

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de L'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université Mouloud Mammeri De Tizi-Ouzou



Faculté Du Génie Electrique Et De L'informatique
Département D'Electrotechnique

**Mémoire de Fin d'Etudes
De MASTER ACADEMIQUE**
Domaine : Sciences et Technologies
Filière : Electrotechnique
Spécialité : Réseaux Electriques

Présenté par
YADDADEN Zohra
BELAIDI Aghilas

Mémoire dirigé par **Melle. Nouara OUERK**

Thème

**Etude théorique et simulation des
phénomènes liés à la fréquence dans le
réseau électrique.**

Mémoire soutenu publiquement le 26/09/2018 devant le jury composé de :

Mr. Mustapha MOUDOUD
MCA, UMMTO, Président

Melle. Nouara OUERK
MAB, UMMTO, Encadreur

Mr. Azzouz MIOUAT
MAA, UMMTO, Examinateur

Mme. Dehbia MOULAI-ZAZI
MAA, UMMTO, Examinatrice

Remerciements

Merci à DIEU de nous avoir donné la force, la foi et le courage afin de mener ce travail jusqu'à terme.

*Nous remercions notre promotrice **N.OUERK** pour sa disponibilité, son soutien et ses orientations pour l'accomplissement de ce présent travail.*

Nous remercions également tous les enseignants du département d'Electrotechnique et des sciences technologiques de l'université Mouloud MAMMARI de Tizi-Ouzou, pour les efforts qu'ils fournissent pour promouvoir le niveau de formation des étudiants.

Nous remercions toutes les personnes qui nous ont aidées et soutenues notamment dans les moments difficiles.

Nous remercions les membres du jury, qui nous feront l'honneur de juger notre travail.

Enfin, nous tenons à remercier fortement nos familles respectives, particulièrement nos parents, nos frères et sœurs pour leurs soutiens.



Dédicaces

Je tiens à dédier ce mémoire à :

- ❖ *La mémoire de mes très chers parents que le bon dieu béni leurs âmes et les garde dans son vaste paradis.*
- ❖ *La lumière de ma vie Yemmanaghe « grand-mère » en témoignage et en gratitude de son dévouement, de ses sacrifices, de son soutien durant toutes mes années d'études.*
- ❖ *Mes sœurs : Lydia, Mima, Djidji, Ines, Dania.*
- ❖ *Mes frères : Ridmère, Lounas, Hocine.*
- ❖ *Mon beau frère Yazid.*
- ❖ *Mes cousines : Randa, Didia, Fatima, Nadia et cousins.*
- ❖ *Tonton Nordine et tata Zakia et toute la famille ILIMI.*
- ❖ *Mon binôme et à toute sa famille.*
- ❖ *Mes chers amis et chères amies pour tous les moments de joie et de peine que nous avons passés ensemble.*
- ❖ *Toute la promotion Réseaux Electriques 2017/2018.*

ZOHRÀ

Dédicaces

Je tiens à dédier ce mémoire à :

- ❖ *Mes très chers parents en témoignage et en gratitude de leurs dévouements, de leur soutien durant toutes mes années d'études.*
- ❖ *Mes sœurs : Dyhia ; Samira.*
- ❖ *Mon frère : Yanis.*
- ❖ *Mes grands parents : Ali ; Hammama.*
- ❖ *La mémoire de mes grands parents Ahmed et Fatima.*
- ❖ *Toute ma famille.*
- ❖ *Mes cousins : Ghilas ; Fatima.*
- ❖ *Ma binôme et à toute sa famille.*
- ❖ *Mes chers amis et chères amies pour tous les moments de joie et de peine que nous avons passés ensemble.*
- ❖ *L'association culturelle de Tighilte.*
- ❖ *Toute la promotion Réseaux Electriques 2017/2018.*

AGHILAS

Sommaire.

Sommaire

I.4.3.Les dispositifs de réglage de la tension et de la compensation de la puissance réactive	10
I.4.3.1.Les groupes thermiques et hydrauliques.....	10
I.4.3.2.Les batteries de condensateurs.....	10
I.4.3.3. Les inductances.....	11
I.4.3.4.Les compensateurs synchrones	11
I.4.3.5.Les compensateurs statiques (SVC).....	12
I.4.3.6.Les régleurs en charge des transformateurs (OLTC).....	12
I.4.4.Les dispositifs de contrôle de la puissance active et de réglage de fréquence	12
I.4.4.1.Les régulateurs de vitesse des groupes de production (AGC)	12
I.4.4.2.Les contrôleurs universels de puissance (UPFC).....	13
I.4.4.3.Les régulateurs de puissance interphase (RPI)	13
I.4.4.4.Les condensateurs série et shunt	13
I.4.4.5.Les transformateurs déphaseurs.....	13
I.4.5.Les charges.....	13
I.4.5.1. Les types de charges	14
I.4.5.2. Les catégories de charges.....	14
I.5.Stabilité d'un réseau électrique	14
I.5.1.La stabilité en tension	15
I.5.2.La stabilité en fréquence	15
CHAPITRE II	
Perturbations dans un réseau électrique	
II.1.Divers types de perturbations	16

