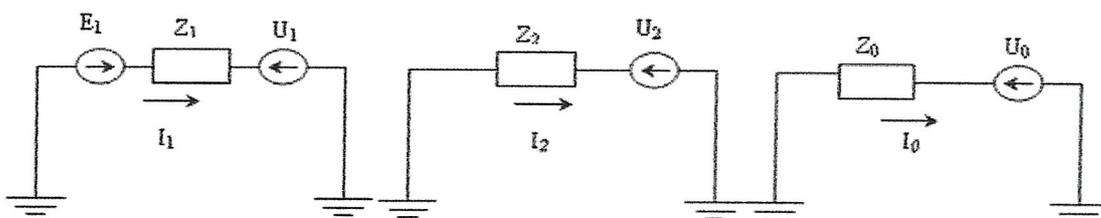
$$-\Delta U_2 = I_2 Z_2$$

$$-\Delta U_0 = I_0 Z_0$$

(1.28)

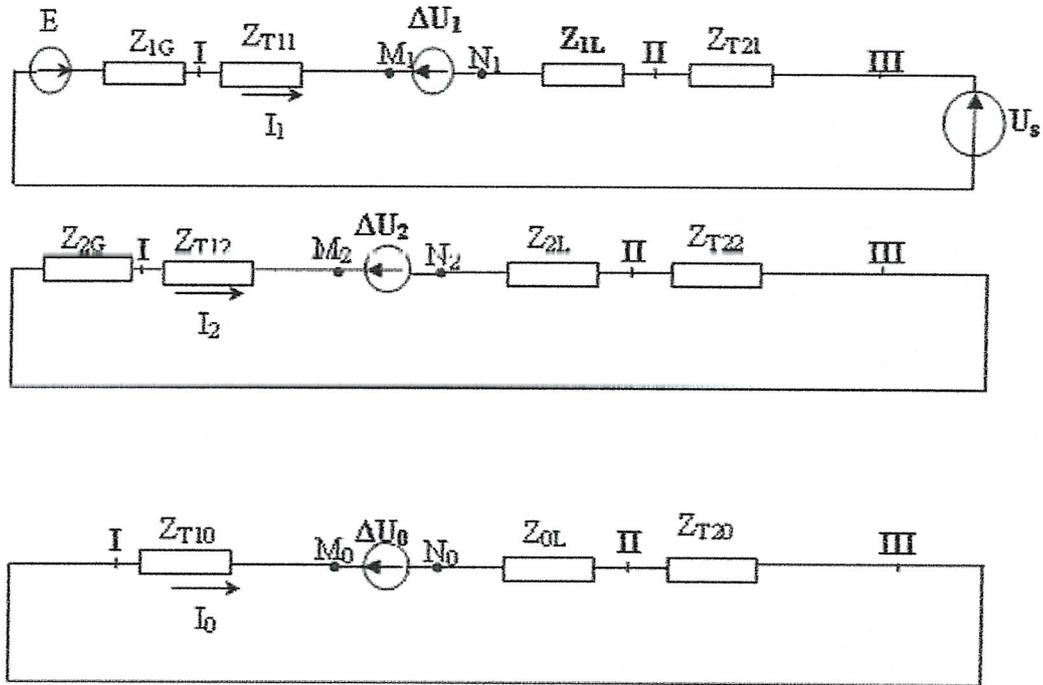
Les trois dernières expressions permettent d'utiliser les trois schémas électriques équivalents

Figure (1.4) correspondantes aux trois composantes symétriques.



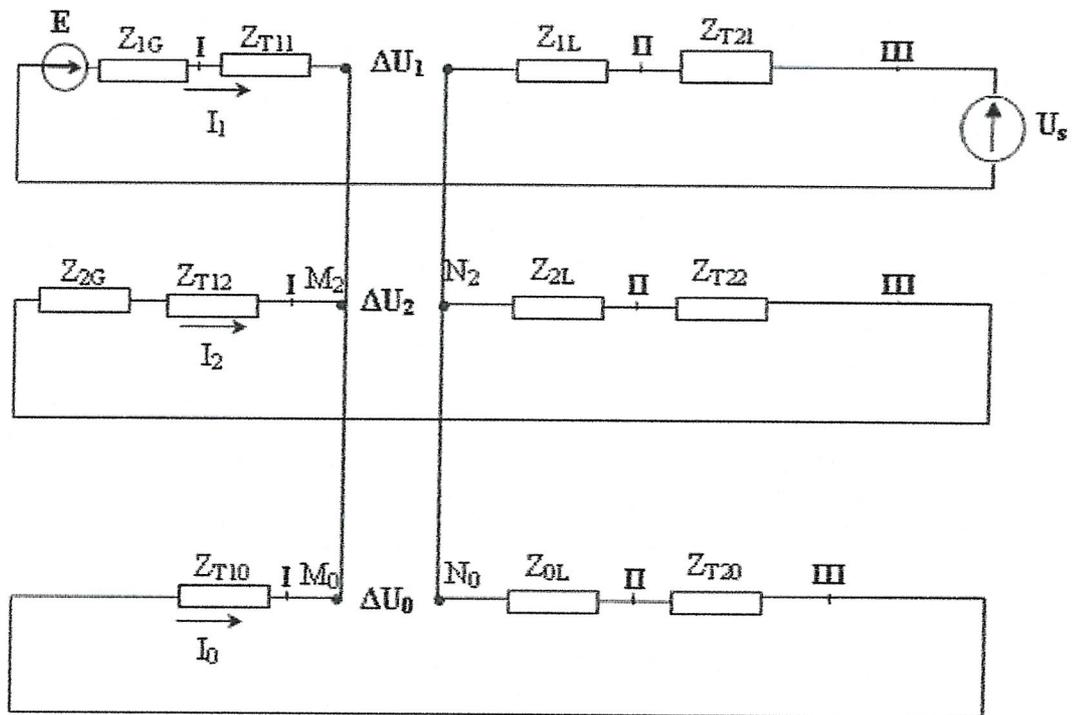
**Figure 1.5 :** Schémas électrique équivalent des trois composantes

En appliquant le principe de superposition de ces trois schémas équivalents au cas considéré, on peut représenter les circuits équivalents, (Figure 1.4)



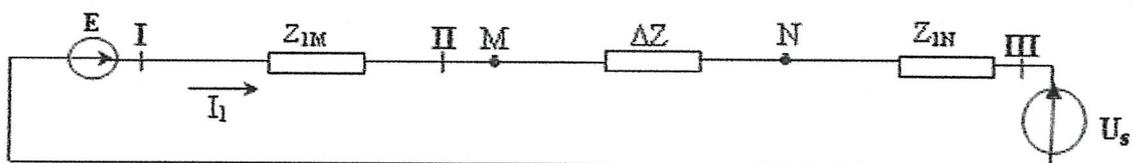
*Figure 1.6 : Schémas électrique équivalent des trois composantes pour Le Modèle Considéré*

Tenant compte des caractéristiques (1.24) et (1.25) de la rupture, on peut définir le schéma complexe Figure (1.6) sous ses formes déployée et réduite.



(a) Forme déployée.

Le schéma obtenu se réduit au schéma équivalent résultant Figure (1.6)



(b) Forme réduite.

Figure 1.7 : Schéma équivalent Complexe

$$\text{ou } \Delta Z = \frac{Z_2 \cdot Z_0}{Z_2 + Z_0}$$

$$\begin{aligned} Z_1 &= Z_{1G} + Z_{T11} + Z_{1L} + Z_{T21} \\ \text{Avec } Z_2 &= Z_{2G} + Z_{T12} + Z_{2L} + Z_{T22} \\ Z_0 &= Z_{T10} + Z_{0L} + Z_{T20} \end{aligned} \tag{1.29}$$

### 1.5. Modèle de la liaison en rupture de deux phases B et C.

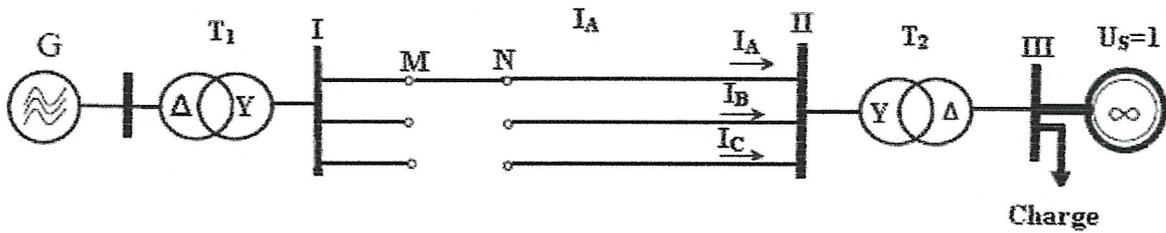


Figure 1.8: Schéma équivalent en rupture de deux phases B et C

Dans ce cas, les données Caractéristiques initiales sont :

Pour les courants ;

$$I_A \neq 0 \quad , \quad I_B = I_C = 0 \quad (1.30)$$

Pour Les tensions ;

$$\begin{aligned} \Delta U_A &= 0 \\ \Delta U_B &\neq 0 \\ \Delta U_C &\neq 0 \end{aligned} \quad (1.31)$$

Les composantes symétriques, on déduit:

$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{1}{3} I_A \quad (1.32)$$

Où,

$$\begin{aligned} \Delta U_1 &= \frac{1}{3} (a \Delta U_B + a^2 \Delta U_C) \\ \Delta U_2 &= \frac{1}{3} (a^2 \Delta U_B + a \Delta U_C) \\ \Delta U_0 &= \frac{1}{3} (\Delta U_B + \Delta U_C) \end{aligned} \quad (1.33)$$

De la même manière que précédemment, les courants s'expriment,

$$I_1 = \frac{E - \Delta U_1}{Z_1}$$

$$\begin{aligned}
 I_2 &= \frac{-\Delta U_2}{Z_2}, \\
 I_0 &= \frac{-\Delta U_0}{Z_0}
 \end{aligned}
 \tag{1.34}$$

Ou bien

$$\begin{aligned}
 \Delta U_1 &= E_s - I_1 \cdot Z_{1S} \\
 \Delta U_2 &= -I_2 \cdot Z_{0S} \\
 \Delta U_0 &= -I_0 \cdot Z_{0S}
 \end{aligned}
 \tag{1.35}$$

Ces 3 équations permettent de définir respectivement, pour chaque composante les schémas équivalents :

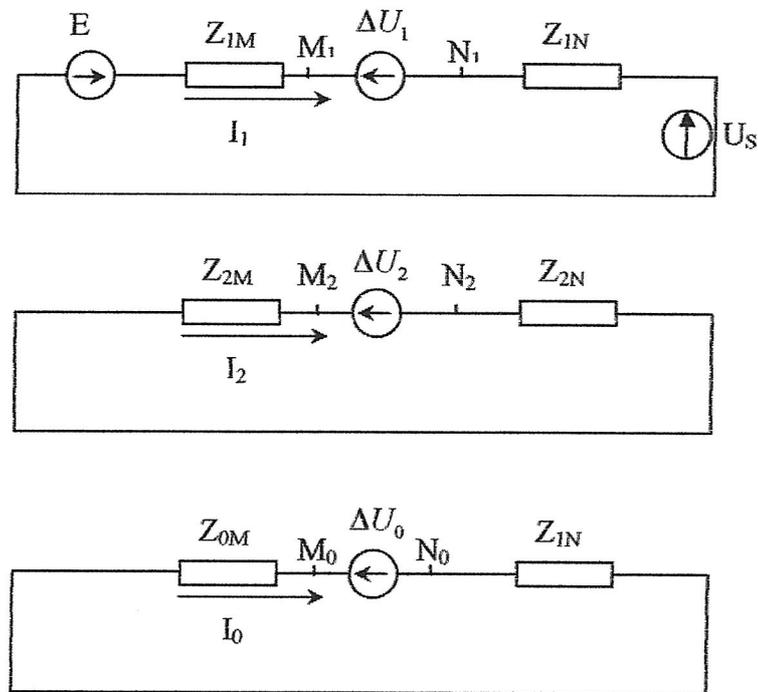


Figure 1.9 : Schémas électrique équivalent des trois composantes

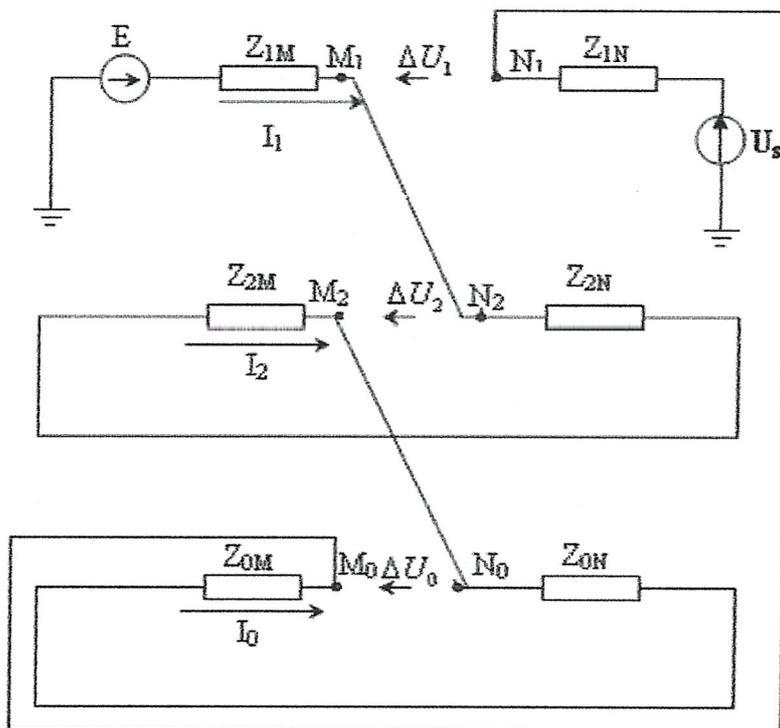
Où

$$\begin{aligned}
 Z_{1M} &= Z_{1G} + Z_{T11} & ; & & Z_{1N} &= Z_{T11} + Z_{1L} + Z_{T21} \\
 Z_{2M} &= Z_{1G} + Z_{T12} & ; & & Z_{2N} &= Z_{T12} + Z_{2L} + Z_{T22} \\
 Z_{0M} &= 0 + Z_{T10} & ; & & Z_{0N} &= Z_{T10} + Z_{0L} + Z_{T20}
 \end{aligned}
 \tag{1.36}$$

Avec :

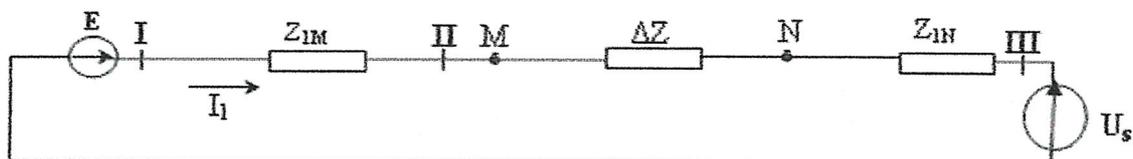
$$\begin{aligned}
 Z_1 &= Z_{1M} + Z_{1N} = Z_{1S} + Z_{T11} + Z_{1L} + Z_{T21} \\
 Z_2 &= Z_{2M} + Z_{2N} = Z_{2S} + Z_{T12} + Z_{2L} + Z_{T22} \\
 Z_0 &= Z_{0M} + Z_{0N} = Z_{0S} + Z_{T10} + Z_{0L} + Z_{T20}
 \end{aligned}
 \tag{1.37}$$

Le schéma complexe correspondant a deuxième cas est représenté par la figure 1.10



(a) Forme déployée.

Ce dernier schéma peut être réduit à une forme



(b) Forme réduite.

Figure 1.10 : Schéma équivalent Complexe

La tension  $\Delta U_1$  entre les bornes  $M_1$  et  $N_1$  rentre en même temps dans l'équation de la boucle directe et dans l'équation d'équilibre des boucle (en série) inverse et Homopolaire

$$\begin{aligned} \Delta U_1 &= E - I_1 \cdot Z_{1S} \\ \Delta U_2 &= I_2 \cdot Z_2 + I_0 \cdot Z_0 \end{aligned} \tag{1.38}$$

Mais puisque :

$$I_1 = I_2 = I_0 \tag{1.39}$$

Alors

$$\Delta U_1 = I_1 \cdot (Z_2 + Z_0) = I_1 \cdot \Delta Z \tag{1.40}$$

$$\Delta Z = Z_0 + Z_2 \tag{1.41}$$

## 1.6. Paramètres électrique des éléments de la liaison.

Pour des longueurs n'excédant pas les 300 Km, la ligne est donnée par ces paramètres concentrés .mais pour des longueurs  $L > 300$  Km, on doit tenir d' effet de la répartition des paramètres. Pour l'analyse des régimes asymétriques il est nécessaire de déterminer les paramètres de système pour schémas direct, inverse et homopolaire.

### 1.6.1. Réactances.

Dans les réseaux haute tension les réactances sont, en générale beaucoup plus grandes que les résistances actives. Pour cette raison, pendant les analyses, on néglige souvent les résistances actives.

Pour les lignes les impédances directe et inverse sont égales, mais l'impédance homopolaire, est égale trois fois celle directe.

$$\begin{aligned} Z_1 &= Z_2 \\ Z_0 &= 3Z_1 \end{aligned}$$

Si les paramètres de construction de la ligne sont donnés, les différentes impédances peuvent être déterminées par les valeurs linéiques [ ],

$$X_0 = \left[ 0,1445 \log \frac{D_m}{r_c} + \frac{0,016}{n} \right] \quad [\Omega]$$

$D_m$  : Distance moyenne géométrique entre les phases

$$D_m = \sqrt[3]{d_{12} \cdot d_{13} \cdot d_{23}} = 1,26 d \quad \text{: Pour une configuration en nappe.}$$

$$D_m = \sqrt[3]{d^3} = d \quad \text{: Pour une configuration en triangle}$$

$n$  : nombre de conducteurs dans la phase en faisceau.

$$\text{Re } q = \sqrt[n]{r_c \cdot d_m^{n-1}} \quad \text{: Quand } n \leq 3.$$

$$\text{Re } q = \sqrt[n]{r_c \cdot \prod_{i=2}^n a_{1i}} \quad \text{: Quand } n > 3.$$

Où ;  $d$  : la distance entre phases,

$d_m$  : distance moyenne géométrique, entre conducteurs d'un faisceau,

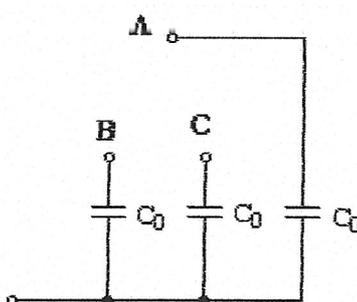
$a_{1i}$  : distance du conducteur « 1 » du faisceau jusqu'à celui  $i$ ,

$\prod_{i=2}^n$  : produit

$r_c$  : Rayon du conducteur du faisceau.

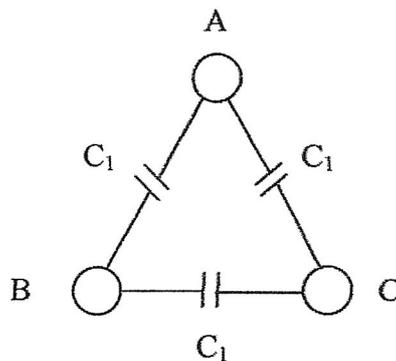
#### 1.6.4. Capacité.

La capacité de la ligne en régime symétrique est la capacité équivalente déterminée par les capacités entre phases et les capacités phases-terre



**Figure 1.11 :** La capacité de la ligne en régime symétrique

La capacité directe c'est celle entre les trois conducteur d'une ligne pris deux a deux (figure 1.12)



**Figure 1.12 :** La capacité directe de la ligne en régime symétrique

Soit :

$I$  : Le courant par phase.

$C_1$  : Capacité directe.

$U$  : Tension entre phases.

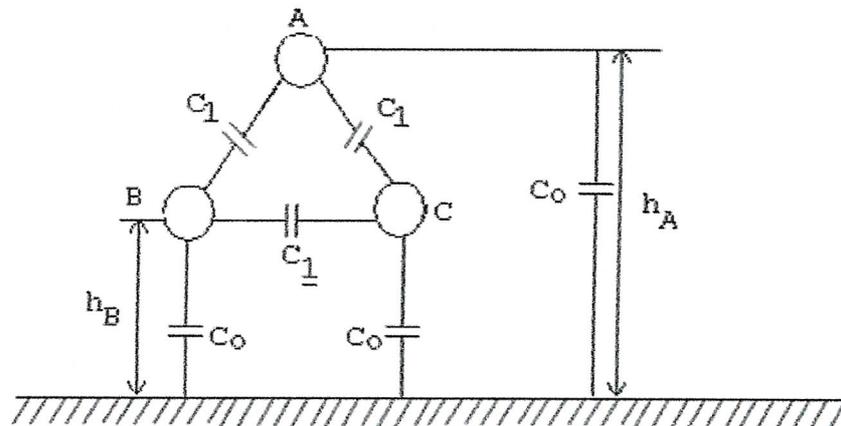
On peut écrire :

$$I = \frac{C_1 \omega U}{\sqrt{3}}, \text{ soit } C_1 = \frac{I\sqrt{3}}{U\omega}$$

La relation qui permet de calculer  $C_1$  à partir des caractéristiques géométriques d'une ligne triphasée est :

$$C_1 = \frac{1}{41.4 \log D/r} \text{ MF/Km}$$

- Capacité homopolaire :



**Figure 1.13 :** La capacité Homopolaire de la ligne en régime symétrique

$h$  : La hauteur moyenne géométrique des conducteurs au dessus de sol.

$$h = \sqrt{h_A h_B h_C}$$

La valeur moyenne à utiliser pour un calcul sur MT est :  $C_0 = 5000 \text{ PF/Km}$ .