Sommaire

II.1.1.Définition d'une perturbation	16
II.1.2.Les différents types de perturbations sur un réseau électrique	16
II.1.2.1.Les variations de la consommation	16
II.1.2.2.Les perturbations climatiques importantes	16
II.1.2.3.Les défaillances de protections automates, et des régulations.....	17
II.1.2.4.Les défaillances humaines dans la maintenance et les circonstances particulières d'exploitation.....	17
II.2.Phénomènes engendrés par les perturbations	17
II.2.1.Les courts-circuits.....	17
II.2.2.La chute de tension	17
II.2.3.La variation de la fréquence	18
II.2.4.L'écroulement de la fréquence	19
II.2.5.La Perte de synchronisme.....	20
II.2.6.Les surtensions	20
II.2.7.Les creux de tension	21
II.2.8.Les harmoniques.....	21
II.2.9.Les parasites	22
II.2.10.Les pertes d'éléments du réseau	22
II.2.11.Les grandes oscillations.....	22
II.2.12.Les déséquilibres entre les couples électrique et mécanique de la turbine.....	22
II.2.13. Le Black-out	23
II.2.13.1. Les conséquences du Black-out.....	23
II.2.13.2. Les grands black-out dans un réseau électrique à travers le monde	23

Sommaire

II.3.Le réglage de la fréquence	25
II.3.1.Le réglage primaire (RPF)	25
II.3.2.Le réglage secondaire (RSF)	25
II.3.3.Le réglage tertiaire (RTF)	25

CHAPITRE III

L'Alternateur

III.1.L'alternateur	27
III.2. Description	28
III.2.1. Le rotor	28
III.2.1.1.Le rotor à pôles saillants.....	28
III.2.1.2.Le rotor à pôles lisses	29
III.2.2.Le stator.....	30
III.3.La vitesse de synchronisme.....	30
III.4.Stabilité de l'alternateur	31
III.4.1.Stabilité statique	31
III.4.2.Instabilité statique	31
III.4.3.Stabilité transitoire (dynamique).....	31
III.4.4.Instabilité transitoire.....	31
III.4.5.Stabilité synchrone	32
III.5.Equations électriques.....	32
III.5.1.Puissance transmissible en fonction de l'angle interne.....	32
III.5.2.Equation mécanique	34

CHAPITRE IV

Simulation numérique

IV.1.Etude de la stabilité statique.....	35
--	----

Sommaire

IV.1.1.Résultats de simulation et interprétations	35
IV.1.1.1.Illustration de la puissance active P en fonction de l'angle interne delta	35
IV.1.1.2. Mise en évidence des paramètres influençant la puissance	36
IV.1.1.3. Courbes en valeurs réduites	41
IV.2.Etude de la stabilité transitoire.....	43
IV.2.1.Illustration de l'angle interne et de la puissance délivrée par l'alternateur en fonction du temps	44
IV.2.1.1.Résultats de simulation et interprétations	44
IV.2.1.2.Interprétations	48
Conclusion générale	49

Résumé.

Résumé

Résumé

Ce travail consiste à la mise en évidence des phénomènes liés à la fréquence sur un réseau électrique. Avant d'aborder certains de ces phénomènes, nous avons consacré les trois premières parties aux généralités sur le réseau électrique, aux perturbations diverses et à quelques rappels sur la machine synchrone fonctionnant en alternateur étant donné le lien étroit de la fréquence à la machine considérée. Nous avons mis fin à cette étude, en illustrant le mécanisme de la stabilité statique par l'intermédiaire des caractéristiques liant la puissance délivrée par une source constante à l'angle interne, sans omettre l'influence de trois principaux facteurs dont la compensation série et son rôle prépondérant sur l'intensification de la limite de la stabilité en fréquence. Nous nous sommes intéressés également à la mise en œuvre de la stabilité transitoire, où nous avons mis l'accent sur la variation de l'angle interne en fonction du temps et son influence sur la puissance active délivrée par la source. Les étapes considérées sont réalisées par la simulation numérique en utilisant un langage de programmation **Fortran**.

Mots clés: Alternateur, Angle interne, Puissance active, Stabilité, Fréquence...

Abstract

This work consists in highlighting phenomena related to the frequency on an electrical network. Before addressing some of these phenomena, we have devoted the first three parts to the generalities of the electrical network, to various disturbances and some reminders on the synchronous machine operating alternator given the close connection of the frequency to the machine in question. We ended this study, illustrating the mechanism of static stability through the characteristics linking the power delivered by a constant source to the torque angle, without omitting the influence of three main factors including serial compensation and its preponderant role on the intensification of the limit of frequency stability. We have also been interested in implementing what is called transient stability, where we have emphasized the variation of the torque angle as a function of time and its influence on the active power delivered by the source. Such a step is performed by numerical simulation using a **Fortran** programming language.

Key words: Alternator, Torque angle, Real power, Stability, Frequency...

Nomenclature

Ω : Vitesse angulaire rotorique (rads.s^{-1}).

w : Pulsation des courants alternatifs en (rads. s^{-1}).

f : La fréquence du réseau électrique.

π : Constante =3.14.

p : Nombre de pair de pôles.

u_1 : Tension aux bornes de l'enroulement primaire du transformateur (**V**).

u_2 : Tension aux bornes de l'enroulement secondaire du transformateur (**V**).

THT : Très Haute Tension.

HT : Haute Tension.

MT : Moyenne Tension.

BT : Basse Tension.

BTA : Basse Tension A.

BTB : Basse Tension B.

HTA : Haute Tension A.

HTB : Haute Tension B.

m: Rapport de transformation du transformateur.

V_1 : Tension aux bornes de l'enroulement primaire du transformateur (**V**).

V_2 : Tension aux bornes de l'enroulement secondaire du transformateur (**V**).

I_1 : Courant circulant au niveau de l'enroulement primaire du transformateur (**A**).

I_2 : Courant circulant au niveau de l'enroulement secondaire du transformateur (**A**).