### 1.6.4. Transformateur à deux enroulements.

L'impédance des transformateurs de grande puissance ou d'une machine tournante, est pratiquement égale à sa réactance, puisque la résistance active des enroulements est négligeable. Pour les transformateurs on peut fixer, en régime asymétrique, les caractéristiques suivantes :

- Les impédances directes et inverses sont égales.
- Les impédances homopolaires dépendent du mode de liaison des points neutres à la terre ou à un conducteur de retour.

#### 1.6.3.1. Réactance directe (ou inverse).

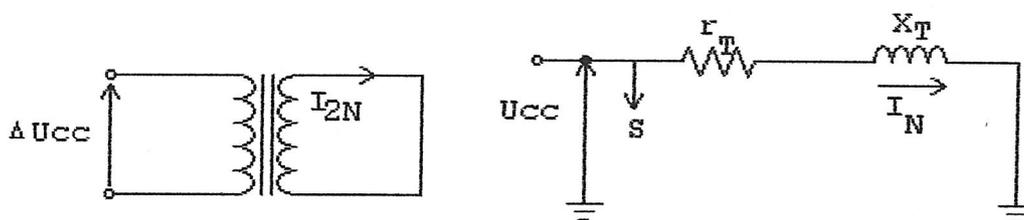


Figure 1.14 : Transformateur en court circuit

L'essai en court circuit du transformateur permet d'obtenir,

$$Z_T = \frac{\Delta U_{CC} \%}{100} \cdot \frac{U_N^2}{S_N}$$

Comme  $r_T \approx 0$  on peut mettre

$$X_T = \frac{\Delta U_{CC} \%}{100} \cdot \frac{U_N^2}{S_N}$$

La réactance directe de  $X_T$  est comprise entre 5% 14% pour les transformateurs/HT, est voisine de 4% pour les transformateurs MT/BT

#### 1.6.3.2. Réactance homopolaire.

Les courants homopolaires ne peuvent circuler dans les enroulements qui si ceux-ci sont couplés en étoile ou en Zig-Zag avec le point neutre relié soit au sol, soit à un conducteur de retour.

Dans ce qui suit, la réactance homopolaire est vue de l'enroulement secondaire, puisque les défauts considérés y sont localisés.

Secondaire couplé en triangle :

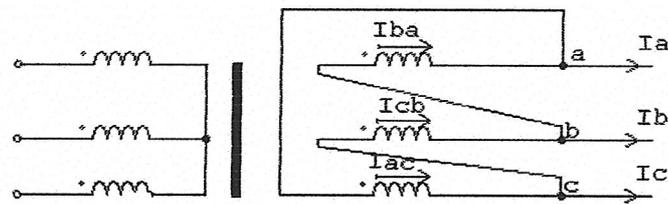


Figure 1.15 : Transformateurs triphasée secondaire couplé en triangle

$$I_a = I_{ba} - I_{ac}$$

$$I_b = I_{cb} - I_{ba}$$

$$I_c = I_{ac} - I_{cb}$$

$$I_0 = \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c) = 0, \quad Z_0 = \infty$$

Secondaire couplé en étoile :

Couplage  $\Delta/Y$

- Neutre isolé

Les courants homopolaires ne peuvent circuler entre l'enroulement secondaire et le sol.

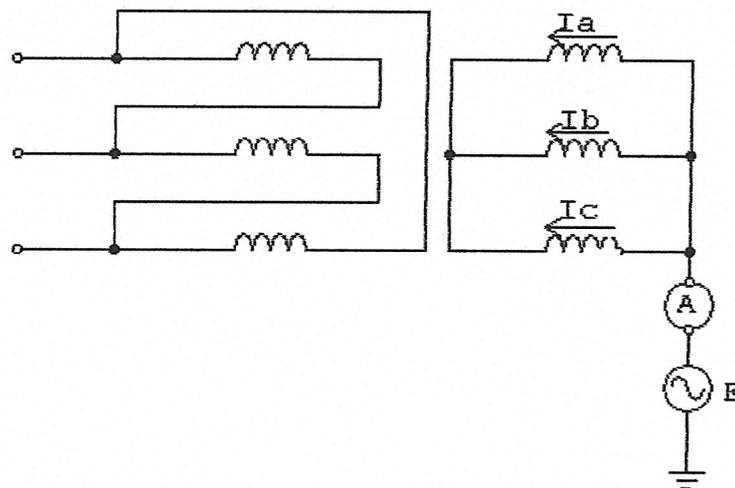


Figure 1.16 : Transformateur triphasé secondaire couplé en étoile

Puisque au secondaire

$$I_0 = \frac{1}{3}(I_a + I_b + I_c) = 0$$

$$I_a + I_b + I_c = 0 ; Z_0 = \infty$$

#### 1.6.4. Réactances des machines synchrones.

##### 1.6.4.1. Réactance directe.

Si l'on désigne par "E" la force électromotrice à vide de l'alternateur et par "I<sub>cc</sub>" la valeur moyenne de l'intensité du courant de court-circuit au stator durant le régime transitoire.

Le quotient  $E/I_{cc}$  représente la réactance directe de l'alternateur. La réactance directe  $X_d^{**}$  est donnée par rapport à la valeur nominale,

$$X_N = \frac{U_N^2}{S_N} = \frac{E_N^2}{S_N}$$

$U_N$  - Tension nominale composé ;

$S_N$  - La puissance nominale ;

##### 1.6.4.2. Réactance inverse.

Le champ produit par les courants inverses, a un sens de rotation opposé à celui de directe. L'alternateur et balaie toute la périphérie du rotor. La réactance inverse est donc celle qui correspond aux fuites magnétiques entre le stator et la périphérie du rotor, cette réactance inverse est généralement plus faible que la réactance directe ; elle est estimée voisine de 20%.

##### 1.6.4.3. Réactance homopolaire.

La réactance homopolaire est infinie si les courants homopolaires ne peuvent circuler dans le stator, ce qui est le cas pour un alternateur dont le point neutre est isolé  $X_0 = \infty$ .

## Analyses des caractéristiques de la liaison.

- 2.1. INTRODUCTION.
- 2.2. DÉFINITION DE LA STABILITÉ TRANSITOIRE D'UN RESEAU.
- 2.3. MODÈLE ELECTROMÉCANIQUE DE LA MACHINE SYNCHRONE (ÉQUATION DE MOUVEMENT).
- 2.4. CARACTÉRISTIQUE DE PUISSANCE DE LA MACHINE SYNCHRONE CONNECTÉE A UN SYSTÈME DE PUISSANCE INFINIE.
- 2.5. PROCÉDURE D'ÉVALUATION DES CARACTÉRISTIQUES TRANSITOIRE.
  - 2.5.1. Règle des aires.
  - 2.5.2. Méthode des intervalles successifs.

## 2.1. Introduction.

Usuellement la puissance fournie par l'ensemble des machines compense exactement la totalité des puissances demandées et les pertes dans le réseau. Tant qu'aucune perturbation n'affecte le système, les écarts entre les angles internes des différents alternateurs demeurent constants. L'apparition d'un défaut provoque une rupture entre la production et la consommation, Dans ce chapitre, nous étudions l'analyse des caractéristiques de la liaison

## 2.2. Définition de la stabilité transitoire d'un réseau.

La stabilité d'un système électrique est définie, en général par sa capacité de rester dans état d'équilibre après l'apparition d'une petite perturbation et de revenir dans un état d'équilibre acceptable après l'apparition d'une forte perturbation.

D'un point de vue pratique, un réseau d'énergie électrique est dans état d'équilibre si tous les générateurs qu'il contient ont un fonctionnement synchrone. [9]

L'analyse de la stabilité transitoire des réseaux électriques s'intéresse aux conséquences de perturbations, fortes ou brutales, qui surviennent dans un réseau initialement stable.

On distingue essentiellement, les perturbations fortes suivantes :

- Modification brusque de charges importantes,
- Court circuits,
- Rupture de lignes fortement chargées,
- Pannes de transformateurs,
- Pannes de générateurs.

## 2.3. Modèle électromécanique de la machine synchrone (Équation de mouvement)

Le mouvement mécanique du rotor de la machine est décrit par l'équation connue (2.1) d'équilibre électromécanique, entre couples,

En unité relatives,

$$\Delta M^* = M_0^* - M_m^* \cdot \sin \delta_0 = T_j \cdot \alpha \quad (2.1)$$

Ou',  $\Delta M$  : écart du couple appliqué au rotor qui, en régime statique, est nul :

$M_0$  : Le couple mécanique appliqué au rotor, d'accélérateur ;

$M_m \sin \delta_0$  : Le couple électromécanique appliqué au rotor, de freinage ;

$T_j$  : Constante d'inertie ;

$\alpha$  : Accélération du rotor.

Le couple en fonction de puissance s'exprime

$$M = \frac{P}{\omega} \quad (2.2)$$

Pendant le traitement des régimes transitoires, des liaisons on utilise, les unités relatives. Le couple de transition peut être exprimé par rapport à celui développé en régime permanent initial ;

$$M^* = \frac{M}{M_0} = \frac{P}{\omega} \frac{\omega_0}{P_0} = \frac{P^*}{\frac{\omega_0 + \Delta\omega}{\omega_0}} = \frac{P^*}{1 + \Delta\omega^*} \quad (2.3)$$

Où,  $\omega = \omega_0 + \Delta\omega$  : la vitesse développée en régime transitoire ;

$\Delta\omega$  : Écart correspondant dont le rapport avec d'une  $\omega_0$  est négligeable,  $\Delta\omega_0 \ll \omega_0$  et  $\Delta\omega^* \approx 0$ .

On peut mettre, alors, approximativement :

$$\text{Ou bien,} \quad \begin{aligned} M^* &= P^* \\ \Delta M^* &= \Delta P^* \end{aligned} \quad (2.4)$$

Ainsi, sachant que

$$\alpha = \frac{d^2\delta}{dt^2} \quad (2.5)$$

On peut écrire l'équation de mouvement du rotor sous la forme

$$T_j \cdot \frac{d^2\delta}{dt^2} = p_0 - p_m \sin \delta = \Delta P \quad (2.6)$$

où, toutes les grandeurs sont exprimées en unités relatives  $rd$ ,

$$[T_j] = [t] = [\delta] = rd \quad (2.7)$$

$$[\Delta P] = 1$$

Le passage des unités naturelles aux unités relatives, s'effectue comme suit :

En unités naturelles, on peut poser

$$\Delta M = M_0 - M_m \sin \delta = J \cdot \alpha \quad (2.8)$$

$J$  : Le moment d'inertie.

En fonction des puissances, on exprime,

$$\frac{1}{\omega_0} (P_0 - P_m \sin \delta) = J \cdot \alpha \quad (2.9)$$

De même, en unités relatives

$$\frac{(P_0 - P_m \sin \delta)}{P_0} = \frac{\omega_0 \cdot J}{P_0} \cdot \alpha \quad (2.10)$$

Ou bien,

$$\Delta P^* = \frac{\omega_0 J}{P_0} \left( \frac{d^2 \delta}{dt^2} \right) \quad (2.11)$$

La conversion de l'angle  $\delta$  en degré ou en radian et la réduction du temps par unités (p.u) s'effectuée comme suit :

$$\frac{\delta(^{\circ})}{\delta(b)} = \delta(rd) \quad \text{et} \quad t(rd) = \frac{t(s)}{t(b)}$$

Ou,  $\delta(b)$ ,  $t(b)$  valeurs de base, respectivement, des facteurs de conversion du degré en radian et du temps correspondant au développement d'un angle de un radian sous la vitesse  $\omega_0$

$$\delta(b) = \frac{360 \cdot f}{\omega_0} \quad \text{et} \quad t(b) = \frac{T}{2\pi} = \frac{1}{\omega_0}$$

Supposons que dans (2.11)  $[\delta] = rd$  et  $[t] = s$  ; on peut alors écrire,

$$\Delta P^* = \frac{\omega_0 \cdot J}{P_0} \cdot \frac{d^2 \delta_{(rd)}}{d \left( \frac{1}{\omega_0^2} t_{rd} \right)^2} = \frac{\omega_0^3 J}{P_0} \cdot \frac{d^2 \delta_{(rd)}}{dt_{rd}^2} = T_J \cdot \frac{d^2 \delta_{(rd)}}{dt_{rd}^2} \quad (2.12)$$

L'équation des unités donne,

$$1 = [T_J] \cdot \frac{rd}{(rd)^2}$$

Ce qui donne,

$$[T_J] = rd$$

On vérifie ainsi l'expression (2.12) précédente.

**2.4. Caractéristique de puissance de la machine synchrone connectée à un système de puissance infinie.**

Considérons une machine synchrone débitant à travers les transformateurs  $T_1$  et  $T_2$  est connecté à un jeu de barre de puissance infinie par deux lignes parallèles comme le montre la figure (2.1)

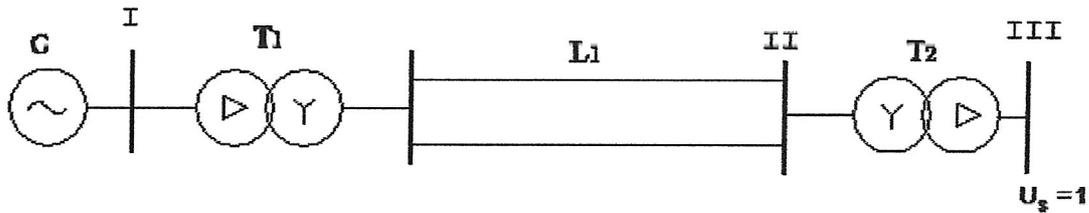


Figure 2.1 : Modèle de la Liaison [9]

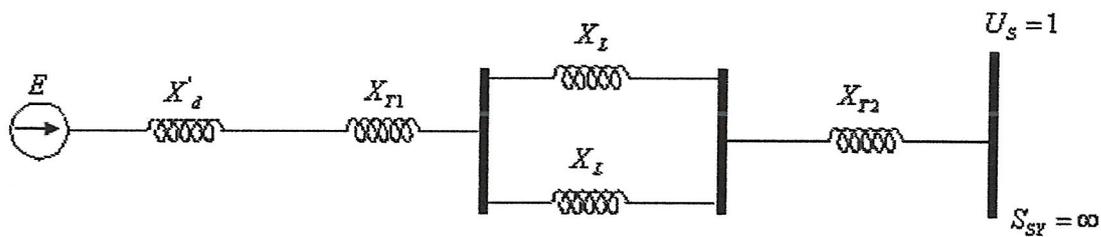


Figure 2.2 : Schéma équivalent de Principe

La réactance sommaire de la liaison est

$$X_{S1} = X'_d + X_{T1} + X_{T2} + X_{L/2} \tag{2.13}$$

A cette la liaison correspond la caractéristique "I" figure (2.3) d'expression

$$P = P_{mt} \sin \delta_0 \tag{2.14}$$

Ou',  $\delta_0$  l'angle initiale de transfert correspondant au régime permanent avant la perturbation.

Suite à la rupture d'une ligne, la réactance de la liaison change (augmente) et entraîne la machine vers un fonctionnement vers le fonctionnement sur la caractéristique "1" d'expression

$$P = P_{ml} \sin \delta \quad (2.15)$$

Le passage de la caractéristique "1" à celle "2" s'effectue travers une transition oscillatoire du rotor. Correspond, en fonction des caractéristiques de la liaison, cette transition peut être stable ou instable.

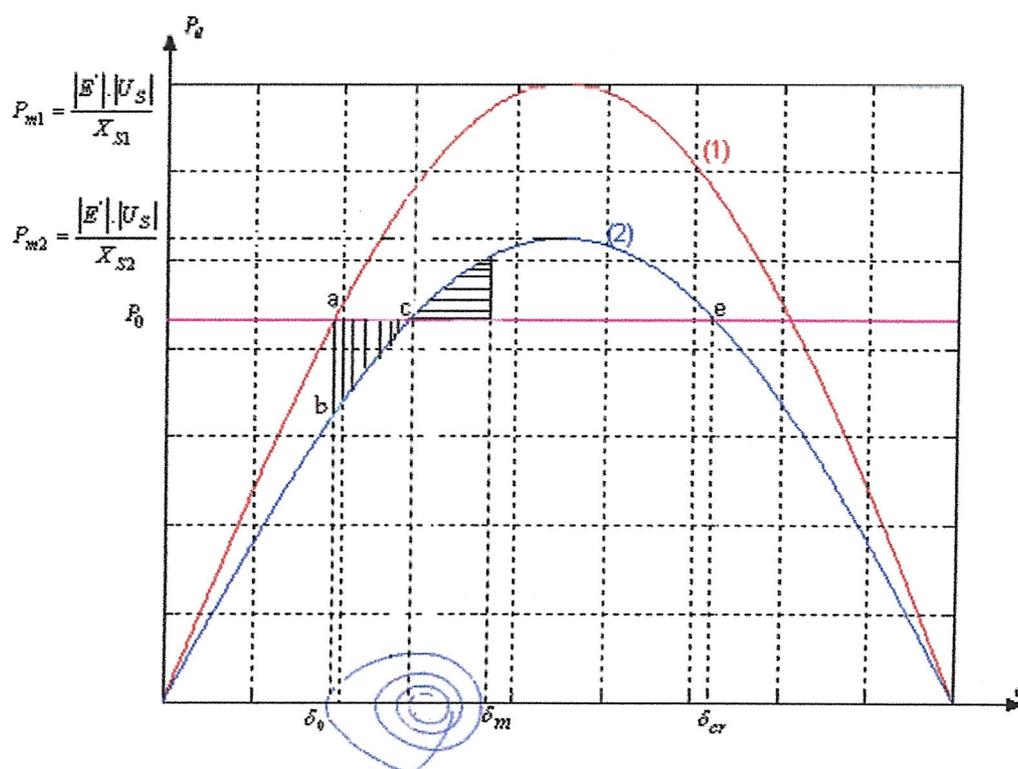
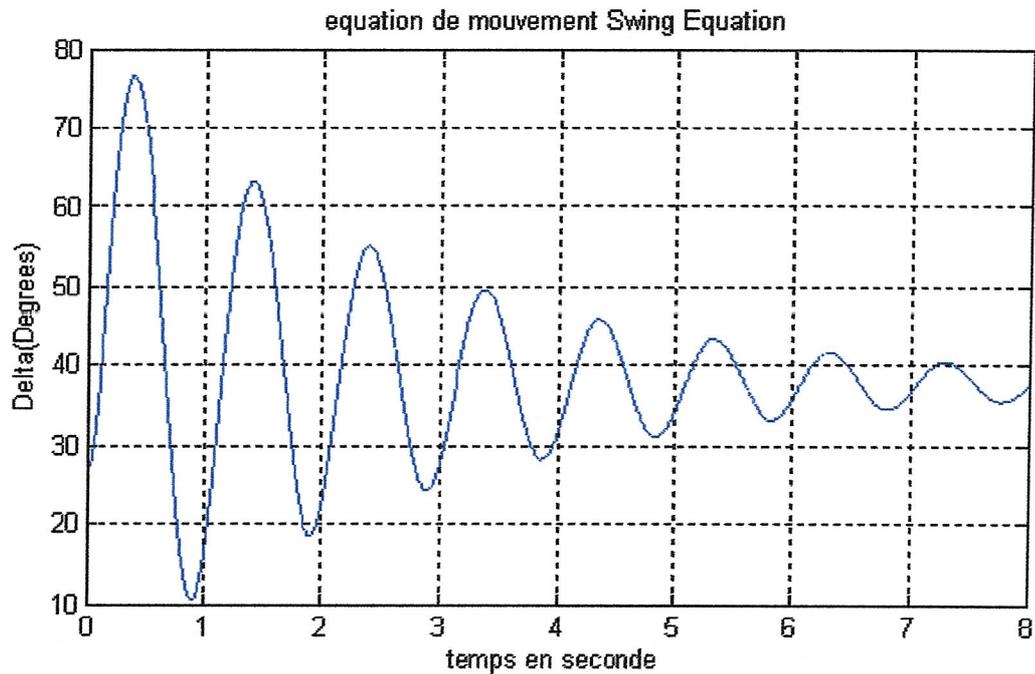


Figure 2.3 : Variation oscillatoire de l'angle  $\delta$

Les informations les plus importantes concernant la stabilité / l'instabilité transitoire s'obtiennent par l'examen des courbes d'oscillation qui représentent l'évolution en fonction de temps des angles relatifs des rotors des machines synchrones

On distingue (03) situations caractéristique :

**Le cas stable :** où l'angle rotorique, après quelques oscillations amorties prend une valeur constante correspondant au régime permanent post-perturbation [10]



*Figure 2.4 : réponse stable de l'angle  $\delta$  en fonction du temps [11]*

Le décroissement par palier de l'amplitude est déterminé par les pertes d'énergie lors d'oscillation de la fréquence de rotation de l'alternateur,

**Le cas instable :** à la première oscillation ou l'angle rotorique s'accroît continuellement en fonction du temps, et l'alternateur sort de synchronisme.