N_1 : Nombre de spires de l'enroulement primaire du transformateur.

N_2 : Nombre de spires de l'enroulement secondaire du transformateur.

SVC: Static Var Condenser.

Nomenclature

OLTC: On Load Tap Changers.

AGC: Automatic Governor Controllers.

UPFC: Unified Power Flow Controllers.

RPI : Régulateur de Puissance Interphase.

RPF : Réglage Primaire de Fréquence.

RSF : Réglage Secondaire de Fréquence.

RTF : Réglage Tertiaire de Fréquence.

REF : La courbe de référence.

N : Vitesse de rotation en (tr.s^{-1}).

C_m : Couple moteur (**N.m**).

C_e : Couple électrique (**N.m**).

J : Moment d'inertie des masses tournantes du groupe de production (kg/m^2).

V : Tension réceptrice (**V**).

δ : Déphasage angulaire entre la tension émettrice et la tension réceptrice (**angle interne**) (**rads**).

φ: Déphasage entre la tension réceptrice et le courant circulant à travers la charge (**rads**).

X_T = X_d + X_{Tr} + X_l : Réactance inductive totale du réseau (**Ω**).

X_d : Réactance synchrone de l'alternateur (**Ω**).

X_{Tr} : Réactance inductive du transformateur (**Ω**).

X_l: Réactance inductive de la ligne (**Ω**).

X_c : Réactance capacitive du condensateur(**Ω**).

Z_c : Impédance de la charge(**Ω**).

k: Taux de compensation.

Nomenclature

RES : Réseau très puissant.

TG : Transformateur de groupe

X₂ : Réactance inductive (**Ω**).

θ_m : Angle de déplacement du rotor (**rads**).

S : Puissance apparente de la machine (**VA**).

P_e : Puissance électrique.

P_m : Puissance mécanique de la machine (**W**).

H : Constante d'inertie (**s**).

P₀ : Puissance initiale délivrée par la machine.

P_s : La puissance synchronisante.

δ_m : Angle de déplacement du rotor (**rads**).

Introduction générale.

Introduction générale

Le réseau électrique est souvent soumis à des perturbations de diverses natures parmi lesquelles, il y'a celles engendrant les variations de la fréquence. Un paramètre important assurant l'équilibre entre la production et la consommation de l'énergie électrique où figure un dispositif vital, qui n'est autre que l'alternateur ou encore la machine synchrone dont l'appellation, nous y reviendrons dans la prochaine étape.

Pour permettre à l'exploitant d'un réseau d'éviter ou de minimiser les agressions liées à ce paramètre. Il est préconisé de s'intéresser aux causes de tels événements et aux moyens pouvant apporter des solutions, pour un objectif précis est la desserte de l'énergie d'une façon pertinente. A cet effet, ce travail consiste à l'étude des phénomènes liés à la fréquence, qui est l'un des principaux paramètres de la sûreté d'un réseau.

Pour ce faire, notre travail comporte les quatre parties principales dont l'intitulé de chacune est donné comme suit :

- Le premier chapitre est consacré aux rappels sur le réseau électrique et qui est titré : Généralités sur le réseau électrique.
- Le deuxième chapitre porte sur les diverses perturbations pouvant menacer le transport d'énergie et qui est intitulé : Perturbations dans un réseau électrique.
- Le troisième chapitre porte sur des généralités sur la machine synchrone fonctionnant en alternateur qui est titré : L'alternateur.
- Le quatrième chapitre est consacré à l'étude du phénomène traité en faisant appel à l'outil informatique en considérant un langage de programmation Fortran 90 et qui a pour titre : Simulation numérique.

Cette étude est évidemment achevée par une conclusion sur le contenu de ce présent document.

Chapitre I

Généralités sur les réseaux électriques.

Avant d'aborder le sujet, nous avons jugé impératif de faire des rappels sur le système électrique. A cet effet, nous avons consacré cette phase d'étude aux différents constituants d'un réseau et aux définitions portant connaissances sur les diverses situations que peut vivre un réseau comme les scénarios causés par les variations inacceptables de l'angle interne engendrant la perte du synchronisme allant parfois à la non maîtrise du maintien de la fréquence égale ou très proche de la valeur universelle à conséquences parfois néfastes.

I.1. Définition d'un réseau électrique

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures permettant la production, l'acheminement et la distribution de l'énergie électrique [1].

I.2. Classification des réseaux électriques selon leur fonction

I.2.1. Production

La production d'électricité se fait depuis la fin du 19ème siècle à partir de différentes sources d'énergies primaires. Les premières centrales électriques fonctionnaient au bois. Aujourd'hui, la production peut se faire à partir des turbines hydrauliques (dans les barrages), des turbines d'éoliennes, des turbines à vapeur ou à gaz, d'énergie nucléaire (uranium), d'énergie photovoltaïque et à partir de la biomasse [2].

I.2.2. Distribution

Ils ont pour fonction de fournir aux réseaux d'utilisation, la puissance dont ils ont besoin. Les réseaux de distribution utilisent au moins deux échelons de tension (BT et MT) [2].

I.2.3. Répartition

Ils fournissent la puissance à haute tension (HT) aux points de livraison à la distribution (de 60 et 150 KV), à l'échelle régionale mais ne peuvent la transiter que sur des distances limitées à quelques dizaines de kilomètres [2].

I.2.4. Transport

Ils assurent l'alimentation de l'ensemble du territoire grâce à des transits de puissances importants sur des distances atteignant plusieurs centaines de kilomètres. Les tensions utilisées pour ces réseaux vont de (90kV à 400kV) (THT) [2].