A un défaut donné l'apparition du défaut peut entraîner la machine vers le fonctionnement sur d'autres caractéristiques (2 et 3) ne présentant pas la réserve suffisante de freinage (figure 2.4)

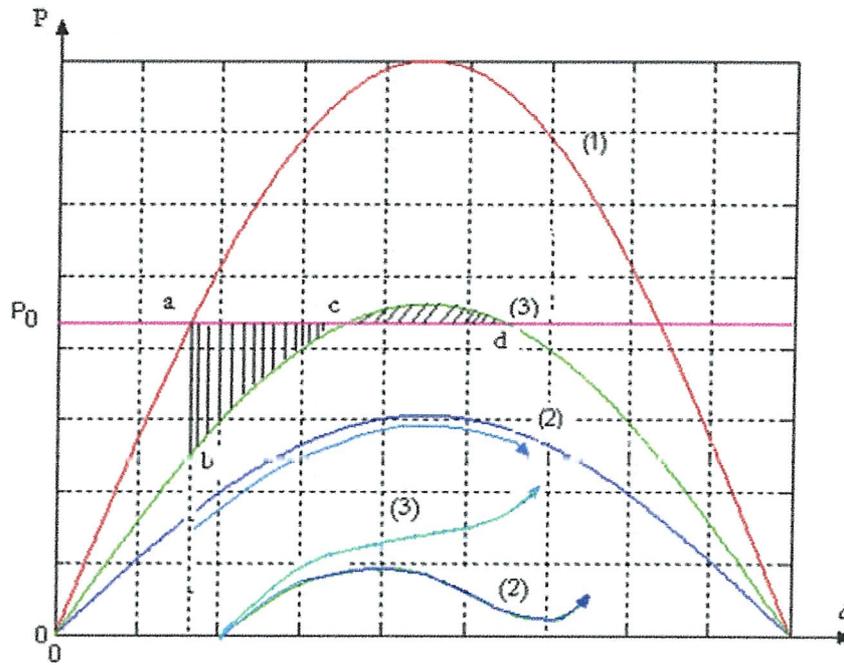


Figure 2.5 : Cas d'instabilité

Dans ce cas il est nécessaire de débrancher le défaut a temps l'allure de principe de la réponse  $\delta = f(t)$  est donnée par la figure.2.6

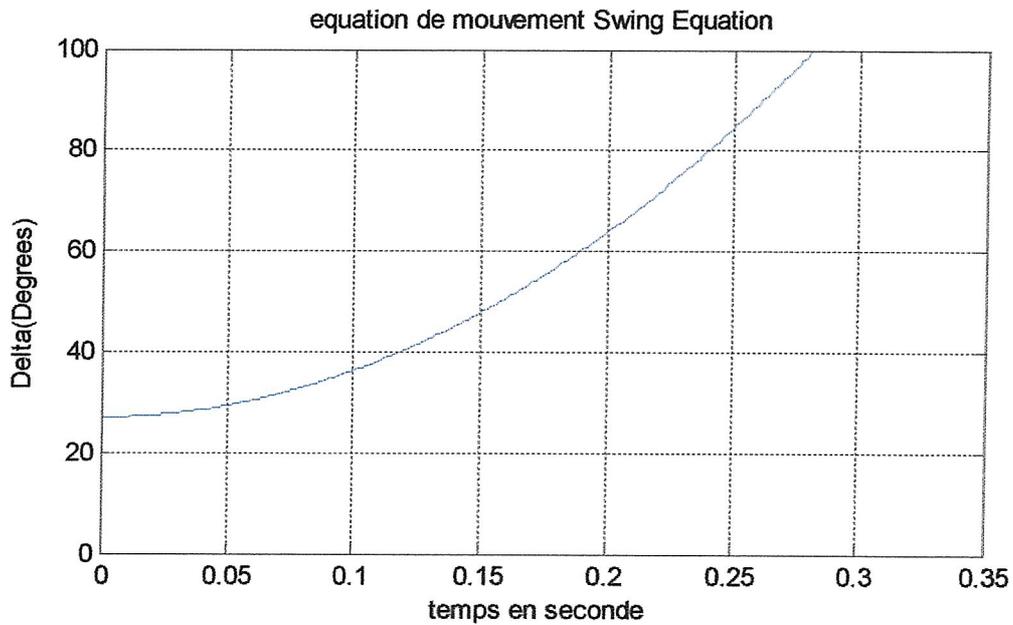


Figure 2.6 : Variation instable de l'angle  $\delta$  en fonction du temps

Au point "c" l'accélération du rotor s'annule, mais sous l'effet de l'inertie ce dernier l'angle  $\delta$  continue à augmenter. A partir du point "c" le rotor commence à subir un freinage développé par le couple de la machine. Si ce couple de freinage jusqu'au point "d" n'arrive pas à annuler l'inertie qui entraîne le rotor, et donc annuler l'écart  $\Delta\omega$  de la vitesse relative, le rotor se verra, juste après "d", soumis de nouveau à une accélération qui entraîne la machine vers la sortie du synchronisme.

Le freinage du rotor partir du point « c » diminuer le glissement, ce pendant l'angle en cette phase continue à s'accroître et s'il réussit  $\delta_{cr}$  au point « d » sur l'intersection de la branche tombant  $\delta$

## 2.5. Procédure d'évaluation des caractéristiques transitoire.

L'expression développée précédemment comporte un caractère non linéaire.

La solution de cette équation ne peut pas être explicitement trouvée,

Il est très difficile d'obtenir les solutions de forme littérale et, de ce fait l'intégration par ordinateur est devient indispensable.

A cet effet examinons les principales procédures utilisées pendant l'analyse de la stabilité transitoire dans les réseaux électriques. On utilise habituellement les notions des aires pour déterminer l'angle de débranchement et la méthode des intervalles successifs pour déterminé la réponse  $\delta = f(t)$ .

### 2.5.1. Règle des aires.

Cette Règle est utilisée pour l'évaluation de la réserve de la stabilité dynamique d'une machine .Elle est basée sur le fait que La réserve de l'énergie du freinage doit être au minimum égale à celle de l'accélération pendant la première alternance du régime – transitoire. Cet état correspond à un cas limite de stabilité. Si l'aire correspondante à cette réserve est insuffisante, on doit débrancher le défaut.

Les caractéristiques définies avant, pendant et après ce défaut, et leur comparaison par rapport à la caractéristique  $P = P_0$

$$T_j \frac{d\delta^2}{dt^2} = P_m - P_e = P_a$$

De la charge (turbine) permettent de donner un aperçu sur l'utilisation de la notion des aires équivalentes, (Figure. 2.8).

- ✓ Avant défaut :  $P_e = P_{m1} \cdot \sin\delta$
- ✓ durant défaut :  $P_e = P_{m2} \cdot \sin\delta$
- ✓ Après le défaut :  $P_e = P_{m3} \cdot \sin\delta$

L'un des but essentiels de l'analyse du régime transitoire électromécanique est la détermination des conditions limites de stabilité pour éviter à la machine la sortir du synchronisme .on doit en effet savoir l'angle limites de débranchement du défaut et le temps correspondant [13], pour réinstaller les conditions de stabilité. Pour cela, on doit déterminer l'angle  $\delta_{lim}$  et la caractéristique il est nécessaire, pour elle de déterminer l'angle  $\delta_{deb,l}$  ensuite la réponse transitoire  $\delta(t)$  pour en déduire terme  $t_d$  correspondant.

$$\delta = f(t) \tag{2.16}$$

Cette dernière équation représente la solution de l'équation différentielle du mouvement électromécanique du rotor.

Cette équation porte un caractère non linéaire et ne peut être résolu de manière explicité, pour se résolution on peut utiliser la méthode des intervalles successifs. Pour la détermination de l'angle limite, au de la duquel le maintien du défaut entraîne irréversiblement la sortie du synchronisme, on utilise d'équivalence entre les aires d'accélération et de freinage (figure.2.3) correspondantes aux couple appliqués au rotor.

L'aire  $F_{ac}$  Correspond à l'accélération du rotor ( $P_0 > P_e$ ) au point l'accélération s'annule

A partir du point « c » jusqu'au point « d » le rotor est soumis, en même temps l'inertie

préacquise pendant l'accélération et au couple de freinage ( $P_0 - P_e < 0$ ) au point d(e) l'écart  $\Delta\omega$  de la vitesse s'annule ( $\omega = \omega_0$ ) avec l'annulation de l'inertie, mais le couple de freinage est toujours différent de zéro, ce qui entraîne la variation de l'angle  $\delta$  dans le sens la diminution

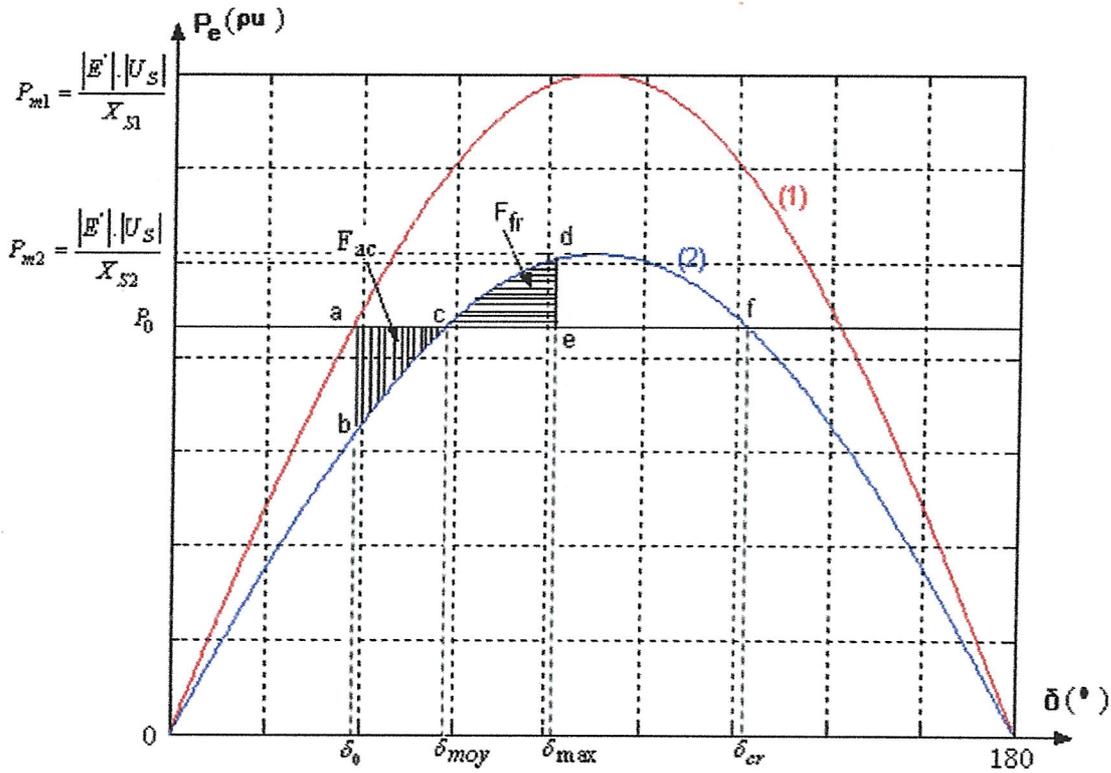


Figure 2.7 : Fondement du critère d'égalité des aires [12]

A partir de la loi de conservation de l'énergie, on suppose que l'air  $F_{ac}$  correspondante à l'énergie d'accélération, et l'air  $F_{fr}$  correspondante à l'énergie de freinage d'inertie préacquise, sont égale.

$$F_{ac} = F_{fr} \tag{2.17}$$

L'air  $F(d, f, e)$ , représentera alors une réserve de stabilité. De ce fait, les régimes de défaut caractérisés par l'égalité

$$F_{ac} = F(c, d, f, e, c) \tag{2.18}$$

mettent les machines à la limite de leur fonctionnement stable. Cette éventuelle situation justifie la nécessité de déterminer l'angle et le temps, dans ce cas limites, de débranchement correspondants.

Le cas limite, conformément l'expression (2.18) peut être réduit de l'équation ;

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{deb}} (P_0 - P_{mi} \sin \delta) d\delta = 0 \quad (2.19)$$

Où, l'indice "i" indique les caractéristiques, respectivement, pendant et après le défaut.

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{deb}} (P_0 - P_{m2} \sin \delta) d\delta + \int_{\delta_{deb}}^{\delta_{Cr}} (P_0 - P_{m3} \sin \delta) d\delta = 0 \quad (2.20)$$

Et donne, après l'intégration et transformation,

$$\delta_{deb} = \arccos \frac{P_0(\delta_{Cr} - \delta_0) \cdot \frac{\pi}{180} + P_{m3} \cdot \cos \delta_{Cr} - P_{m2} \cdot \cos \delta_0}{P_{m3} - P_{m2}} \quad (2.21)$$

Où  $\delta_{Cr} = \pi - \delta'_{03} = 180 - \arcsin\left(\frac{P_0}{P_{m3}}\right)$

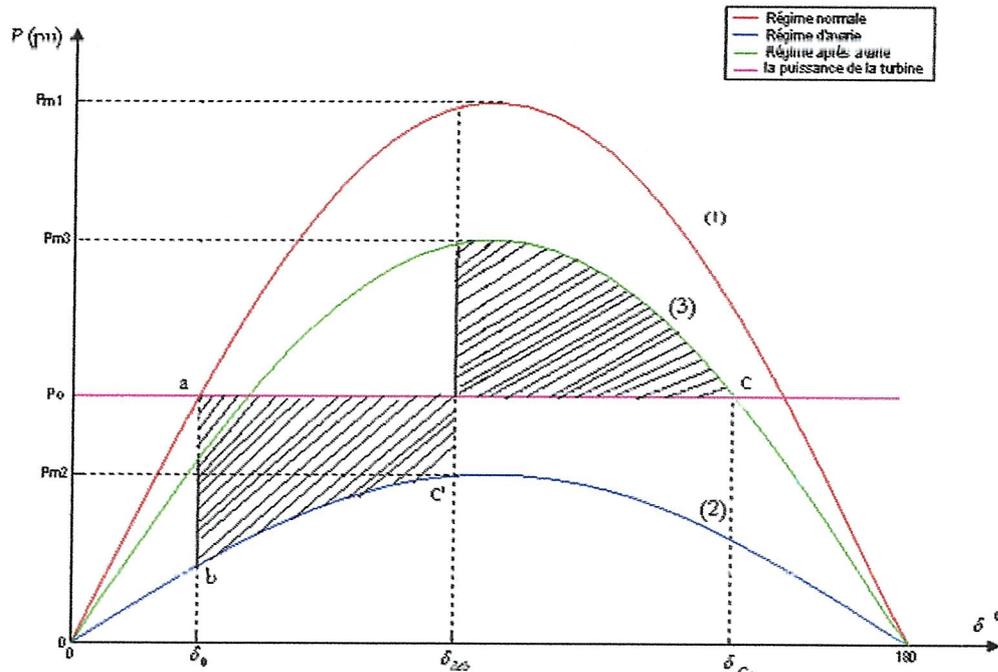


Figure 2.8 : Détermination de  $\delta_{deb,1}$

Ainsi pour que la machine garde sa stabilité, le défaut doit être débranché à un angle inférieur à celui " $\delta_{deb}$ " limite.

Pour cela, les machines sont équipées de système de contrôle et de régulation dans lesquels un des paramètres de fonctionnement et le temps de leurs réaction et exécution qui s'expriment par le débranchement du défaut.

Ce temps ne doit pas, dépasser, également, une valeur limite.

### 2.5.2. Méthode des intervalles successifs.

Cette méthode permet la résolution numérique des équations différentielles en discrétisant les équations et en résolvant pas à pas dans le domaine temporel. Les pas de temps sont de l'ordre de "5 ms" et la plage de temps simulée est de l'ordre de dizaines de seconde. [8]

La procédure consiste à découper l'intervalle du temps du régime transitoire à analyser les éléments  $\Delta t$  pour lesquels, on détermine successivement la variation de  $\delta$ . Le régime permanent avant la perturbation est défini par le point « a ».

A l'instant  $t_0 = 0$  de la perturbation, la puissance du générateur varie en faisant un écart avec  $P_0$  de  $\Delta P(0)$ . On suppose que cet écart reste constant pendant  $\Delta t$  donné. L'action de l'écart  $\Delta P$  de l'angle  $\Delta\delta(1)$  correspondant à  $\Delta\delta(1)$ .

Pour déterminer le temps de débranchement on doit résoudre l'équation de mouvement du rotor.

$$\Delta P = T_j \left( \frac{d\delta^2}{dt^2} \right) = P_0 - P m_2 \cdot \sin \delta \quad (2.22)$$

$T_j$  : Constant de temps du générateur.

En raison du caractère de l'équation on ne peut pas résoudre l'équation directement en fonction de  $\delta$  pour cette raison on utilise la méthode des intervalles successifs qui consiste en ce suit :

On calcul le coefficient K correspondant au pas  $\Delta t$ .

$$K = \frac{2\pi f}{T_j} \cdot (\Delta t)^2$$

Le coefficient est obtenu après conversion de l'angle, du temps et de la contrainte de temps, respectivement, on degré et seconde

Puisque tous les paramètres ont été réduits à un niveau de base donnée,  $T_j$  doit être, également, réduit ce niveau.

Ou :

$$T_{j(b)}^* = T_j \cdot \left( \frac{S_n}{S_b} \right)$$

A l'instant du défaut, l'écart de puissance qui amène le rotor et correspond l'intervalle 1"s'exprime,

$$\Delta P(0) = P_0 - P(0) = P_0 - P m_2 \cdot \sin \delta_0$$

L'écart correspondant de l'angle  $\Delta\delta(1)$  développé s'exprime

$$\Delta\delta(1) = K \cdot \Delta P(0) / 2$$

L'angle de la correspond au premier intervalle

L'écart de la puissance au début de l'intervalle (1)

$$\Delta P(0) = P_0 - P(0) = P_0 - P_{m2} \cdot \sin \delta_0$$

L'angle de la correspond au premier intervalle

$$\Delta \delta(1) = K \cdot \Delta P(0) / 2$$

L'angle  $\delta(1)$  correspondant sera alors

$$\delta(1) = \delta_0 + \Delta \delta(1)$$

En insérant la valeur de  $\delta(1)$  dans l'expression de  $\Delta P$ , on obtient :

$$\Delta P(1) = P_0 - P_{m2} \cdot \sin \delta(1)$$

Où  $\Delta P(1)$  : écart entre les puissance du générateur et de la turbine l'entrée du deuxième intervalle. La réalisation de l'équilibre dans le deuxième intervalle,

$$\Delta \delta(2) = \Delta \delta(1) + K \Delta P(1)$$

On peut constater que les écarts de  $\delta$  correspondants à intervalles de temps égaux, ne sont pas égaux ;  $\Delta \delta(2) > \Delta \delta(1)$  .  $\Delta \delta(1)$  et  $\Delta \delta(2)$  cette différence est due au fait que la vitesse initiale l'entrée du deuxième intervalle est différente de zéro.

L'angle  $\delta$  correspondant sera donc :

$$\delta(2) = \delta(1) + \Delta \delta(2)$$

La valeur de  $\delta(2)$  permet de définir :

$$\Delta P(2) = P_0 - P_{m2} \cdot \sin \delta(2)$$

La valeur de l'écart  $\Delta P(2)$  définit l'accélération qui, à son tour, permet de déterminer :

$$\delta(3) = \Delta \delta(2) + K \cdot \Delta P(2)$$

Ainsi de suit.....