I.3. Les différentes structures d'un réseau électrique

Le concept du réseau englobe la totalité des installations, notamment les lignes aériennes, les câbles, les transformateurs et les appareils avec leurs moyens de contrôle et de sécurité, les interrupteurs, etc., nécessaires au transport et à la distribution de l'énergie électrique. Nous distinguons trois types de réseau, expliqués au moyen des exemples suivants basés sur un réseau à basse tension.

I.3.1. Réseau radial ou en étoile

Il représente le réseau sous sa forme la plus simple. Les lignes partent d'un point central, par exemple une station de transformation locale, et rayonnent depuis celui-ci. Si une perturbation se produit sur ce type de réseau, l'alimentation électrique de tous les clients rattachés à ce rayon défectueux est interrompue, jusqu'à ce que la panne soit réparée. La panne d'une station de transformation peut paralyser tout un quartier.

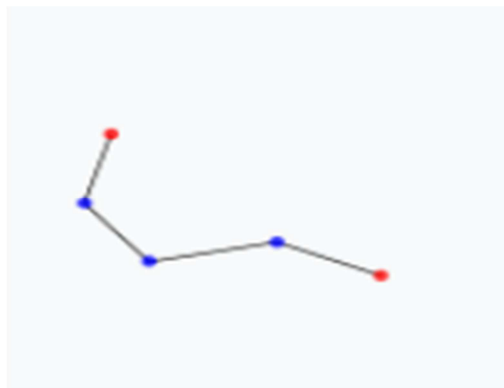


Figure I.1 : La représentation de la structure radiale ou en étoile du réseau électrique.

I.3.2. Réseau en boucle

L'assemblage en boucle des lignes permet de mettre hors circuit une partie de la ligne défectueuse grâce à ses points de séparation. L'alimentation électrique est interrompue uniquement dans cette partie jusqu'à la réparation de la panne ; le reste du réseau peut continuer à fonctionner.

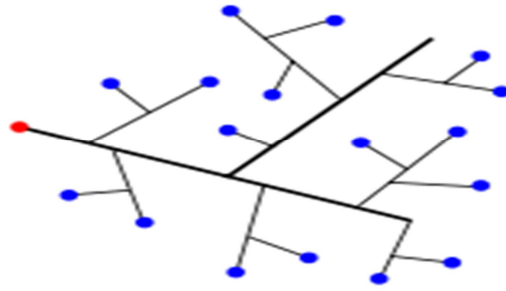


Figure I.2 : La représentation de la structure en boucle du réseau électrique.

I.3.3. Réseau maillé ou connecté

Lorsque des lignes en boucle sont regroupées pour relier des points très éloignés les uns des autres, elles forment un réseau maillé. Ce type de réseau offre une très grande fiabilité d'approvisionnement car chaque tronçon de ligne peut être alimenté via différentes voies. Même une défaillance sur plusieurs tronçons n'engendre pas une perturbation de grande ampleur. Les réseaux maillés sont surtout construits et exploités là où la sécurité d'approvisionnement d'un grand nombre de clients peut être compromise par une perturbation, comme c'est particulièrement le cas pour les réseaux de transport et de distribution à haute tension.

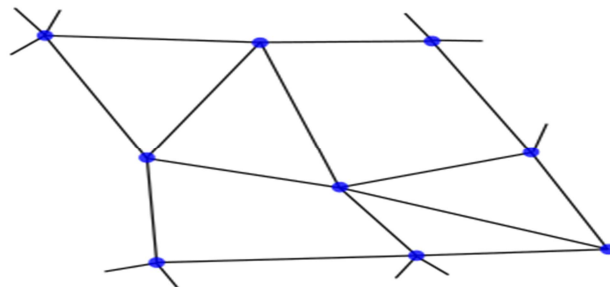


Figure I.3 : La représentation de la structure maillée ou connectée du réseau électrique.

I.4. Constituants d'un réseau électrique

Le réseau électrique est constitué de plusieurs éléments dont les principaux [1]-[3] :

- Les centres de production,
- Les liaisons électriques,
- Les dispositifs de réglage de la tension et de la compensation de la puissance réactive,
- Les dispositifs de réglage de la fréquence et du contrôle de la puissance active,

- Les charges appelées aussi récepteurs ou par les consommateurs.

I.4.1. Les centres de production

Les unités de production sont l'ensemble des groupes de production dans une centrale électrique qui sont constitués de turbine, de transformateur et d'alternateur, qui est l'organe principal d'une centrale [1]-[3]-[4]-[5].

Il existe plusieurs types de centrales électriques :

- Nucléaires (uranium),
- Hydrauliques (eau),
- Renouvelables (solaire, éolienne ...),
- Thermiques classiques (gaz, charbon ...).

I.4.1.1. L'alternateur

Un alternateur génère une tension alternative. Il est constitué d'un rotor (partie tournante qui est couplé à la turbine.) et d'un stator (partie fixe qui récupère l'énergie sous forme d'électricité en triphasé). L'alternateur est appelé par machine synchrone car il tourne et il doit impérativement tourner à la vitesse de synchronisme Ω .

I.4.1.2. Les auxiliaires

Dans une centrale électrique, il existe des auxiliaires d'alternateur et des auxiliaires de tranches :

- Les auxiliaires d'alternateurs (la génératrice principale, la génératrice pilote et le moteur d'entraînement),
- Les auxiliaires de tranches (condenseurs, chaudières, pompes, ventilateurs ...etc.).

I.4.2. Les liaisons électriques

Les liaisons électriques sont l'ensemble des éléments qui jouent le rôle de lien entre les groupes de production et les zones de consommation. Qui sont les conducteurs électriques et les postes de transformations [1]-[5]-[6] [7].

Remarque : Les conducteurs les plus utilisés dans la desserte de l'énergie sont les lignes aériennes.

I.4.2.1. Les lignes aériennes

Les lignes électriques sont des conducteurs qui laissent circuler le courant électrique, ces lignes portées par des pylônes et reliant deux points de même niveau potentiel $u_1 = u_2$.

Une ligne aérienne peut être vue comme un simple fil en matériau conducteur tel que le cuivre, l'Aluminium ou tout autre alliage supporté par un pylône. Lorsque le réseau est triphasé, une ligne correspond à trois conducteurs (trois fils), plus éventuellement un fil de neutre. Elle transporte du courant sous une certaine tension. Ce sont les valeurs maximales admissibles de ces deux grandeurs (courant et tension) qui fixent la puissance maximale transmissible et qui sont donc déterminantes pour dimensionner la ligne.

Dans une ligne aérienne, les conducteurs sont nus et l'isolement est assuré par l'air qui sépare les conducteurs entre eux et par les isolateurs qui relient les conducteurs au pylône. D'un point de vue purement technique, la conception d'une ligne est assujettie à des contraintes mécaniques et électriques [5].

Nous distinguons quatre types de lignes

- Les lignes de transport à très haute tension (THT),
- Les lignes de transport à haute tension (HT),
- Les lignes de distribution à moyenne tension (MT),
- Les lignes de distribution à basse tension (BT).

La nouvelle norme en vigueur en France UTE C 18-510 définit les niveaux de tension alternative comme suit :

BTA et BTB.	$\leq 1000V$	Basse Tension BT.
HTA.	$1 \leq U \leq 50kV$	Moyenne Tension MT.
HTB.	$> 50kV$	Haute Tension HT et Très Haute Tension THT.

Tableau I.1 : Récapitulatif des valeurs de la nouvelle norme pour les tensions du réseau.



Figure I.4 : Les lignes aériennes.

I.4.2.2. Les câbles souterrains

Les câbles souterrains apparaissent souvent comme un recours pour protéger les paysages. Mais cette solution n'est pas universelle : au-delà des problèmes de coût (1km de câble peut coûter jusqu'à 10 fois plus qu'un kilomètre (1km) de ligne selon le niveau de tension, le profil du terrain, etc.), elle se heurte à des limitations techniques, surtout sur de grandes distances ou en très haute tension. Dans un câble souterrain, il faut assurer l'isolement entre conducteurs et entre les conducteurs et la terre [5].

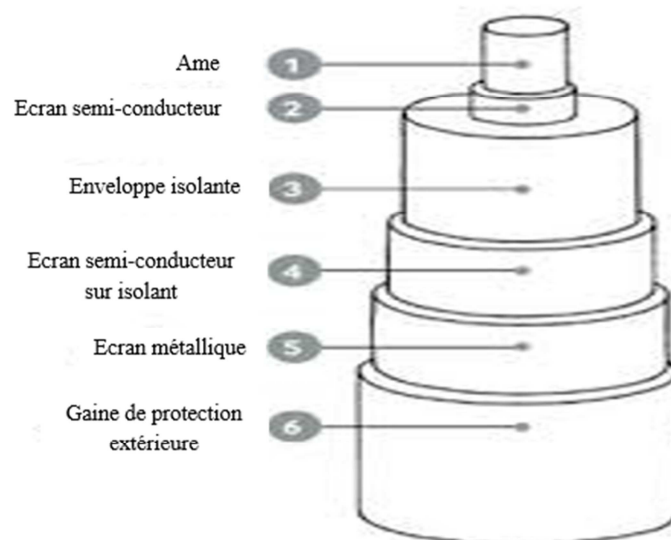


Figure I.5 : Les câbles souterrains.

I.4.2.3. Les câbles sous-marins

Un câble sous-marin est un câble posé sur le fond marin, destiné à acheminer des télécommunications ou à transporter de l'électricité. La plupart des télécommunications mondiales transitent par des câbles sous-marins. Le câble évite la perte de temps induite par la distance nécessaire pour effectuer une transmission par satellite.

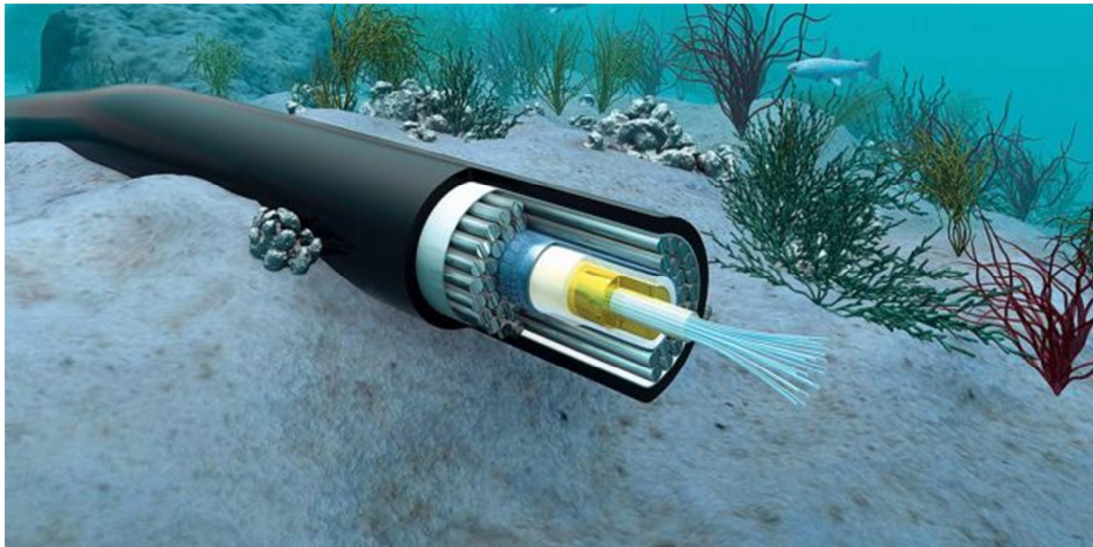


Figure I.6 : Les câbles sous-marins.