Si au début d'un intervalle « n » la ligne en défaut est débranchée en faisant passer l'écart de puissance passe de  $\Delta P'(n-1)$  à  $\Delta P''(n-1)$  (Figure 2.10), l'écart correspondant sera défini comme suit :

$$\Delta\delta(n) = \Delta\delta(n-1) + K/2 [\Delta P'(n-1) + \Delta P''(n-1)]$$

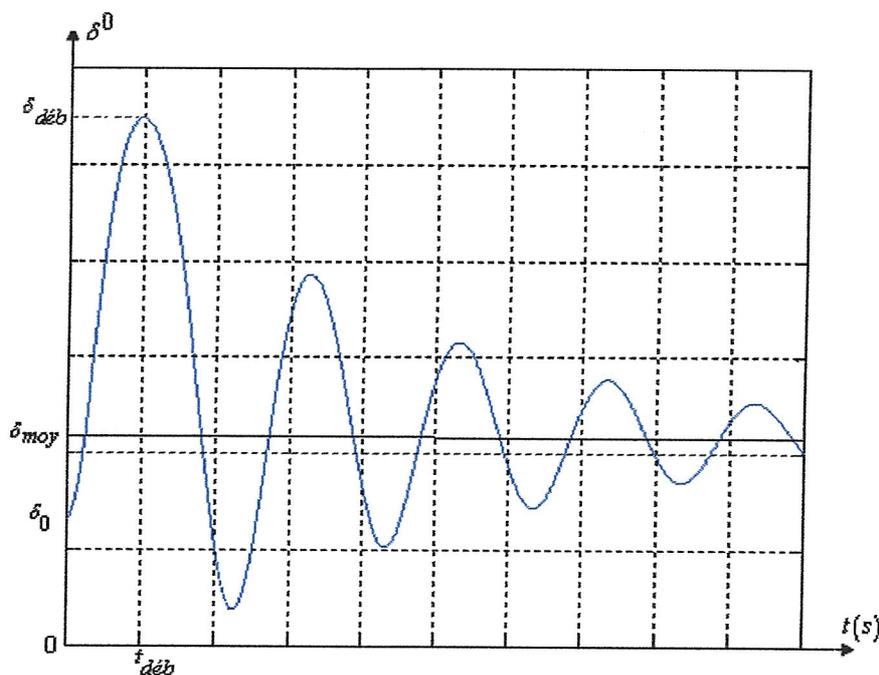
D'une manière générale, sauf le cas de discontinuité

$$\Delta\delta(m) = \Delta\delta(m-1) + K\Delta P(m-1)$$

Le calcul continue jusqu'à ce que  $\delta$  commence à diminuer (stabilité) ou bien jusqu'à ce que l'on soit sur,  $\delta$  continuant à augmenter, que la machine sort du synchronisme.

Les résultant, de calcul permette de relever la courbe  $\delta = f(t)$  (Figure 2.8)

La valeur calculée de l'angle de débranchement  $\delta_{deb,l}$  par la méthode des aires permet de ++déterminer le temps de débranchement correspondant



**Figure 2.9:** Obtention du temps de débranchement à partir de l'angle de débranchement



## Analyses des effets des perturbations sur les caractéristiques statiques de la machine synchrone.

- 3.1. INTRODUCTION.
- 3.2. DONNÉES DU MODÈLE ÉTUDIÉ.
- 3.3. DÉTERMINATION DES PARAMETRES DU MODÈLE.
- 3.4. ANALYSES DES EFFETS DES RUPTURE DES PHASES.
  - 3.4.1. Effets de rupture d'une phase..
    - 3.4.1.1. Régime normal.
    - 3.4.1.2. Régime pendant la rupture d'une phase
    - 3.4.1.3. Régime avec une seule ligne.
  - 3.4.2 Effets de rupture de deux phases.
    - 3.4.2.1. Détermination de  $\delta_{deb}$  et  $t_{deb}$ .
- 3.5. EFFETS DES COURT CIRCUITS.
  - 3.5.1. Effets du court circuit triphasé symétrique.
  - 3.5.2. Effets du court circuit biphasé à la terre.
  - 3.5.3. Effets du court circuit biphasé non à la terre.
  - 3.5.4. Effets du court circuit monophasé.
- 3.6. COMPARAISON DES CARACTÉRISTIQUES LIMITES DE DÉBRANCHEMENT.
- 3.7. CONCLUSION.

### 3.1. Introduction.

Pour étudier et évaluer l'effet des perturbations sur les caractéristiques de la machine, il est nécessaire de déterminer la réactance de liaison, essentiellement, pour trois régimes :

- Régime normal avant perturbation,
- Régime pendant la perturbation,
- Régime après débranchement de la perturbation.

Les caractéristiques ainsi définies, permettent de déterminer les conditions limites à réaliser pour que la machine conserve sa stabilité. Du fait que la liaison est de type simple, la caractéristique de la machine est définie par l'expression simple

$$P = P_m \cdot \sin \delta \quad (3.1)$$

### 3.2. Données du modèle étudié.

Nous avons considéré pour notre étude une machine synchrone débitant à travers les transformateurs  $T_1$  et  $T_2$  et connectée à un jeu de barre de puissance infinie par deux lignes parallèles comme le montre la (figure 3.1).

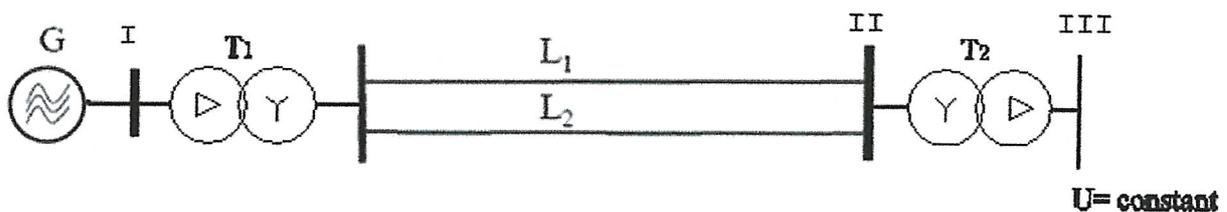


Figure 3.1 : Modèle de la liaison

Les données du réseau sont représentées dans les tableaux suivants

#### a. Données techniques des générateurs

Générateur	$P_m$ (MW)	$\cos \varphi_N$	$U_N$ (KV)	Nombre de G
G1	75	0,85	13,8	4

**b. Transformateurs**

$T_i$	$S_N$ (MVA)	$U_N$ (KV)	$U_m$ (KV)	$U_b$ (KV)	$\Delta U_{cc}\%$	Nbre de T
1	125	242	/	13,8	11	4
2	200	230	121	11	11	2

**C. Paramètres de la ligne**

Longueur	$X_1$ (( $\Omega$ /Km))	$X_0$ (( $\Omega$ /Km))
L1=L2=210Km	0,41	1,23

Pour le régime initial du système on a :

paramètre	$P_N$ (MW)	$C \cos \varphi_N$	$P_0$ (MW)	$C \cos \varphi_0$
Valeur	1250	0,93	260	0,9

Données spécifiques des générateurs en unités relatives par rapport à  $X_N$

$G_i$	$T_{j,s}$	$T_{d0,s}$	$X_d$	$X_q$	$X'_d$	$X_2$	$X_0$
1	3,6	6,8	0,91	0,56	0,33	0,23	0,12

**Expression des paramètres en unités relatives de base**

Les calculs des différents régimes des réseaux électriques peuvent s'effectuer en utilisant l'unité naturelle des grandeurs ou bien leurs unités relatives.

- ✓ Les unités relatives offrent des commodités de calcul et d'analyse plus pratiques.

Chaque élément du système est caractérisé par ses grandeurs nominales ;

$$S_N = \sqrt{3} I_N \cdot U_N$$

$$U_N = \sqrt{3} I_N \cdot X_N$$

Toutes les autres valeurs de ces grandeurs peuvent être définies relativement aux valeurs nominales comme suit;

$$S^*(N) = S/S_N \quad ; \quad U^*(N) = U/U_N \quad ;$$

$$I^*(N) = I/I_N \quad ; \quad X^*(N) = X/X_N \quad ;$$

Ce qui donne :

$$S^* = U^* \cdot I^* \quad ;$$

$$U^* = Z^* \cdot I^* \quad ;$$

Mais, en principe, ces grandeurs peuvent être évaluées en unités relatives par rapport à des valeurs de base  $(S_b, I_b, U_b, X_b)$  quelconques,

$$S_b = \sqrt{3} I_b \cdot U_b \text{ (MVA)}$$

$$U_b = \sqrt{3} I_b \cdot Z_b \text{ (KV)} \Rightarrow Z_b = \frac{U_b}{\sqrt{3} \cdot I_b} = \frac{U_b^2}{S_b}$$

Ce qui permet d'exprimer pour les valeurs réelles relativement au niveau de base ;

Valeur réduite

$$X_{(b)} = \frac{U_b^2}{U_{NI}^2} \cdot X_{(NI)}$$

Valeur relative

$$X_{(b)}^* = \frac{X_{(b)}}{X_b} = \frac{U_{NI}^2}{U_{NI}^2} \cdot X_{(NI)} \cdot \frac{S_b}{U_b^2}$$

Mais,

$$X_{(NI)} = X_{(NI)}^* \cdot X_{NI}$$

Ce qui donne,

$$X_{(b)}^* = X_{(NI)}^* \cdot \frac{U_{NI}^2}{S_N} \cdot \frac{S_b}{U_{NI}^2} = X_{(NI)}^* \cdot \frac{S_b}{S_N}$$

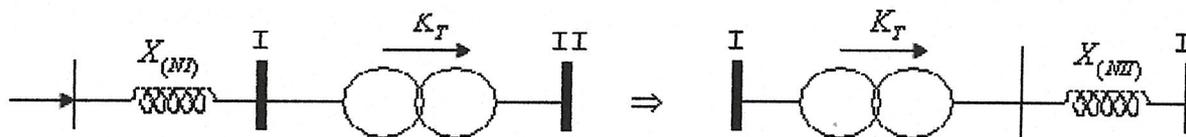
Pour réaliser le calcul en unités relatives on doit choisir d'abord la puissance ( $S_b$ ) et la tension ( $U_b$ ). Les grandeurs  $S_b$ ,  $U_b$  peuvent être choisies en principe arbitrairement mais en pratique on choisit des valeurs commodes :

$$S_b = 100, 1000, 10.000, \dots$$

$U_b$  : Tension moyenne ou nominale de l'échelle des niveaux de tension du système électrique.

Soit:  $S_b = 300 MVA$  ;  $U_b = U_{bIII} = 115 KV$

**Principe de la réduction**



$$K_T = \frac{U_{MI}}{U_{MII}} ; \frac{U_{MI}^2}{X_{(MI)}} = \frac{U_{MII}^2}{X_{(MII)}} \Rightarrow X_{(MII)} = \frac{U_{MI}^2}{U_{MII}^2} \cdot X_{(MI)} = X_{(MI)} \cdot \frac{1}{K_T^2}$$

Où :  $X_{(MII)}$  la valeur réduite de X du niveau I au niveau II

Après la réduction on obtient,

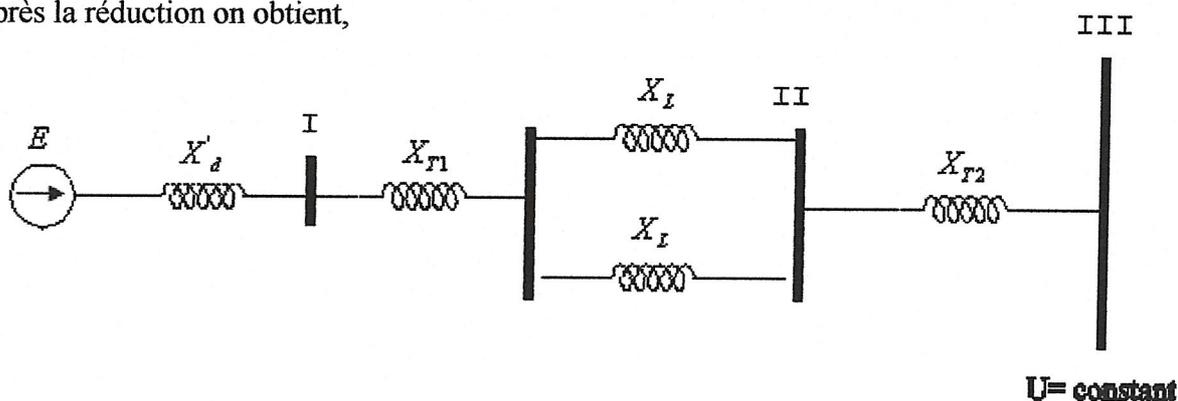


Figure 3.2 : Schéma équivalent

### 3.3. Détermination des paramètres du modèle.

Dans le cas considéré, la tension de base donnée  $U_b = U_N = U_{bIII}$  correspondante au niveau III, est différente de  $U_{NIII} = 121KV$  ( $U_N = U_{bIII} = 115KV$ ); et on doit en tenir compte pendant la détermination des paramètres des éléments. C'est à dire, on doit d'abord déterminer les valeurs de base correspondantes aux différents niveaux (I, II).

Principe,

$$\frac{U_{NI}}{U_{NII}} = \frac{U_{bI}}{U_{bII}}$$

Au niveau II

$$\frac{U_{NIII}}{U_{NII}} = \frac{U_{bIII}}{U_{bII}} \Rightarrow U_{bII} = \frac{U_{NII}}{U_{NIII}} \cdot U_{NIII}$$

Ou' :  $U_{NII}$  : La valeur nominale de la tension du transformateur  $T_2$  sur le niveau II

$U_{NIII}$  : Celle sur le niveau III

$$U_{bI} = \frac{U_{NI}}{U_{NII}} \cdot U_{bII} = \frac{U_{NI}}{U_{NII}} \cdot \frac{U_{NII}}{U_{NIII}} \cdot U_{bIII}$$

$$U_{bII} = \frac{U_{NII}}{U_{NIII}} \cdot U_{bIII}$$

Application

$$U_{bI} = 115 \cdot \left( \frac{13,8}{242} \right) \cdot \left( \frac{230}{121} \right) = 12,4653 \text{ KV}$$

$$U_{bII} = 115 \cdot \left( \frac{230}{121} \right) = 218,5950 \text{ KV}$$

**Les réactances :**

**a- Générateurs**

$$S_N = \frac{P_N}{\cos \varphi_N}, \quad X_N^* = \frac{X}{X_N}, \quad X_N = \frac{U_N^2}{S_N}$$

$$X_b^* = \frac{X}{X_b}$$

$$X_b = \frac{U_{bi}^2}{S_b} \Rightarrow X_N^* = \frac{X_N^* X_N S_b}{U_{bi}^*}$$

$$X_{d(b)}^* = X_{(N)}^* \cdot \left( \frac{S_b}{S_N} \right) \cdot \left( \frac{U_{Ni}}{U_{bi}} \right)^2 \text{ ou } (X_b ; U_b \text{ reduite})$$

**Application**

$$\text{Exemple : G1 : } X_{d(b)}^* = 0,91 \left( \frac{300}{4,75} \right) \cdot 0,85 \cdot \left( \frac{13,4}{12,4653} \right)^2$$

Les résultats sont inscrits dans le tableau

Gi	$X_{d(b)}^*$	$X_{q(b)}^*$	$X_{d(b)}^*$	$X_{2(b)}^*$	$X_{0(b)}^*$
1	0,9480	0,5834	0,3438	0,2396	0,1250

**b- transformateurs**

L'expression de calcul de la réactance en unités relatives,

$$X_{T(b)}^* = \left( \frac{\Delta U_{CC} \%}{100} \right) \cdot \left( \frac{S_b}{n S_N} \right) \cdot \left( \frac{U_{Ni}}{U_{bi}} \right)^2$$

donne, respectivement, pour les deux transformateurs,

$$X_{T1(b)}^* = \left( \frac{11}{100} \right) \cdot \left( \frac{300}{4,125} \right) \cdot \left( \frac{242}{218,5950} \right)^2 = 0,0808$$

$$X_{T2(b)}^* = \left( \frac{10,5}{100} \right) \cdot \left( \frac{300}{2,200} \right) \cdot \left( \frac{230}{218,5950} \right)^2 = 0,0872$$

**C- ligne aérienne**

Les lignes aériennes sont données par leur réactance linéique et leur longueur. On peut ainsi exprimer et déterminer,

$$X_L^*(b) = X_0 \cdot L \left( \frac{S_b}{U_b^2} \right)$$

$$X_{Leq}^*(b) = X_0 \cdot L \left( \frac{S_b}{U_{bII}^2} \right)$$

$$X_{Leq1}^*(b) = \frac{0,41}{2} \cdot 210 \cdot \left( \frac{300}{218,5950^2} \right) = 0,2703$$

$$X_{Leq0}^*(b) = 0,2703 \cdot \left( \frac{1,23}{0,41} \right) = 0,8109$$

**3.4. Analyses des effets des ruptures des phases.****3.4.1. Effets de rupture d'une phase.****3.4.1.1. Régime normal.**

Les paramètres du régime normal sont définies comme suit,

$$X_S' = X_d' + X_{T1} + X_{Leq} + X_{T2} \quad (3.2)$$

$$E' = \sqrt{\left( U_S + \frac{Q_0 \cdot X_S}{U_S} \right)^2 + \left( \frac{P_0 \cdot X_S}{U_S} \right)^2} \quad (3.3)$$

$$\delta_0 = \arctg \frac{P_0 \cdot X_S}{U_S^2 + Q_0 \cdot X_S}$$

On détermine, donc, pour le modèle traité,

$$X_s = 0,3438 + 0,0808 + 0,2703 + 0,0872 = 0,7821 \text{ P.U.}$$

$$E_q' = \sqrt{\left(1 + \frac{0,4197 \cdot 0,7821}{1}\right)^2 + \left(\frac{0,8667 \cdot 0,7821}{1}\right)^2}$$

$$E_q' = 1,4912 \text{ (P.U.)}$$

$$\delta_0 = \arctg \frac{0,8667 \cdot 0,7821}{1 + 0,4197 \cdot 0,7821}$$

$$\delta_0 = 27,0366$$

et,

$$P_1 = \frac{|E'| \cdot |U_s|}{X_s} \cdot \sin \delta = \frac{1,4921 \cdot 1}{0,7821} \cdot \sin \delta$$

$$P_1 = 1,9067 \sin \delta$$

#### 3.4.2.1. Régime pendant la rupture d'une phase.

Dans le modèle considéré, la liaison est formée par deux lignes parallèles. La rupture peut avoir lieu sur la phase d'une seule ligne et dans ce cas, cette dernière est shuntée par la phase parallèle de l'autre ligne. Le but dans ce travail, n'est pas d'étudier les cas de structure de la ligne, mais d'étudier l'effet des ruptures sur les caractéristiques statiques de la machine. Pour cela il est plus simple d'examiner la rupture de la phase d'une ligne, l'autre étant débranchée. Dans ce cas, un régime après avarie sera considérée, par l'exemple, comme le branchement de la ligne saine, celle en défaut étant débranchée ; ou bien pour l'intérêt de l'analyse, on peut considérer la rupture de la phase de la ligne équivalente (ceci correspond à la rupture de deux phases correspondante en parallèle).

Dans le cas de rupture d'une phase, la réactance de liaison (figure 3.3), est déterminée conformément aux schémas, définis précédemment où :

$$\Delta Z = \frac{Z_2 \cdot Z_0}{Z_2 + Z_0}$$

Ou bien, pour les réactances

$$\Delta X = \frac{X_2 \cdot X_0}{X_2 + X_0}$$

Ou' ;  $X_2, X_0$  réactances sommaires des circuits, respectivement, inverse et homopolaire.

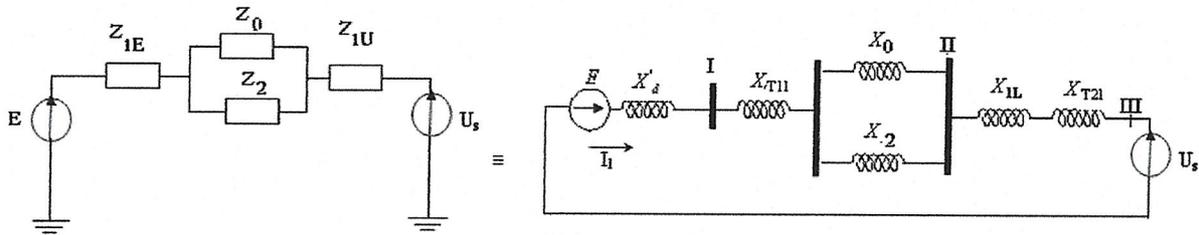


Figure 3.3 : Rupture d'une phase

Les impédances  $Z_2$  et  $Z_0$  sont indépendantes du lieu de rupture .Elles dépendent du nombre d'éléments dans leur circuit respectif. L'impédance  $Z_0$  dépend en plus du couplage du transformateur.

De même, l'impédance  $\Delta Z$  se trouve insérée en série dans le circuit direct l'impédance duquel ne dépend pas, également, du lieu de défaut. De ce fait, l'impédance de liaison est également indépendante du lieu de défaut.