I.4.2.4. Les postes de transformation

Les postes de transformations sont une partie d'un réseau électrique constitués d'enroulements primaire et secondaire.

I.4.2.4.a. Les transformateurs

Le transformateur est une machine statique à deux enroulements. Il permet de convertir un système de tension et courant alternatif en un autre système de tension et courant de valeurs différentes mais de même fréquence. Dans le but de transmettre de la puissance électrique sur de longues distances.

$$m = \frac{V_2}{V_1} = \frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1} \quad (\text{ce que l'on gagne en courant, on le perd en tension et vice versa}).$$



Figure I.7 : Les transformateurs.

I.4.2.4.b. Types de postes de transformation

Nous distinguons dans un réseau électrique :

- Poste de sortie de centrale : son but est de raccorder une centrale de production d'énergie électrique au réseau,
- Poste d'interconnexion THT et HT : pour interconnecter plusieurs lignes électriques,
- Poste de transformateur abaisseur et éleveur d'énergie électrique pour élever ou abaisser le niveau de tension,
- Postes d'alimentation régionaux.

I.4.2.5. Types de réseaux électriques

Pour assurer une continuité de service, les producteurs d'énergie électrique ont à leur disposition divers types de réseaux qui sont les suivants :

I.4.2.5.a. Le réseau THT de transport et d'interconnexion

Il assure la liaison entre les grands centres de production et grands centres de consommation et assure des échanges d'énergie entre différentes régions et pays frontaliers.

I.4.2.5.b. Le réseau HT de répartition régionale

Le réseau à haute tension est un réseau de répartition ou d'alimentation qui permet le transport à l'échelle régionale ou interrégionale.

I.4.2.5.c. Le réseau MT et BT de distribution

Ce réseau est constitué de deux types de lignes : les lignes moyennes tension (MT) et les lignes basses tension (BT).

- Le réseau MT : permet le transport de l'électricité à l'échelle locale vers les petites industries et les commerces,
- Le réseau BT : permet la distribution de l'électricité vers les ménages et les artisans.

I.4.3. Les dispositifs de réglage de la tension et de la compensation de la puissance de l'énergie réactive

La tension est une caractéristique fondamentale des réseaux électriques. Un bon réglage de la tension assure une continuité de service et une bonne qualité de fonctionnement. Et comme ce paramètre est étroitement lié à la puissance réactive donc régler la tension revient à compenser l'énergie réactive, et les dispositifs de réglage sont les suivants

I.4.3.1. Les groupes thermiques et hydrauliques

C'est des générateurs synchrones avec la force électromotrice de leurs alternateurs : ils fixent la tension et la règlent avec leurs régulateurs de tension qui agissent sur le courant d'excitation. Ils peuvent absorber ou générer de la puissance réactive selon qu'ils soient sous excités ou surexcités. Cependant leurs performances en énergie réactive sont limitées par les courants maximums rotoriques et statoriques [6]-[8].

I.4.3.2. Les batteries de condensateurs

Ces batteries de condensateurs sont des génératrices de puissance réactive nécessaire pour alléger la puissance apparente des réseaux en amont des lieux de consommation, nous distinguons deux types :



Figure I.8 : Les batteries de condensateurs.

I.4.3.2.a. Les condensateurs shunt (parallèle)

Le principe de la compensation shunt consiste à placer des bancs de condensateurs en dérivation sur le réseau et en divers points du réseau. Ils sont placés près des charges pour améliorer le facteur de puissance et au niveau des réseaux de répartition pour compenser les pertes réactives [6]-[9]-[10].

I.4.3.2.b. Les condensateurs série

La compensation série consiste à placer des condensateurs en série sur une ligne dont ils compensent la réactance inductive de la ligne de desserte d'énergie.

Ce dispositif est très efficace pour réduire les chutes de tension dans les réseaux et sur les lignes [1]-[6]-[10]-[11].

I.4.3.3. Les inductances

Pour compenser l'énergie réactive fournie durant les heures creuses par les lignes à très haute tension ou par les câbles faiblement chargés, nous agissons sur les inductances. Elles sont soit directement raccordées au réseau, soit branchées sur les tertiaires des transformateurs THT et HT [12].

I.4.3.4. Les compensateurs synchrones

Un compensateur synchrone est un alternateur tournant à vide sur un réseau, non entraîné par une machine tournante, il fournit alors de la puissance réactive au réseau. Cela en

agissant sur son courant d'excitation selon le besoin. L'avantage que présente ce genre de dispositif est que sa production réactive n'est pas influencée par la tension du réseau [1]-[6]-[12].

I.4.3.5. Les compensateurs statiques (SVC)

Ces compensateurs statiques sont basés sur des dispositifs utilisant l'électronique de puissance (association des condensateurs et des bobines d'inductances commandée généralement par des thyristors). Les compensateurs statiques sont des dispositifs rapides d'injection de puissance réactive en un nœud d'un réseau, en vue d'y maintenir la tension à la fréquence voulue [13]-[14]-[15].