Ainsi, en négligeant la résistance active, on peut écrire

$$\begin{aligned} Z_{1E} &= j(X'_{d1} + X_{T1,1}) \\ Z_{1U} &= j(X_{L,eq,1} + X_{T2,1}) \\ \Delta Z &= j \frac{X_2 \cdot X_0}{X_2 + X_0} \end{aligned} \tag{3.4}$$

Ou' ;

$$\begin{aligned} X_2 &= X'_{d,2} + X_{T1,2} + X_{L,eq,2} + X_{T2,2} \\ &= 0.2396 + 0.0808 + 0.2703 + 0.0872 \\ X_2 &= 0.6779 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 X_0 &= X_{T1,0} + X_{L,eq,2} + X_{T2,0} \\
 &= X_{T1,1} + X_{L,eq,0} + X_{T2,1} \\
 &= 0.0808 + 0.8109 + 0.0872 \\
 X_0 &= 0.9789
 \end{aligned}$$

Ce qui donne

$$\Delta X = 0.4005 P.U$$

On détermine, donc,

$$X_S = X'_d + X_{T1,1} + \Delta X + X_{L,eq,1} + X_{T2,1}$$

$$X_S = 0,3438 + 0,0808 + 0.4005 + 0,2703 + 0,0872 = 1,1826 P.U$$

et,

$$P_2 = \frac{|E'| \cdot |U_S|}{X_S} \cdot \sin \delta = \frac{1.4912.1}{1,1826} \cdot \sin \delta$$

$$P_2 = 1.2609 \sin \delta$$

### 3.4.2.1. Régime avec une seule ligne.

Pour l'intérêt de l'analyse comparative, on considère la liaison avec une ligne l'autre étant débranchée. Dans ce cas la réactance correspondante redevient,

$$X_S = X'_d + X_{T1} + X_L + X_{T2}$$

$$X_S = 0,3438 + 0,0808 + 0,5403 + 0,0872 = 1,0524 P.U$$

Ce qui donne pour la puissance,

$$P_3 = \frac{E' \cdot U_S}{X_S} \cdot \sin \delta$$

$$P_3 = 1,4169 \cdot \sin \delta$$

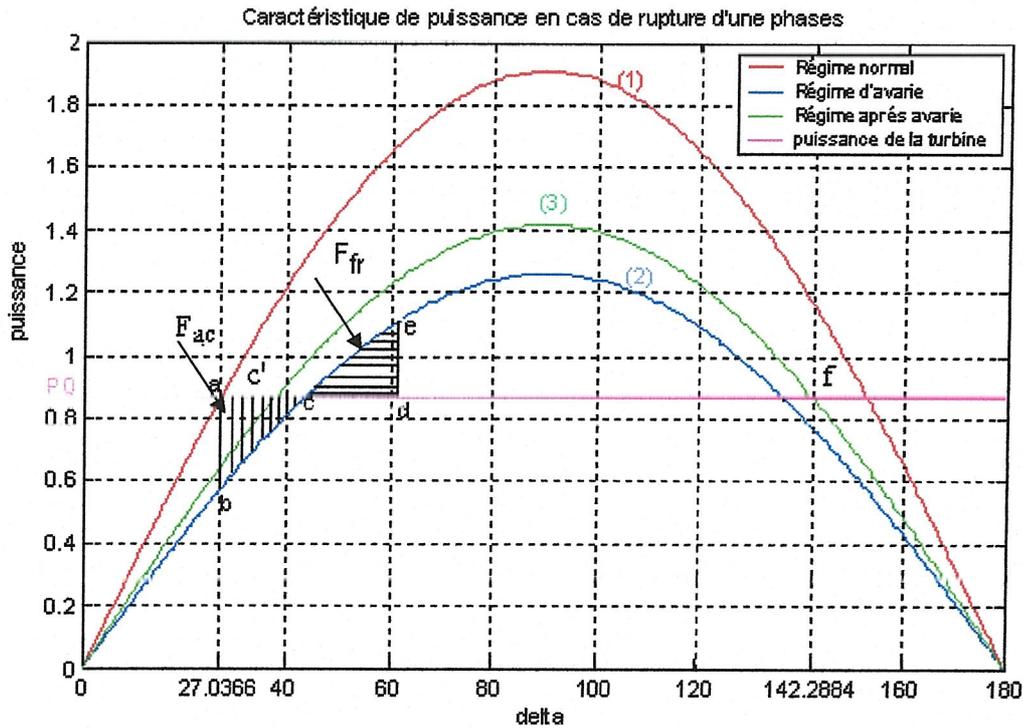


Figure 3.4 : Les caractéristiques de puissance  $P = f(\delta)$

Les caractéristiques  $P = f(\delta)$  montrent que le générateur garde sa stabilité après la rupture d'une phase et continue de fonctionner suivant la caractéristique " 2 "

Le régime après la perturbation s'établit de manière stable dans le régime " c' " du fait que la condition de stabilité est satisfaite  $F_{fr} > F_{ac}$ .

### 3.4.2. Effets de rupture de deux phases.

Dans ce cas l'impédance  $\Delta Z$  sera définie par les impédances  $Z_0$  et  $Z_2$  en série dont les valeurs, ainsi que celles de  $Z_{1E}$  et  $Z_{1U}$  sont les mêmes que dans le cas de la rupture d'une phase. Cependant leur structure fait changer la forme électromotrice  $E'$ , si on veut maintenir la même puissance.

Ainsi,

$$X_s = X_{1E} + X_2 + X_0 + X_{1U} \tag{3.5}$$

$$P = \frac{E' U}{X_s} \cdot \sin \delta$$

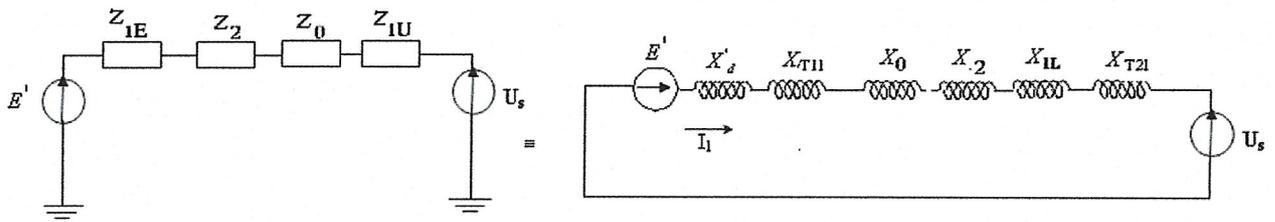


Figure 3.5: Rupture de deux phases

Ou' ;

$$\begin{aligned}
 X_2 &= X'_{d,2} + X_{T1,2} + X_{L,eq,2} + X_{T2,2} \\
 &= 0.2396 + 0.0808 + 0.2703 + 0.0872 \\
 X_2 &= 0.6779
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 X_0 &= X_{T1,0} + X_{L,eq,2} + X_{T2,0} \\
 &= X_{T1,1} + X_{L,eq,0} + X_{T2,1} \\
 &= 0.0808 + 0.8109 + 0.0872 \\
 X_0 &= 0.9789
 \end{aligned}$$

Ce qui donne,  $\Delta X = 1,6565 P.U$

On détermine, donc,

$$\begin{aligned}
 X_s &= X'_{d1} + X_{T1,1} + \Delta X + X_{L,eq,1} + X_{T2,1} \\
 X_s &= 0,3438 + 0,0808 + 1,6565 + 0,2703 + 0,0872 = 2,4386 P.U
 \end{aligned}$$

et,

$$\begin{aligned}
 P &= \frac{|E'| \cdot |U_s|}{X_s} \cdot \sin \delta = \frac{1,4912 \cdot 1}{2,4386} \cdot \sin \delta \\
 P_2 &= 0,6115 \cdot \sin \delta
 \end{aligned}$$

### 3.4.2.1. Détermination de $\delta_{deb}$ et $t_{deb}$ .

#### Détermination de l'angle de débranchement $\delta_{deb}$

Analogiquement on peut déterminer  $\delta_{deb}$  à partir de la formule suivante

$$\cos \delta_{deb} = \frac{\frac{P_0(\delta_{Cr} - \delta_0) \cdot \pi}{180} + P_{\max(3)} \cdot \cos \delta_{Cr} - P_{\max(2)} \cdot \cos \delta_0}{P_{\max(3)} - P_{\max(2)}}$$

Avec :

$$\delta_{Cr} = \pi - \arcsin\left(\frac{P_0}{P_{\max(3)}}\right)$$

$$\delta_{Cr} = \pi - \arcsin\left(\frac{0,8667}{1,4169}\right) = 142,2884$$

$$\delta_{deb} = \arccos \frac{0,8667(142,2884 - 27,0366) \cdot \left(\frac{\pi}{180}\right) + 1,4169 \cdot (\cos 142,2884) - 0,5698(\cos 27,0366)}{1,4169 - 0,6115}$$

$$\delta_{deb} = 84.5195^\circ$$

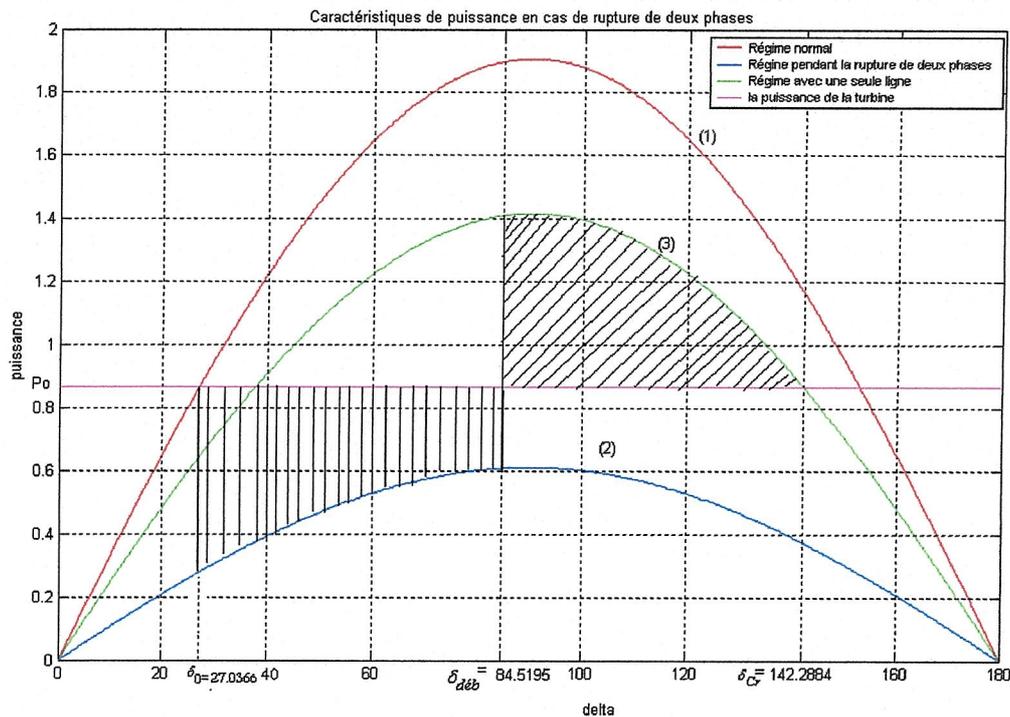


Figure 3.6 : Les caractéristiques de puissance  $P = f(\delta)$

On peut constater que l'amplitude de la puissance de la caractéristique "2" est inférieure à  $P_0$  et si on ne débranche pas le défaut, la machine sort du synchronisme.

Si on débranche le défaut à l'angle  $\delta_{deb,l}$ , la machine conservera, à la limite, sa stabilité.

**Détermination du temps de débranchement  $t_{deb}$** 

Pour la détermination du temps de débranchement limite, on doit résoudre l'équation d'équilibre du mouvement. On utilise pour cela la méthode des intervalles des successifs qui doit aboutir la détermination de la réponse  $\delta = f(t)$ .

$$T_j \frac{d\delta^2}{dt^2} = P_0 - P_{m2} \cdot \sin \delta$$

$$T_j^* = T_j \left( \frac{S_N}{S_b} \right) \quad \text{avec} \quad S_N = \frac{n P_N}{\cos \varphi_N}$$

$$T_j^* = \frac{T_j \cdot n P_N}{S_b \cdot \cos \varphi_N}$$

$$T_j^* = \frac{3,6 \cdot (4,75)}{300,0,85} = 4,2353$$

$$K = 2\pi f (\Delta t)^2 / T_j \quad \text{on prend} \quad \Delta t = 0,05 \text{ s}$$

$$K = 2.180.(50).(0,05)^2 / 4,2353$$

$$K = 10,6250$$

$$\text{ona} \quad \delta_0 = 27,0366^\circ$$

$$\Delta P(0) = P_0 - P_2(0) = P_0 - P_{m2} \cdot \sin \delta_0$$

$$\Delta P(0) = 0,8667 - 0,6115 \cdot \sin 27,0366$$

$$\Delta P(0) = 0,5887$$

$$\delta(1) = \delta_0 + \Delta\delta(1)$$

$$\text{Où} \quad \Delta\delta(1) = K \cdot \frac{\Delta P(0)}{2} = 3,1275^\circ$$

$$\delta(1) = 27,0366 + 3,2263 = 30,1641^\circ$$

C'est la valeur de l'angle à la fin du premier intervalle ou au début du second.

La puissance correspondant de l'alternateur sera

$$P(1) = P_{m2} \cdot \sin \delta(1) = 0,5698 \cdot \sin(30,1641)$$

$$P(1) = 0,3073$$

$$\Delta P(1) = P_0 - P(1) = 0,8667 - 0,3075 = 0,5594$$

L'augmentation effective sera alors :

$$\begin{aligned} \Delta\delta(2) &= \Delta\delta(1) + K\Delta P(1) = 3,1275^{\circ} + 10,6250(0,5594) \\ \Delta\delta(2) &= 9,3803^{\circ} \\ \delta(2) &= \delta(1) + \Delta\delta(2) = 30,1641 + 9,0711 \\ \delta(2) &= 39,2352^{\circ} \end{aligned}$$

En continuant par la même procédure on aura les résultats dans le tableau suivant

$t_i$	$\delta_i^{\circ}$	$\sin \delta_i$	$P_i$	$\Delta P_i$	$\Delta\delta_i^{\circ}$
0,00	27,0366	0,4545	0,8667	0,5887	3,1275
0,05	30,1641	0,5025	0,3073	0,5594	9,0711
0,10	39,2352	0,6325	0,3868	0,4799	14,1700
0,15	53,4052	0,8029	0,4910	0,3757	18,1618
0,20	71,5670	0,9487	0,5801	0,2857	21,1974
0,25	92,7644	0,9988	0,61077	0,2559	23,9163

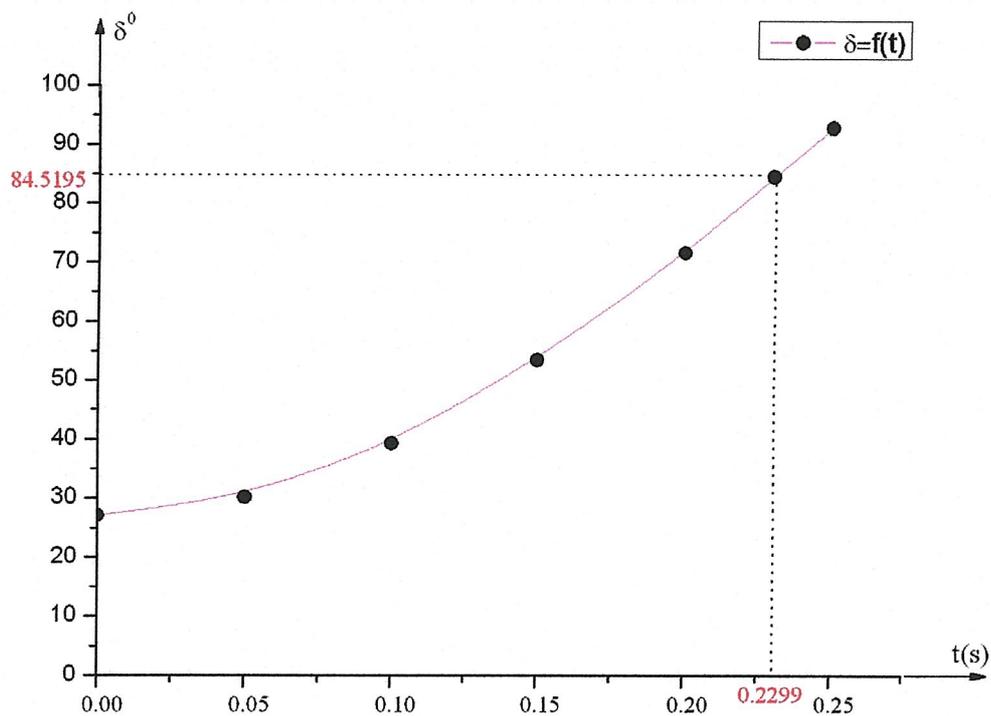
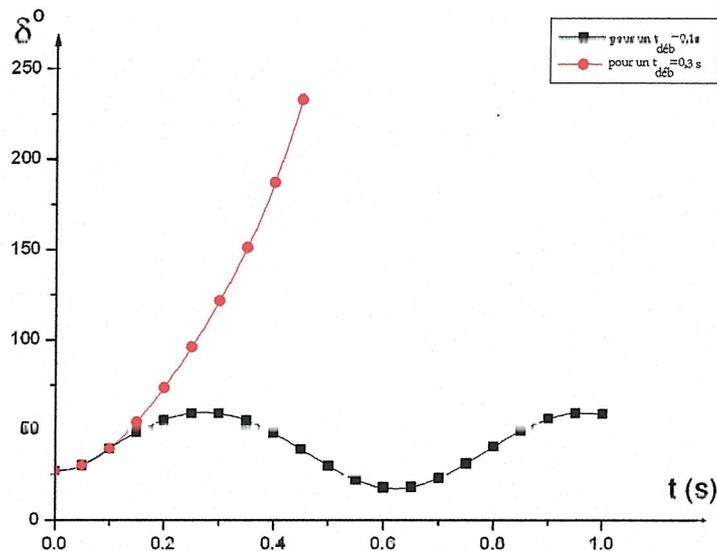


Figure 3.7 : Détermination graphoanalytique du de temps de débranchement en cas de rupture de deux phases.



**Figure 3.8 :** Variation de  $\delta = f(t)$

D'après les courbes  $\delta = f(t)$  de la (figure 3.8) on peut conclure que Pour  $t_{déb} = 0.1s$  l'angle  $\delta$  augmente puis diminue, en s'amortissant plus loin, cela signifie que la machine est passée d'un régime de fonctionnement stable à un autre régime de fonctionnement également stable.

Par contre pour  $t_{déb} = 0.3 s$ , l'angle  $\delta$  augmente avec le temps et la machine est entraînée vers la sortie du synchronisme.

Dans une première étape après la perturbation l'emballement du rotor (accélération) diminue avec l'augmentation de la puissance électrique du freinage de la machine. Si le défaut n'est pas débranché à temps ( $t_{déb} < 0.23 s$ ), la puissance de freinage passe par son maximum puis commence diminuer ; ce qui entraîne l'accélération vers l'augmentation de  $\delta$  et, par conséquent, la machine vers l'instabilité.

### 3.5. Effets des courts circuits.

On considère, dans cette partie, et toujours pour l'intérêt de l'analyse comparative, les réponses aux apparitions des courts circuits, évaluées sur les caractéristiques statiques.

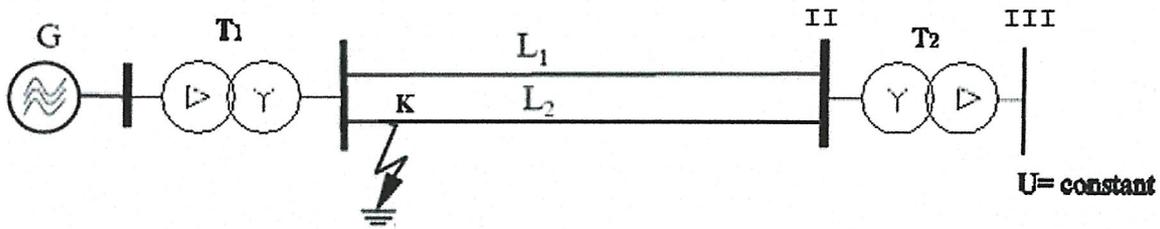


Figure 3.9 : Schéma du modèle à traiter

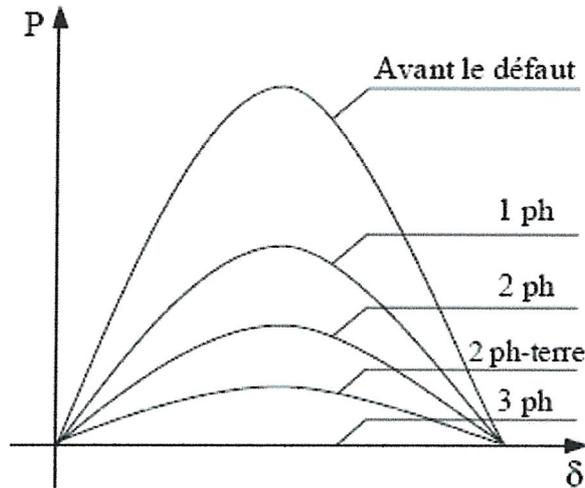
Dans le cas des courts circuits, le modèle du générateur est représenté par la  $Fem, E'$  et la réactance  $X'_d$  transitoire.

Pendant le défaut, la liaison pour un court circuit au début de la ligne, est donnée par ;

$$X_S = X_{1E} + X_{1U} + \frac{X_{1E} \cdot X_{1U}}{\Delta X} \tag{3.6}$$

Dans le cas d'un défaut asymétrique, la puissance électrique injectée par le générateur pendant le défaut ne sera pas nulle (eq.3.6), soit :  $\Delta X \neq 0 \Rightarrow X_S \neq \infty$

Cette puissance augmente de zéro, pour un défaut triphasé, à sa valeur maximale pour un défaut monophasé (Fig.3.10).



**Figure 3. 10:** Caractéristiques de Puissance de générateur dans les cas différents [12]

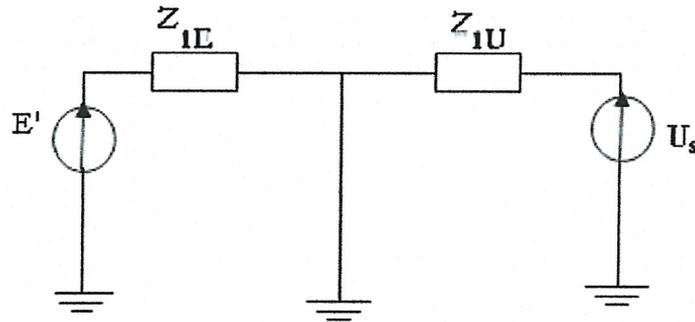
L'utilisation des composantes symétriques nous permet d'étudier l'effet de différents types de court-circuit. Le court-circuit est représenté par une impédance  $\Delta x$  dont la valeur dépend de sa nature. Elle est donnée dans le tableau 3.1.

Type de court – circuit	Tri phase	Biphasé avec Terre	Biphasé	Monophasé
$\Delta X$	0	$\frac{X_2 \cdot X_0}{X_2 + X_0}$	$X_2$	$X_2 + X_0$

**Tableau 3.1 :** Réactance shunt pour différents types de court-circuit [12]

### 3.5.1. Effets du court circuit triphasé symétrique.

Il est évident que le cas le plus défavorable est le défaut triphasé ; car la puissance du générateur sera nulle.



**Figure 3. 11 : Court circuit triphasé symétrique**

Pendant le défaut, la liaison pour un court circuit au début de la ligne, est définie par l'expression (3.6)

$$X_s = X_{1E} + X_{1U} + \frac{X_{1E} \cdot X_{1U}}{\Delta X}$$

Dans le cas d'un court circuit triphasé la réactance correspondante est nulle,

Ce qui donne,

$$\Delta X = 0$$

$$X_s = \infty$$

La puissance débitée par le générateur est, ainsi, pratiquement nulle ; puisqu'elle ne couvre, dans ce cas que les pertes actives dans le circuit en défaut.

### **Détermination de l'angle de débranchement $\delta_{deb}$**

Analytiquement on peut déterminer  $\delta_{deb}$  à partir de l'expression suivante,

$$\cos \delta_{deb} = \frac{\frac{p_0(\delta_{Cr} - \delta_0) \cdot \pi}{180} + P_{\max(3)} \cdot \cos \delta_{Cr} - P_{\max(2)} \cdot \cos \delta_0}{P_{\max(3)} - P_{\max(2)}} \quad (3.7)$$

Avec :

$$\delta_{Cr} = \pi - \arcsin\left(\frac{P_0}{P_{\max(3)}}\right)$$

$$\delta_{Cr} = \pi - \arcsin\left(\frac{0,8667}{1,4169}\right) = 142,2884$$

$$\delta_{deb} = \arccos \frac{0,8667(142,2884 - 27,0366) \cdot \left(\frac{\pi}{180}\right) + 1,4169 \cdot (\cos 142,2884)}{1,4169}$$

$$\delta_{deb} = 63.9790^\circ$$

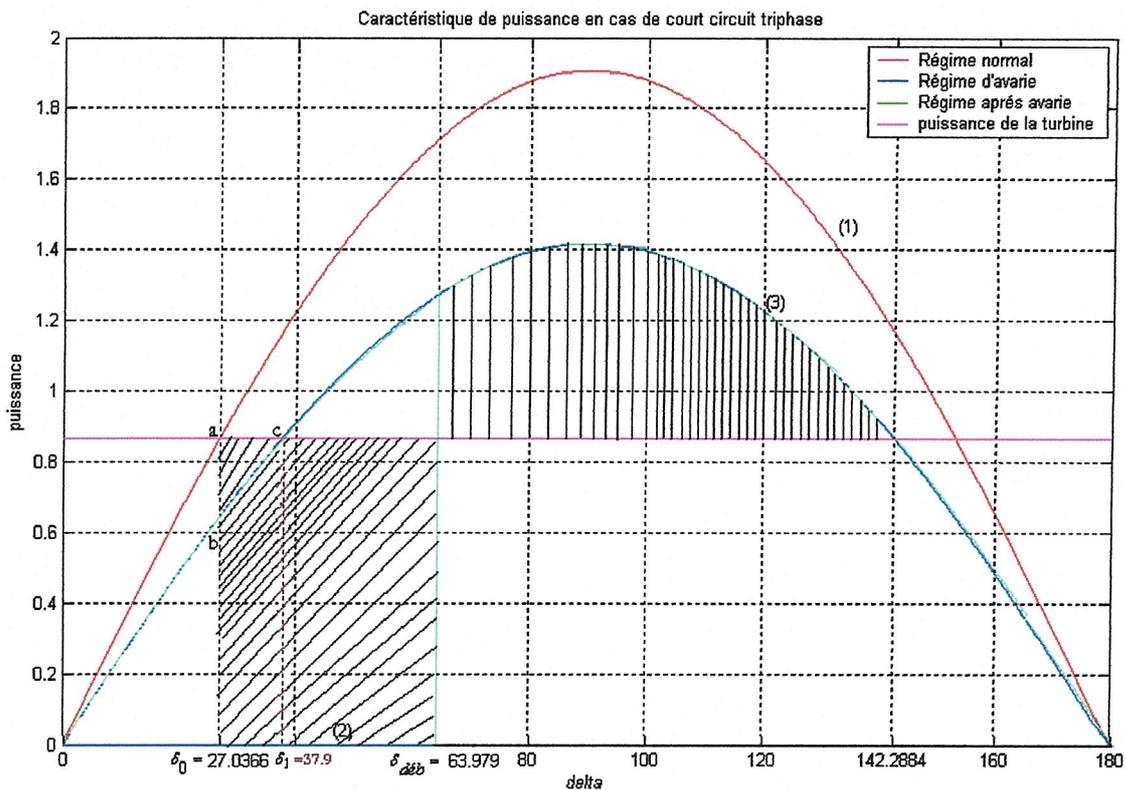


Figure 3.12: Les caractéristiques  $P = f(\delta)$

**Détermination du temps de débranchement**

Puisque, pendant le court-circuit, la puissance débitée est nulle le mouvement de la machine obéit à l'équation ;

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{P_0}{T_j}$$

Dans cette formule les grandeurs  $\delta$ ,  $T_j$  et  $t$  sont exprimées en " rd ", la puissance  $P_0$  est exprimée par unité (pu)

La première intégration définit l'accroissement de vitesse relatif du rotor par rapport au champ (Us) du système

$$\frac{d\delta}{dt} = \int_0^t \frac{P_0}{T_j} dt = \frac{P_0}{T_j} t + C_1$$

Ou',  $C_1$  -constante égale a l'écart initial de vitesse. Comme à l'instant de l'apparition du défaut (point "a" ou'  $\delta = \delta_0$ ), l'écart est nul, donc  $C_1 = 0$  ; ce qui donne,

$$\frac{d\delta}{dt} = \frac{P_0}{T_j} t$$

La deuxième intégration donne la variation de l'angle correspondant,

$$\delta = \int_0^t \frac{P_0}{T_j} t dt = \frac{1}{2} \cdot \frac{P_0}{T_j} t^2 + C_2$$

Ou' ;  $C_2$  est déterminée par l'angle initial  $\delta_0$  ;  $C_2 = \delta_0$

Ce qui donne

$$\delta = \frac{1}{2} \cdot \frac{P_0}{T_j} t^2 + \delta_0 \quad (3.8)$$

On définit donc pour les valeurs limites :

$$t_{deb,l} = \sqrt{\frac{2.T_j(\delta_{deb,l} - \delta_0)}{P_0}} \quad (3.9)$$

Ou' ;  $[t_{deb,l}] = [T_j] = [\delta] = rd$

Pour trouver le temps directement en secondes, on doit opérer une conversion comme suit,

$$\omega_0 \cdot t_{d(s)} = \sqrt{\frac{2 \cdot T_{j(s)} \cdot \omega_0}{P_0} [(\delta_{d(rd)} - \delta_{0(rd)})]}$$

Ce qui donne, après transformations,

$$t_{d(s)} = \sqrt{\frac{2 \cdot T_{j(s)} [(\delta_d - \delta_0)]_{(rd)}}{2\pi f P_0}} \quad (3.10)$$

Si on veut encore, utiliser le degré, on exprime,

$$t_{d(s)} = \sqrt{\frac{2 \cdot T_{j(s)} [(\delta_d - \delta_0)] \pi}{2\pi f P_0 \cdot 180}}$$

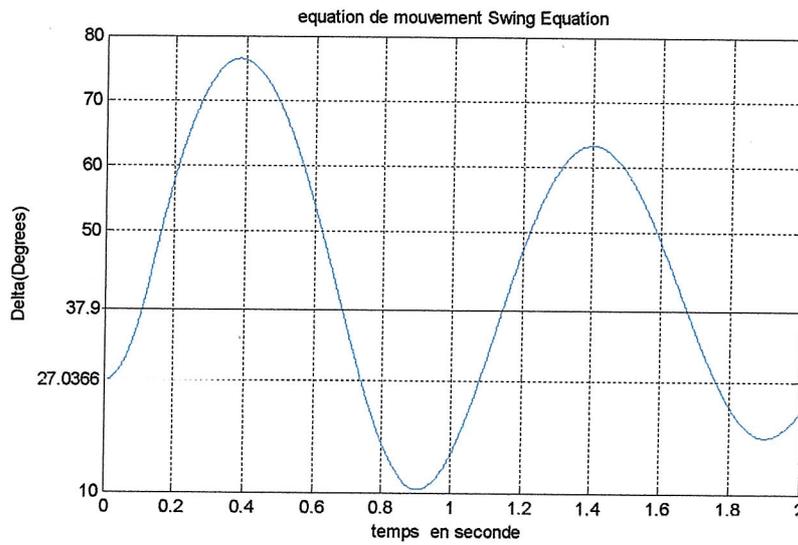
Ou bien,

$$t_d = \sqrt{\frac{T_{j(s)} [(\delta_d - \delta_0)]}{180 P_0 f}}, \quad (s) \quad (3.11)$$

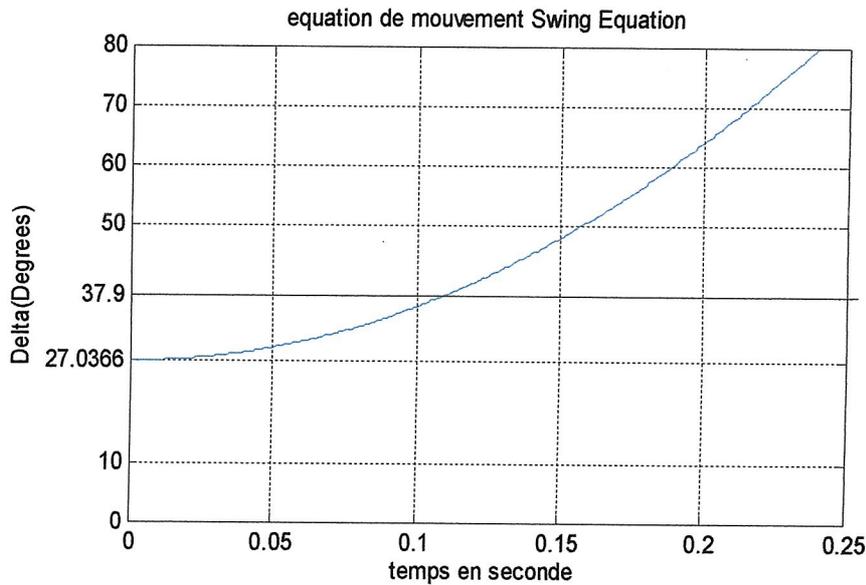
Conformément aux conditions considérées, on déduit

$$t_d = \sqrt{\frac{4.2353(63.97 - 27.03)}{1800.8667.50}} = 0.14 s$$

Pour un  $t_{deb} = 0.13s$



Pour un  $t_{deb} = 0.2s$



**Figure 3.13:** Variation de  $\delta = f(t)$

Sur la Fig.3.13 on donne les réponses correspondantes, respectivement, aux temps de débranchement  $t_{deb} = 0.13s$  inférieur au seuil critique et  $t_{deb} = 0.3s$  qui lui est supérieur. On peut y constater les états, respectivement stable et instable. Après le débranchement en temps limite, le rotor fait des oscillations relatives transitoire amorties jusqu'à rétablir sa vitesse synchrone mais dans le régime correspondant au point " c ", Fig.3.12, pour le quel

$$\delta_1 = \arctg \frac{P_0}{P_{m3}} = \arctg \frac{0,8667}{1.4169}$$

$$\delta_1 = 37.9^\circ$$

3.5.2. Effets du court circuit biphasé à la terre.

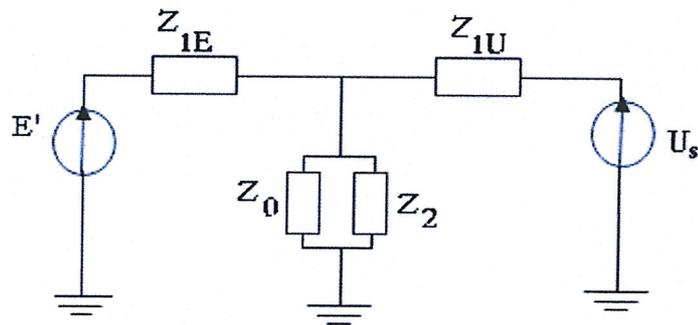


Figure 3.14 : Court circuit biphasé à la terre

Le schéma équivalent complexe de la liaison

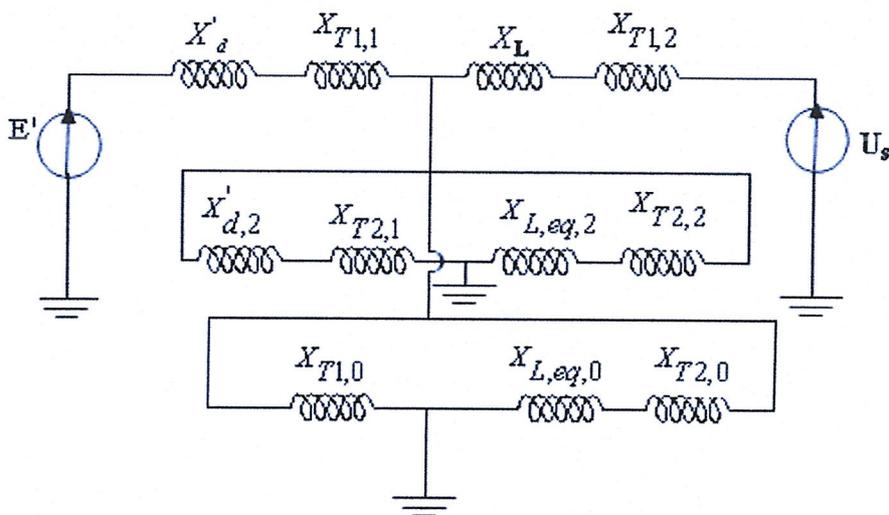


Figure 3.15: Schéma équivalent complexe de la liaison

Court circuit biphasé à la terre à l'entrée de la ligne :

$$X_{1E} = j(X'_{d1} + X_{T1,1})$$

$$X_{1U} = j(X_{L,eq,1} + X_{T2,1})$$

$$\Delta X = j \frac{X_2 \cdot X_0}{X_2 + X_0}$$

$$X_2 = \frac{(X'_{d,2} + X_{T1,2})(X_{L,eq,2} + X_{T2,2})}{X'_{d,2} + X_{T1,2} + X_{L,eq,2} + X_{T2,2}}$$

$$= \frac{(0.2396 + 0.0808)(0.2703 + 0.0872)}{0.2396 + 0.0808 + 0.2703 + 0.0872}$$

$$X_2 = 0.1689 P.U$$

$$X_0 = \frac{X_{T1,0}(X_{L,eq,2} + X_{T2,0})}{X_{T1,0} + X_{L,eq,2} + X_{T2,0}}$$

$$= \frac{0.0808(0.8109 + 0.0872)}{0.0808 + 0.8109 + 0.0872}$$

$$X_0 = 0.0741 P.U$$

Ce qui donne  $\Delta X = 0.0515 P.U$

$$X_S = X_{1E} + X_{1U} + \frac{X_{1E} \cdot X_{1U}}{\Delta X}$$

$$X_S = X'_{d,1} + X_{T1,1} + X_{L,eq,1} + X_{T2,1} + \frac{(X'_{d,1} + X_{T1,1})(X_{L,eq,1} + X_{T2,1})}{\Delta X}$$

$$X_S = 3.7296 P.U$$

et,

$$P_2 = \frac{|E'| \cdot |U_S|}{X_S} \cdot \sin \delta = \frac{1,4912.1}{3.7296} \cdot \sin \delta$$

$$P_2 = 0.3998 \cdot \sin \delta$$

### **Détermination de l'angle de débranchement $\delta_{deb}$**

Analogiquement on peut déterminer  $\delta_{deb}$  à partir de la formule suivante

$$\cos \delta_{deb} = \frac{\frac{P_0(\delta_{Cr} - \delta_0) \cdot \pi}{180} + P_{\max(3)} \cdot \cos \delta_{Cr} - P_{\max(2)} \cdot \cos \delta_0}{P_{\max(3)} - P_{\max(2)}}$$

$$\delta_{Cr} = \pi - \arcsin\left(\frac{P_0}{P_{\max(3)}}\right)$$

Avec :

$$\delta_{Cr} = \pi - \arcsin\left(\frac{0,8667}{1,4169}\right) = 142,2884$$

$$\delta_{deb} = \arccos \frac{0,8667(142,2884 - 27,0366) \cdot \left(\frac{\pi}{180}\right) + 1,4169 \cdot (\cos 142,2884) - 0,3998(\cos 27,0366)}{1,4169 - 0,3998}$$

$$\delta_{deb} = 74.8693^{\circ}$$

Caractéristique de puissance en cas de court circuit biphasé à la terre à la entrée de la ligne ;

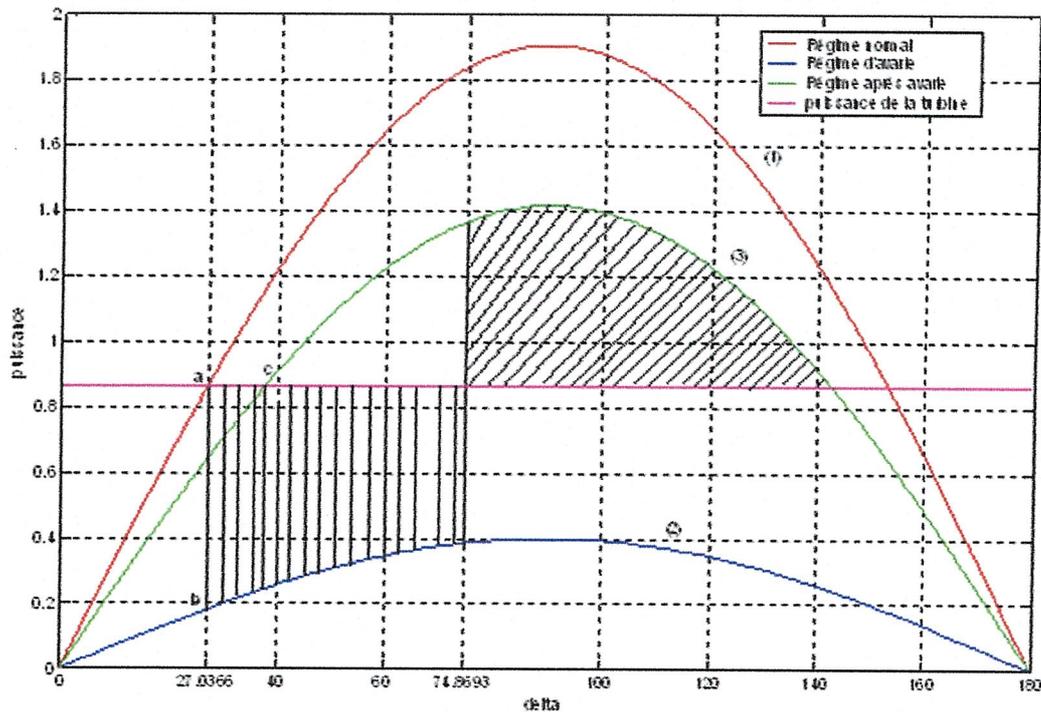
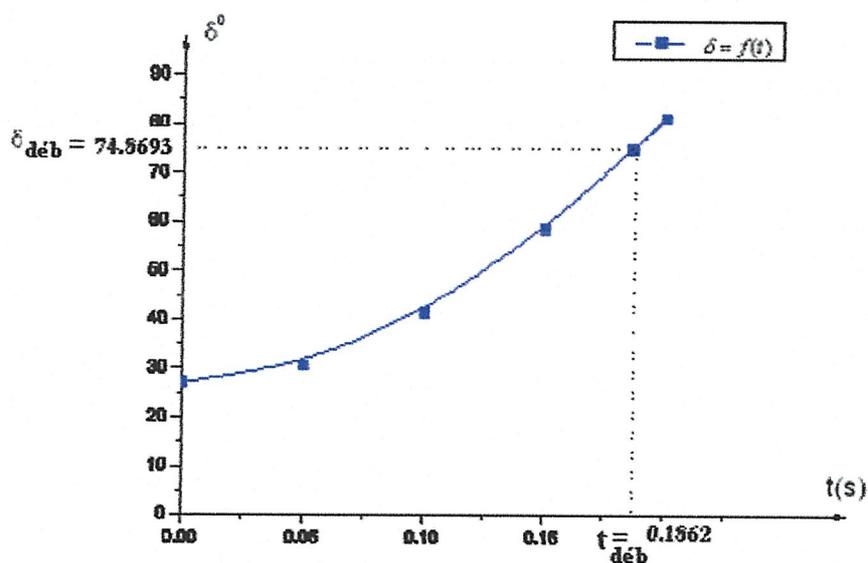