I.4.3.6. Les régleurs en charge des transformateurs (OLTC)

Ce type de transformateur est un appareil permettant de rajouter ou de retrancher des spires à l'enroulement principal du transformateur. Le rapport de transformation du transformateur peut ainsi être adapté aux conditions de charge sur le réseau afin de maintenir la tension à un niveau optimal.

I.4.4. Les dispositifs de contrôle de la puissance active et de réglage de la fréquence

La fréquence et la puissance active sont des paramètres électriques étroitement liés ; alors une simple modification de l'un de ces paramètres entraînera la modification de l'autre ; nous sommes donc appelés à contrôler ces deux paramètres ; à travers les dispositifs suivants [5]-[9]-[10] :

Nous y reviendrons dans les prochaines étapes pour démontrer un tel lien.

I.4.4.1. Les régulateurs de vitesse des groupes de production (AGC)

Le régulateur de vitesse est un dispositif d'ajustement qui agit sur les organes d'admission de fluide (vannes ou valves) au niveau de la turbine d'un groupe de production ; dans le but de rétablir la fréquence à sa valeur nominale (50Hz) suite à un déséquilibre ; en mesurant la différence entre la vitesse angulaire du rotor du générateur avec une valeur de référence. Le régulateur de vitesse constitue le réglage primaire de la fréquence [5]-[16].

I.4.4.2. Les contrôleurs universels de puissance (UPFC)

Ce dispositif est l'union de deux compensateurs l'un est un compensateur série et l'autre est un compensateur parallèle. Il est capable de contrôler simultanément et indépendamment la puissance active et réactive ; et aussi le réglage de la tension, la répartition de flux d'énergie l'amélioration de stabilité et l'atténuation des oscillations de puissance [17].

I.4.4.3. Les régulateurs de puissance interphase (RPI)

Ce sont des appareils avec une technologie innovatrice et flexible permettant de configurer des systèmes de commande d'écoulement de puissances. Un RPI est un dispositif raccordé en série et constitué de deux branches en parallèle dotées chacune d'une impédance avec un élément déphaseur. Ils permettent l'imposition des sens de transits des puissances actives et l'amélioration du facteur de puissance [18].

I.4.4.4. Les condensateurs série et shunt

Les condensateurs série et shunt constituent un moyen très efficace pour augmenter le facteur de puissance et la puissance transportable sur les lignes de transport d'énergie électrique, et aussi compenser l'énergie réactive et assurer le réglage de la tension dans le réseau et cela en réduisant les réactances de ces mêmes lignes. Ils jouent également un rôle très important dans le maintien de la stabilité en fréquence malgré leur apport prépondérant dans le maintien de la stabilité en tension [1]-[6]-[9]-[10].

I.4.4.5. Les transformateurs déphaseurs

Ces transformateurs spéciaux sont utilisés pour régler les transits de puissance active entre plusieurs lignes électriques triphasées ; en modifiant le déphasage entre deux zones électriques données ; sans modifier les valeurs de ces puissances actives transitées [1].

I.4.5. Les charges

Les charges sont les récepteurs d'énergie électrique autrement dit les consommateurs d'énergie électrique ; elles ont une partie active (transformée en travail mécanique, chaleur, lumière...) et une partie réactive (induction des moteurs asynchrones...), ces deux parties sont dépendantes de la tension et du temps [6]-[19]-[20].

I.4.5.1. Les types de charges

Nous distinguons deux types de charges qui sont les suivantes :

I.4.5.1.a. Les charges statiques

Elles transforment l'énergie électrique en lumière, en chaleur ...

I.4.5.1.b. Les charges tournantes

Ces charges transforment l'énergie électrique en énergie mécanique.

I.4.5.2. Les catégories de charges

Selon l'ordre de priorité et la continuité d'alimentation en énergie électrique, nous distinguons trois catégories de charges :

I.4.5.2.a. Les charges de première catégorie

Ce sont les organismes de santé (hôpitaux, cliniques, laboratoires médicaux...) certains systèmes de conditionnement d'air (métro...), systèmes de signalisations routiers, balisages des aéroports, les auxiliaires de centrales ...

I.4.5.2.b. Les charges de secondes catégories

Ce sont les charges industrielles où toute interruption d'alimentation en énergie électrique conduit tout de même à des répercussions économiques.

I.4.5.2.c. Les charges de troisièmes catégories

Ce sont les ménages, les villages, la plupart des administrations, les écoles, en somme des charges que nous délestons en premier lieu en cas de problèmes sur le réseau électrique...

Remarque : Les photos insérées lors de cette partie sont tirées de la revue de SONELGAZ [43].

I.5. Stabilité d'un réseau électrique

Dans un réseau électrique nous pouvons distinguer deux types de stabilité :

- La stabilité en tension.
- La stabilité en fréquence.

I.5.1. La stabilité en tension

La stabilité en tension c'est l'aptitude d'un réseau d'énergie à maintenir la tension dans les plages requises en tous les nœuds du réseau ; en condition d'exploitation normales ou perturbées [4]-[21]-[22].

I.5.2. La stabilité en fréquence

La stabilité en fréquence se rapporte à l'équilibre entre la production et la consommation de puissance active et au maintien du synchronisme entre les alternateurs de toutes les centrales d'un réseau électrique. Nous nous intéressons au deuxième cas de stabilité parce que régler la fréquence, revient à assurer la stabilité en fréquence [4]-[20]-[23].