Figure 3.16: Les caractéristiques de puissance  $P = f(\delta)$

**Détermination du temps de débranchement  $t_{deb}$**

$t_i$	$\delta_i^0$	$\sin \delta_i$	$P_i$	$\Delta P_i$	$\Delta \delta_i^0$
0,00	27,0366	0,4545	0,8667	0,6847	3,6375
0,05	30,6741	0,5102	0,2040	0,6627	10,6787
0,10	41,3528	0,6607	0,2641	0,6025	17,0808
0,15	58,4336	0,8520	0,3064	0,5261	22,6702
0,20	81,1037	0,9880	0,3950	0,4717	27,6821



**Figure 3.17:** Détermination graphoanalytique du temps de débranchement de court circuit biphasé à la terre à l'entrée de la ligne

Court circuit biphasé à la terre à la sortie de la ligne :

$$X_{1E} = j(X'_{d1} + X_{T1,1} + X_{L,eq,1})$$

$$X_{1U} = j \cdot X_{T2,1}$$

$$\Delta X = j \frac{X_2 \cdot X_0}{X_2 + X_0}$$

$$\begin{aligned}
 X_2 &= \frac{(X'_{d,2} + X_{T1,2} + X_{L,eq,2}) \cdot X_{T2,2}}{X'_{d,2} + X_{T1,2} + X_{L,eq,2} + X_{T2,2}} \\
 &= \frac{(0.2396 + 0.0808 + 0.2703) \cdot (0.0872)}{0.2396 + 0.0808 + 0.2703 + 0.0872} \\
 X_2 &= 0.0760 \text{ P.U}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 X_0 &= \frac{(X_{T1,0} + X_{L,eq,0}) \cdot X_{T2,0}}{X_{T1,0} + X_{L,eq,0} + X_{T2,0}} \\
 &= \frac{(0.0808 + 0.8109) \cdot 0.0872}{0.0808 + 0.8109 + 0.0872}
 \end{aligned}$$

$$X_0 = 0.0794 \text{ P.U}$$

Ce qui donne

$$\Delta X = 0.0388 \text{ P.U}$$

$$X_s = X_{1E} + X_{1U} + \frac{X_{1E} \cdot X_{1U}}{\Delta X}$$

$$X_s = X'_{d,1} + X_{T1,1} + X_{L,eq,1} + X_{T2,1} + \frac{(X'_{d,1} + X_{T1,1} + X_{L,eq,1}) \cdot (X_{T2,1})}{\Delta X}$$

$$X_s = 0,3438 + 0,0808 + 0,2703 + 0,0872 + \frac{(0,3438 + 0,0808 + 0,2703) \cdot 0,0872}{0.0388}$$

$$X_s = 2.3438 \text{ P.U}$$

$$P_2 = \frac{|E'| \cdot |U_s|}{X_s} \cdot \sin \delta = \frac{1,4912 \cdot 1}{2.3438} \cdot \sin \delta$$

$$P_2 = 0.6362 \cdot \sin \delta$$

**Détermination de l'angle de débranchement  $\delta_{deb}$**

Analogiquement on peut déterminer  $\delta_{deb}$  à partir de la formule suivante

$$\cos \delta_{deb} = \frac{\frac{P_0(\delta_{Cr} - \delta_0) \cdot \pi}{180} + P_{\max(3)} \cdot \cos \delta_{Cr} - P_{\max(2)} \cdot \cos \delta_0}{P_{\max(3)} - P_{\max(2)}}$$

Avec :

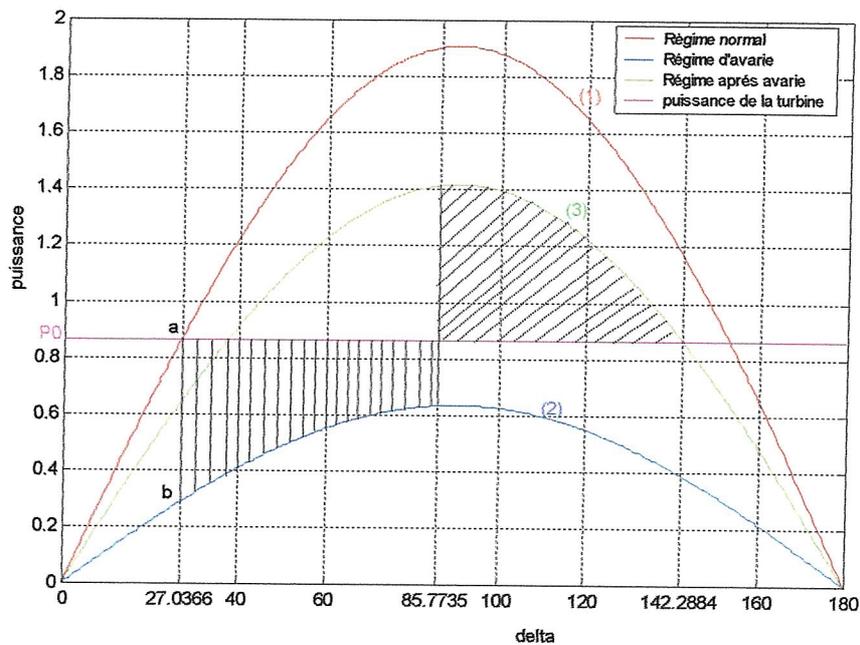
$$\delta_{Cr} = \pi - \arcsin\left(\frac{P_0}{P_{\max(3)}}\right)$$

$$\delta_{Cr} = \pi - \arcsin\left(\frac{0,8667}{1,4169}\right) = 142,2884$$

$$\delta_{deb} = \arccos \frac{0,8667(142,2884 - 27,0366) \cdot \left(\frac{\pi}{180}\right) + 1,4169 \cdot (\cos 142,2884) - 0,6362(\cos 27,0366)}{1,4169 - 0,6362}$$

$$\delta_{deb} = 85.7735^\circ$$

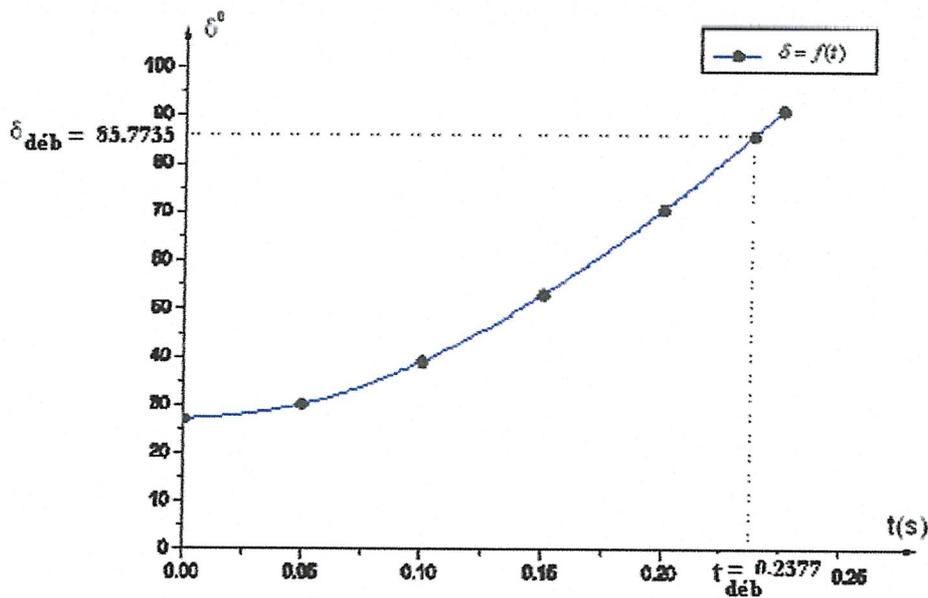
Caractéristique de puissance en court circuit biphasé à la terre à la sortie de la ligne ;



**Figure 3.18:** Les caractéristiques de puissance  $P = f(\delta)$

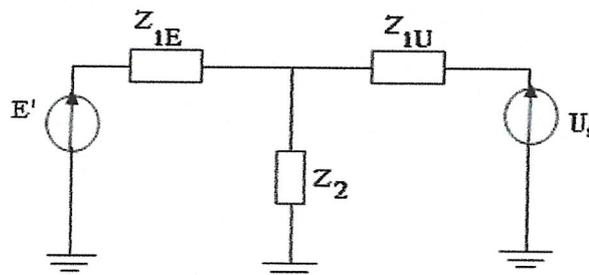
**Détermination du temps de débranchement  $t_{deb}$**

t	$\delta^0$	$\sin \delta$	P	$\Delta P$	$\Delta \delta^0$
0,00	27,0366	0,4545	0,8667	0. 5775	3.0680
0,05	30.1046	0.5016	0.3191	0.5476	8.8863
0,10	38.9909	0.6292	0.4003	0.4664	13.8418
0,15	52.8327	0.7969	0.5070	0.3597	17.6636
0,20	70.4963	0.9426	0.5997	0.2670	20.5005
0,25	90.9968	0.9998	0.6361	0.2306	22.9506



*Figure 3.19: Détermination graphoanalytique du temps de court circuit biphasé à la terre à la sortie de la ligne*

**3.5.3. Effets du court circuit biphasé non à la terre.**



*Figure 3.20 : Court circuit biphasé non à la terre.*

Court circuit biphasé non à la terre à l'entrée de la ligne :

Pour ce défaut on détermine,

$$X_S = X_{1E} + X_{1U} + \frac{X_{1E} \cdot X_{1U}}{\Delta X}$$

Ou',  $\Delta X = X_2$

$$X_S = X'_{d,1} + X_{T1,1} + X_{L,eq,1} + X_{T2,1} + \frac{(X'_{d,1} + X_{T1,1})(X_{L,eq,1} + X_{T2,1})}{X_2}$$

$$X_S = 1.6808 P.U$$

On détermine, donc,

$$P_2 = \frac{|E'| \cdot |U_S|}{X_S} \cdot \sin \delta$$

$$P_2 = 0.8872 \cdot \sin \delta$$

### Détermination de l'angle de débranchement $\delta_{deb}$

Analogiquement on peut déterminer  $\delta_{deb}$  à partir de la formule suivante

$$\cos \delta_{deb} = \frac{\frac{P_0(\delta_{Cr} - \delta_0) \cdot \pi}{180} + P_{\max(3)} \cdot \cos \delta_{Cr} - P_{\max(2)} \cdot \cos \delta_0}{P_{\max(3)} - P_{\max(2)}}$$

Avec :

$$\delta_{Cr} = \pi - \arcsin\left(\frac{P_0}{P_{\max(3)}}\right)$$

$$\delta_{Cr} = \pi - \arcsin\left(\frac{0,8667}{1,4169}\right) = 142,2884$$

$$\delta_{deb} = \arccos \frac{0,8667(142,2884 - 27,0366) \cdot \left(\frac{\pi}{180}\right) + 1,4169 \cdot (\cos 142,2884) - 0,8872(\cos 27,0366)}{1,4169 - 0,8872}$$

$$\delta_{deb} = 108.5654^\circ$$

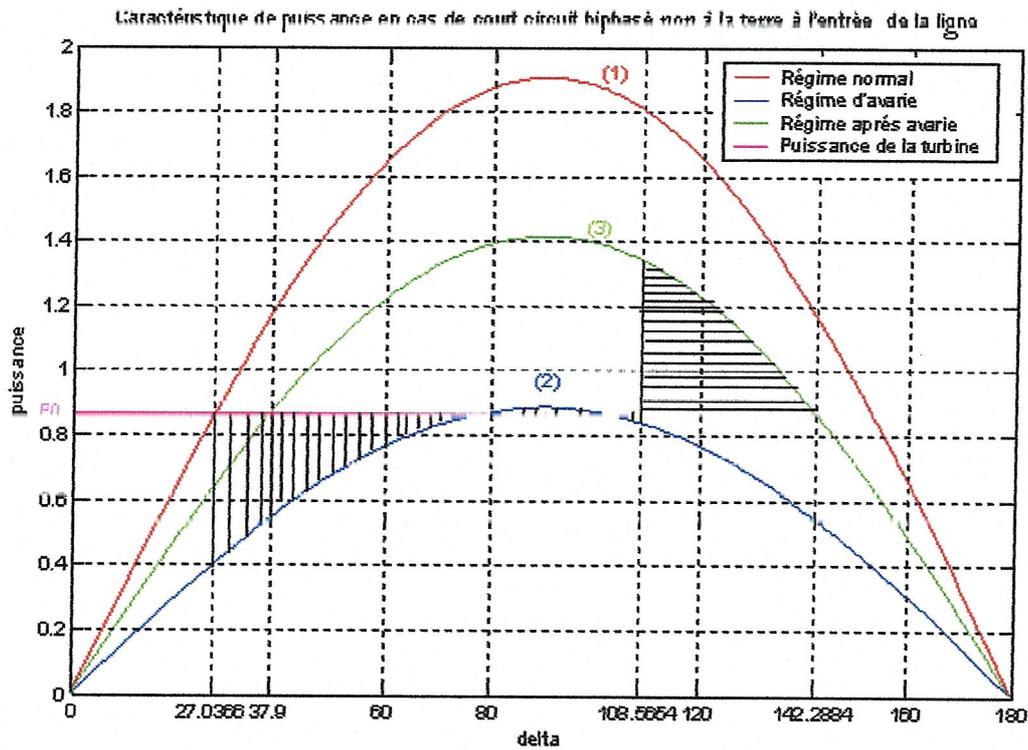


Figure 3.21: Les caractéristiques de puissance  $P = f(\delta)$

Détermination du temps de débranchement  $t_{déb}$

$t_i$	$\delta^0$	$\sin \delta$	$P_i$	$\Delta P_i$	$\Delta \delta^0$
0,00	27,0366	0,4545	0,8667	0,4033	2,1424
0,05	29,1790	0,4875	0,4325	0,4342	6,7553
0,10	35,9340	0,5868	0,5207	0,3460	10,4320
0,15	46,3661	0,7238	0,6421	0,2246	12,8185
0,20	59,1842	0,8588	0,7619	0,1048	13,9311
0,25	73,1153	0,9569	0,8489	0,0177	15,7168
0,30	88,8321	0,9998	0,8870	-0,0203	15,5009
0,35	104,3330	0,9689	0,8596	0,0071	15,5765
0,40	119,9095	0,8668	0,7690	0,0976	16,6141

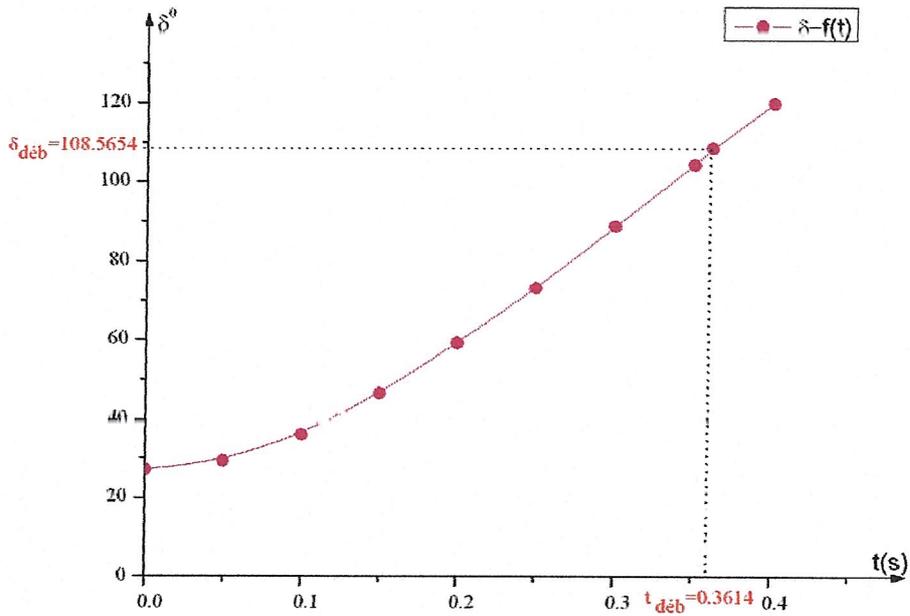


Figure 3.22: Détermination graphoanalytique du temps de court circuit biphasé non à terre à l'entrée de la ligne

Court circuit biphasé non la terre à la sortie de la ligne :

$$X_s = X_{1E} + X_{1U} + \frac{X_{1E} \cdot X_{1U}}{\Delta X}$$

$$X_s = X'_{d,1} + X_{T1,1} + X_{L,eq,1} + X_{T2,1} + \frac{(X'_{d,1} + X_{T1,1} + X_{L,eq,1}) \cdot (X_{T2,1})}{X_2}$$

$$X_s = 0.3438 + 0.0808 + 0,2703 + 0.0872 + \frac{(0.3438 + 0.0808 + 0,2703) \cdot (0.0872)}{0.0760}$$

$$X_s = 1.5795 \text{ P.U}$$

On détermine, donc,

$$P_2 = \frac{|E'| \cdot |U_s|}{X_s} \cdot \sin \delta$$

$$P_2 = 0.9441 \cdot \sin \delta$$

$$\delta_{déb} = \arccos \frac{0,8667(142,2884 - 27,0366) \cdot \left(\frac{\pi}{180}\right) + 1,4169 \cdot (\cos 142,2884) - 0.9441(\cos 27,0366)}{1,4169 - 0.9441}$$

$$\delta_{déb} = 117.6346^\circ$$

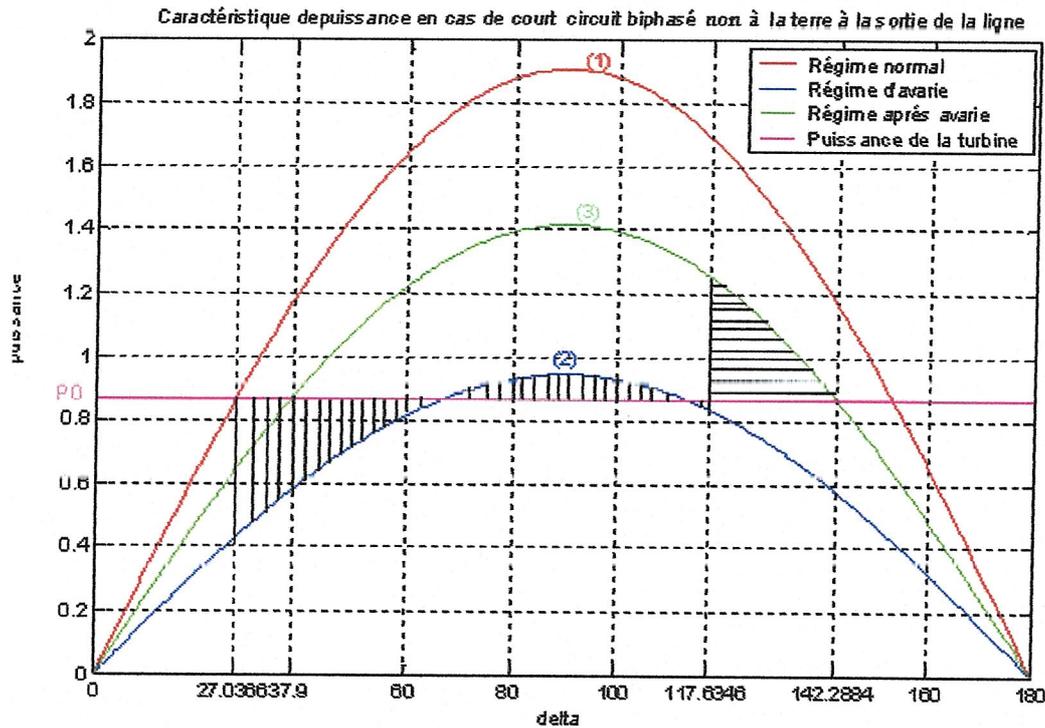


Figure 3.23: Les caractéristiques  $P = f(\delta)$

$t_i$	$\delta_i^0$	$\sin \delta_i$	$P_i$	$\Delta P_i$	$\Delta \delta_i^0$
0.00	27.0366	0.4545	0.8667	0.4375	2.3245
0.05	29.3611	0.4903	0.4629	0.4038	6.6148
0.10	35.9759	0.5874	0.5546	0.3121	9.9308
0,15	45.9067	0.7182	0.6781	0.1886	11.9351
0.20	57.8418	0.8466	0.7993	0.0674	12.6517
0.25	70.4935	0.9426	0.8900	-0.0232	12.4051
0.30	82.8986	0.9923	0.9368	-0.0702	11.6598
0.35	94.5583	0.9968	0.9411	-0.0744	10.8692
0.40	105.4274	0.9640	0.9101	-0.0434	10.4083
0.45	115.8357	0.9000	0.8497	0.0170	10.5885
0.50	126.4242	0.8046	0.7597	0.1070	11.7258

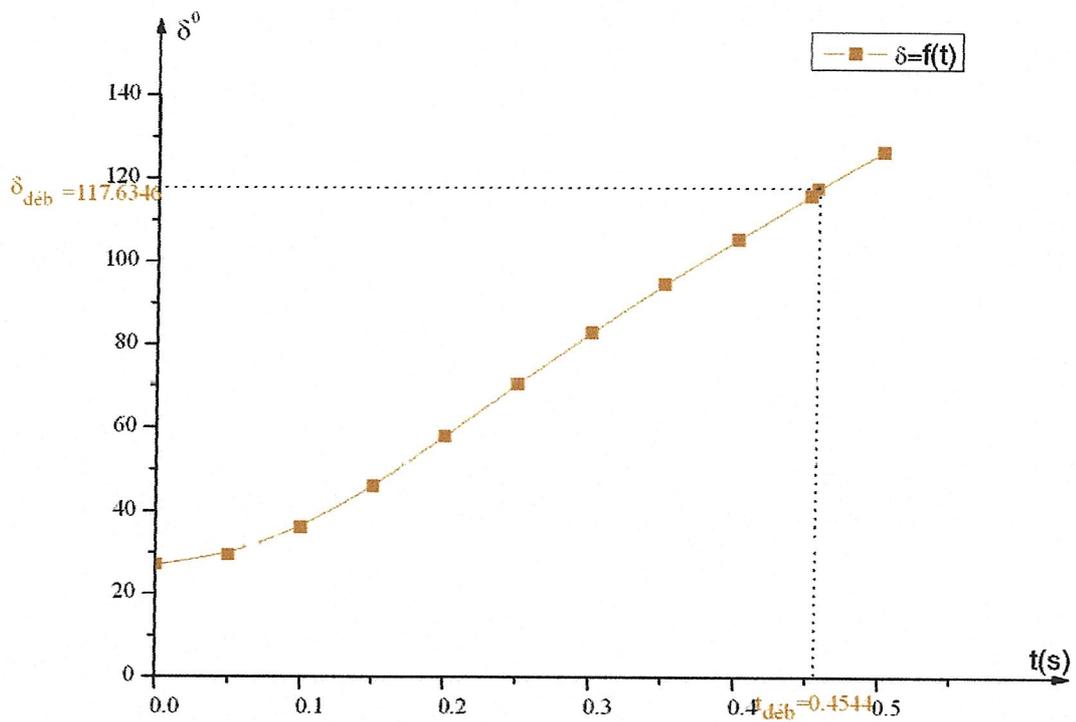


Figure 3.24 : Détermination graphoanalytique du temps de court circuit biphasé non à la terre à la sortie de la ligne

3.5.4. Effets du court circuit monophasé.

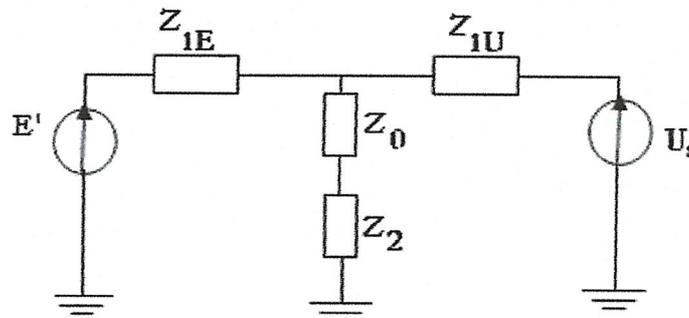


Figure 3.25 : court circuit monophasé

Court circuit monophasé à l'entrée de la ligne

Pour ce défaut on détermine,

$$X_s = X_{1E} + X_{1U} + \frac{X_{1E} \cdot X_{1U}}{\Delta X}$$

Ou', 
$$\Delta X = X_2 + X_0$$

$$= 0.1689 + 0.0741 = 0.2430 \text{ P.U}$$

$$X_S = X'_{d,1} + X_{T1,1} + X_{L,eq,1} + X_{T2,1} + \frac{(X'_{d,1} + X_{T1,1}) \cdot (X_{L,eq,1} + X_{T2,1})}{X_2 + X_0}$$

$$X_S = 0,3438 + 0,0808 + 0,2703 + 0,0872 + \frac{(0,3438 + 0,0808) \cdot (0,2703 + 0,0872)}{0.2430}$$

$$X_S = 1.4068 \text{ P.U}$$

On détermine, donc,

$$P_2 = \frac{|E'| \cdot |U_s|}{X_S} \cdot \sin \delta = \frac{1,4912 \cdot 1}{1.4068} \cdot \sin \delta$$

$$P_2 = 1.0600 \cdot \sin \delta$$

**Détermination de l'angle de débranchement  $\delta_{deb}$**

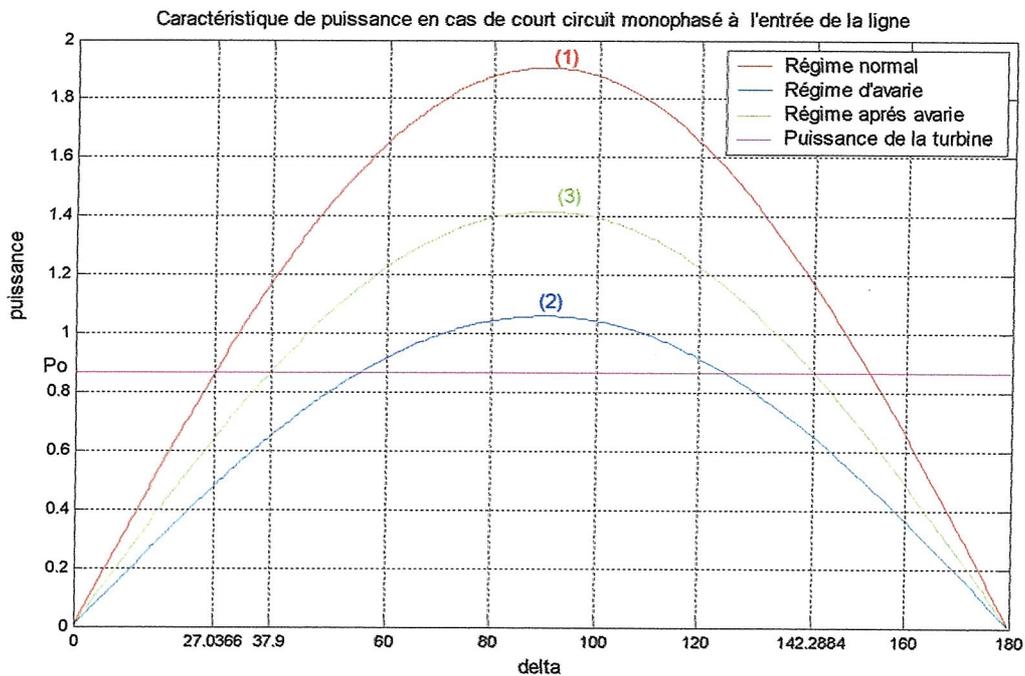


Figure 3.26: Les caractéristiques  $P = f(\delta)$

Court circuit monophasé à la sortie de la ligne

$$X_S = X_{1E} + X_{1U} + \frac{X_{1E} \cdot X_{1U}}{\Delta X}$$

$$X_S = X'_{d,1} + X_{T1,1} + X_{L,eq,1} + X_{T2,1} + \frac{(X'_{d,1} + X_{T1,1} + X_{L,eq,1}) \cdot (X_{T2,1})}{X_2 + X_0}$$

$$X_S = 0.3438 + 0.0808 + 0,2703 + 0.0872 + \frac{(0.3438 + 0.0808 + 0,2703) \cdot (0.0872)}{0.2430}$$

$$X_S = 1.0315 P.U$$

On détermine, donc,

$$P_2 = \frac{|E'| \cdot |U_S|}{X_S} \cdot \sin \delta$$

$$P_2 = 1.4457 \cdot \sin \delta$$

**Détermination de l'angle de débranchement  $\delta_{deb}$**

Analogiquement on peut déterminer  $\delta_{deb}$  à partir de la formule suivante

$$\cos \delta_{deb} = \frac{\frac{P_0(\delta_{Cr} - \delta_0) \cdot \pi}{180} + P_{\max(3)} \cdot \cos \delta_{Cr} - P_{\max(2)} \cdot \cos \delta_0}{P_{\max(3)} - P_{\max(2)}}$$

Avec :

$$\delta_{Cr} = \pi - \arcsin \left( \frac{P_0}{P_{\max(3)}} \right)$$

$$\delta_{Cr} = \pi - \arcsin \left( \frac{0,8667}{1,4169} \right) = 142,2884$$

$$\delta_{deb} = \arccos \frac{0,8667(142,2884 - 27,0366) \cdot \left( \frac{\pi}{180} \right) + 1,4169 \cdot (\cos 142,2884) - 1.4457(\cos 27,0366)}{1,4169 - 1.4457}$$

$$\delta_{deb} = \infty$$

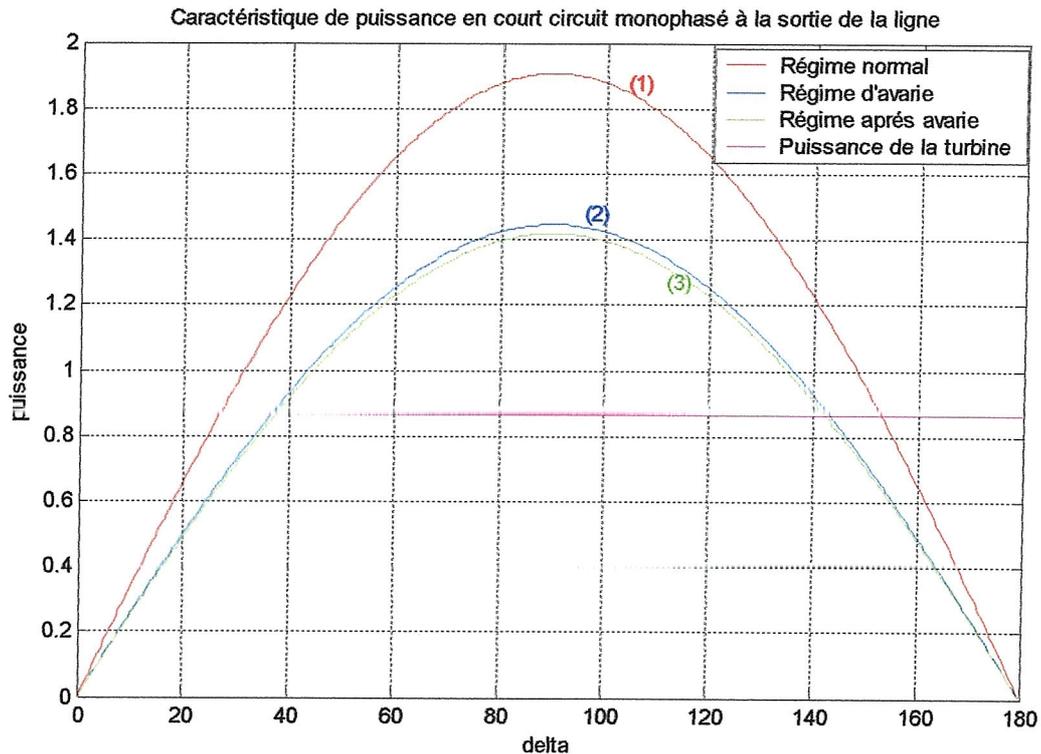


Figure 3.27: Les caractéristiques  $P = f(\delta)$

Les résultats montrent que pour un défaut monophasé le générateur reste stable.

### 3.6. Comparaison des caractéristiques limites de débranchement.

Les calculs réalisés permettent d'évaluer comparativement les effets des différents défauts sur la nécessité de leur débranchement.

Cette nécessité est exprimée en fonction de l'angle limite de débranchement du défaut et du temps correspondant.

Vu pour les différents courts circuits, les caractéristiques obtenues montrent nettement la différence d'effet.

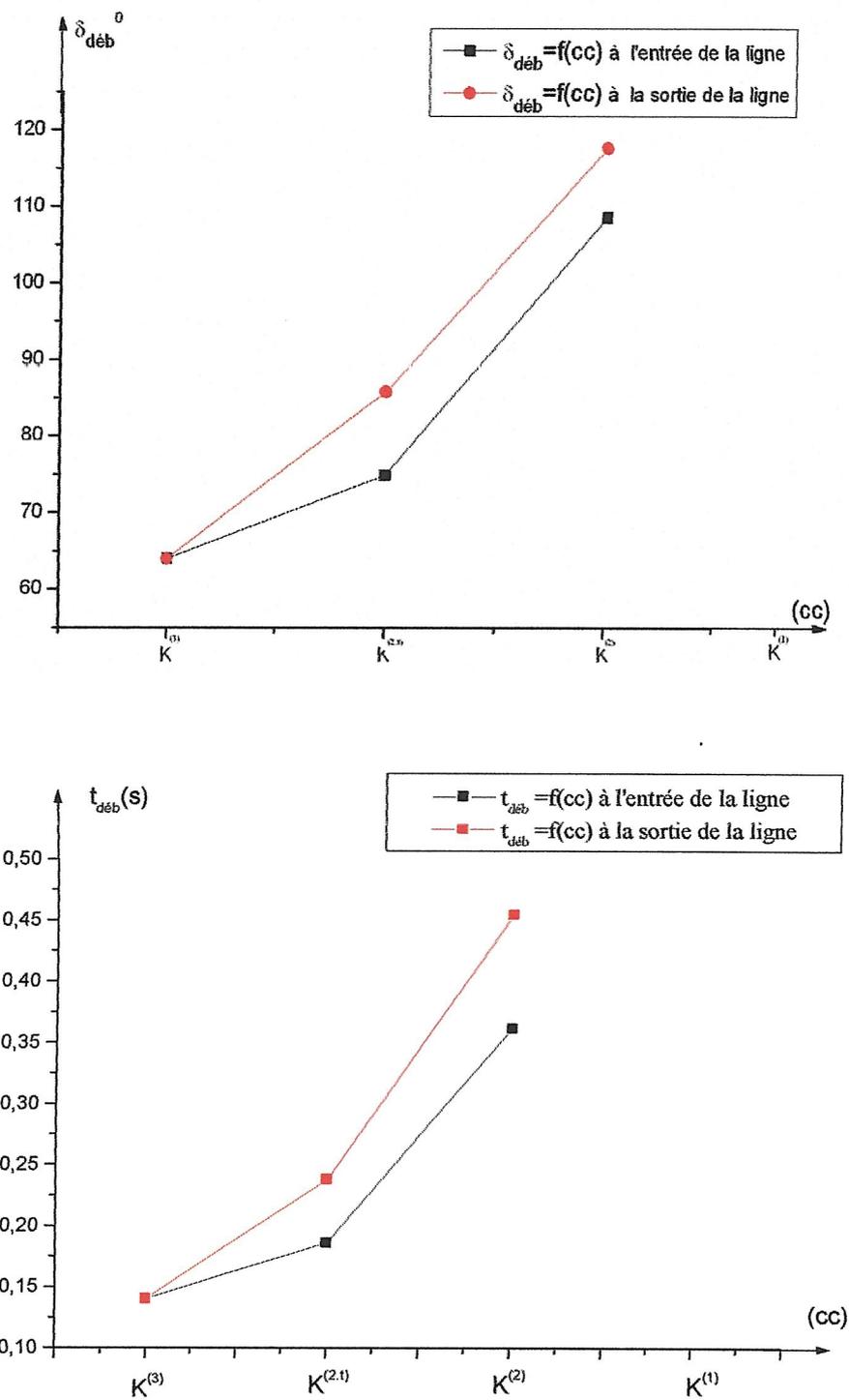


Figure 3.28: la variation de  $\delta_{déb}$  et  $t_{déb}$  en fonction de type de court-circuit.

Les courbes ainsi tracées définissent, en fait, les grandeurs limites ( $\delta_{déb,l}$ ,  $t_{déb,l}$ ) en fonction de la réactance de liaison, puisque chaque court circuit peut avoir lieu, en règle général, à travers diverses résistances.

On constate que pour un défaut monophasé, les grandeurs limites de débranchement peut être, théoriquement, illimitées ; puisque la réserve en puissance électrique de la machine reste encore suffisante.

Du point de vue stabilité la grandeur conserve son fonctionnement stable. Le défaut triphasé ; avec une impédance de court circuit nulle, le cas le plus défavorable (dangereuse) pour la stabilité.

### **3.7. Conclusion.**

Dans ce chapitre nous avons étudié différents types de court-circuit ainsi que ses influences sur la stabilité transitoire d'un générateur connecté à un réseau infini via une ligne de transport d'énergie. Nous avons également étudié l'influence de la position du défaut, de sur la stabilité transitoire.

D'après les courbes on peut constater que plus le lieu de court circuit est proche de la machine plus il y a risque de sortir du synchronisme parce que la réserve de stabilité est plus petite, et inversement plus le défaut est loin de la machine plus l'influence sera petite.

Les régimes asymétriques causés par les courts-circuits sont plus importants que ceux engendrés par les ruptures de phases.

Nous avons constaté que parmi les défauts existants, le cas le plus défavorable pour la stabilité du système est le court circuit triphasé

# Conclusion générale

## Conclusion générale :

L'analyse des résultats du travail réalisé et présenté dans ce mémoire de magister a permis de faire les conclusions suivantes:

- L'analyse des effets des perturbations sur les caractéristiques statiques de la machine permet de déterminer le temps de débranchement et par conséquent nous a permis de déterminer les conditions limites admissibles de prévoir les moyens de protection.
- les régimes asymétriques causés par les courts-circuits sont plus importants que ceux engendrés par les ruptures de phases.
- plus le défaut est proche de la machine plus l'influence (perte de la stabilité) est grande et inversement plus le défaut est loin de la machine plus l'influence sera petite.
- Le débranchement d'une liaison d'une unité peut entraîner la perte de synchronisme qui l'on essayera de juguler par des dispositifs spécifiques.
- L'analyse comparative permet de classer les différents types de défaut par degré de gravité et d'offrir la possibilité pour mieux les identifier en vue d'un meilleur contrôle et d'une protection faible.

## Références Bibliographiques

- [1] **Maguet, M Ianoz.** “ Haute tension ”, Traité d'électricité, d'électronique et d'électrotechnique XXII, Dunod, 1987.
- [2] **R.Pelissier**“ Les réseaux d'énergie électrique : les aspects techniques du service”, Tome1, Dunod, paris, 1971.
- [3] **Bruno Buggiani.** “ Parallélisation des calculs des stabilités transitoire des réseaux électriques ”, Thèse de Doctorat N=1377, Ecole polytechnique Fédérale de Lausanne, 1995.
- [4] **André Merlin.** “Réseaux Electriques Aspects Actuels ”, électricité de France, Editura tehnica, Bucuresti 2000.
- [5] **Williams D. Stevenson Jr.** “Elements of power system analysis”, McGraw-HILL international ediditions, Electrical et Electronic engerineering seris Fourth edition.
- [6] **E.Bettega, J.N.Fiorina.** “Harmoniques : convertisseurs propres et compensateurs actifs”, CT N°183, jan 2000.
- [7] **Chérif F.** “ Analyse et Amélioration de l'indice de non- symétrie de tension dans la qualité de l'énergie électrique ”, Thèse de Doctorat, Université de Batna, Faculté des sciences de l'ingénieur, 27 Mai 2006.
- [8] **Lucas .M Faulkner berry. Water coffer,** “Electrical power distribution and transmission”, university of Houston prentice Hall. Englewood chiffes, New Jersey, coulombs, OHIO.

- [9] **A. Aboubou**, " Contribution à l'étude de la stabilité statique des machine synchrones" thèse de magister en Electrotechnique, Université de Annaba, 1988.
- [10] **P.Bornard, M Pavard**. "Réseaux d'interconnexion et de transport : réglage et fonctionnement ", Technique de l'ingénieur, traité Génie électrique, D 4 090
- [11] **Göran Anderson**. "Modeling and Analysis of Electric power systems", EEH-power systems Laboratory, ETH Zurich, mach 2004.
- [12] **Gholipour Shahraki E**. " Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité Transitoire des réseaux électriques ", Thèse de Doctorat, l'Université Henri Poincaré, Nancy en Génie Electrique, 13 Octobre 2003.
- [13] **Barret .PH**. " régimes transitoires des machine tournantes ", collection de la DER EDF, Editions Eyrolles, Paris, 1987. Ecole Doctorale
- [14] **MEYER.B JEROSOLIMSKI. M et STUBBE.M** "Outils de simulation des réseaux électriques ", Technique de l'ingénieur, traité Génie électrique, D4 120.
- [15] **Ionescu. S**. "Modèle de la machine synchrone pour la simulation de régime dynamique dans les systèmes électriques à grandes dimensions ", energitica, vol XXXVIII, Bucuresti 2000.
- [16] **Pavella M.PG**. "Transient stability of power systems theory and practice", john wily and sons, 1993.