Après cette étape consacrée aux rappels sur le réseau électrique et avant d'aborder l'objectif principal du sujet, nous allons citer les diverses perturbations aux quelles le réseau est souvent assujetti, ce qui fera l'objectif de la prochaine étape.

Chapitre II

Perturbations dans un réseau électrique.

L'électricité est le vecteur d'énergie le plus pratique et le plus répandu dans les sociétés modernes. Elle est donc un bien de consommation de première nécessité. Cependant le réseau électrique peut être le siège d'un certain nombre de perturbations qui viennent entraver le bon fonctionnement du système. Dans cette phase d'étude nous allons citer l'ensemble des aléas qui menacent le bon fonctionnement du réseau électrique et empêchent une bonne continuité de service.

II.1. Divers types de perturbations

II.1.1. Définition d'une perturbation

C'est un événement non planifié qui provoque un fonctionnement anormal d'un système électrique [24].

II.1.2. Les différents types de perturbations sur un réseau électrique

Le système de par sa nature est en permanence soumis à de différents aléas qui peuvent être regroupés en quatre familles [25] :

II.1.2.1. Les variations de la consommation

Ce sont les variations naturelles de la charge, qui se traduisent par une augmentation ou une baisse naturelle de charge non prévues autrement dit qui dépassent les capacités du réseau [5]-[6]-[20]-[25]-[26]-[27].

- Des variations lentes,
- Des variations rapides.

II.1.2.2. Les perturbations climatiques importantes

Le réseau électrique se trouve influencé par des multiples facteurs dont les principaux sont d'origines climatiques (ou des phénomènes atmosphériques).

Nous pouvons citer :

- Les variations importantes de la température : ainsi en hiver ou intersaison, une baisse de température se traduit par un surcroît de la consommation, alors qu'en été une hausse de température qui se traduit par une surconsommation [25],

- Les coups de foudres : qui sont des phénomènes naturels apparaissant le plus souvent en cas d'orage. C'est l'une des principales causes des courts circuits dans les réseaux électriques [5]-[20]-[26]-[27],
- Les tempêtes et les tornades : qui peuvent occasionner la perte d'un certain nombre d'ouvrages de transport ou de production d'énergie [5]-[25].

II.1.2.3. Les défaillances de protections automatiques, et des régulations

Dans le cas d'élément non autotesté, elles sont d'autant plus graves que nous pouvons en général repérer les défaillances que lorsque ces systèmes sont sollicités ; c'est à dire en régime d'incidents (déclenchement inapproprié). L'implication de cette catégorie de perturbation a déjà été prouvée lors de grands incidents comme facteur aggravant contribuant à la propagation des incidents majeurs [5]-[24]-[25]-[27].

II.1.2.4. Les défaillances humaines dans la maintenance et les circonstances particulières d'exploitation

- Les fausses manœuvres dans la maintenance et l'exploitation du réseau électrique,
- Les défauts d'isolation et le vieillissement de certains éléments dans le réseau électrique,
- Les mauvaises prévisions des niveaux de consommation, ou carrément des prévisions erronées [5]-[20]-[25]-[26]-[28].

II.2. Phénomènes engendrés par les perturbations

II.2.1. Les courts-circuits

Les courts-circuits sont des phénomènes transitoires ; ils apparaissent lorsque l'isolement entre deux conducteurs de tensions différentes ou entre un conducteur sous tension et la terre est rompu. Ils engendrent des courants très importants dans les éléments constituant le réseau. Un court-circuit peut être interne s'il est localisé au niveau d'un équipement ou externe s'il se produit dans les liaisons [29].

II.2.2. La chute de tension

Les chutes de tension sont des baisses de la tension en dessous de la valeur nominale, elles sont principalement causées par un fort appel de charge. Elles traduisent l'inaptitude du réseau et ces dispositifs de compensation d'énergie réactive à combler un déficit de puissance

réactive au niveau des zones consommatrices et sur les lignes de transport d'énergie électrique [30].

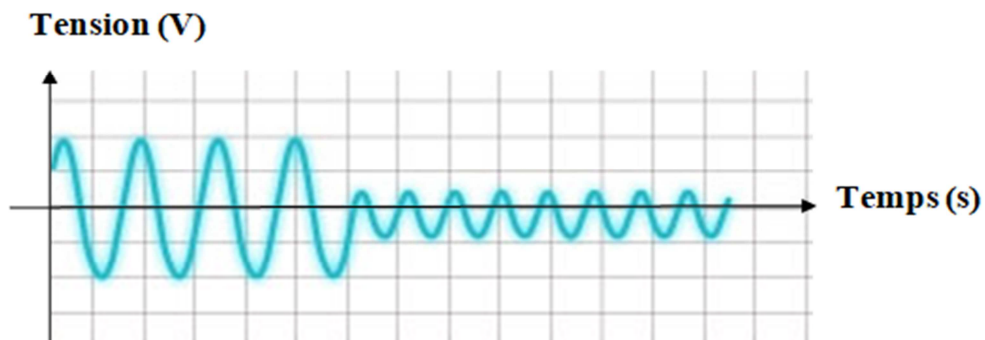


Figure II.1: La chute de tension.

II.2.3. La variation de la fréquence

La fréquence varie en permanence très légèrement en fonction de la consommation d'électricité et des événements affectant la production le plus souvent sur des réseaux non interconnectés dans des conditions normales d'exploitation, la valeur moyenne de la fréquence fondamentale doit être comprise dans l'intervalle 50Hz +/- 1Hz [26]-[32].

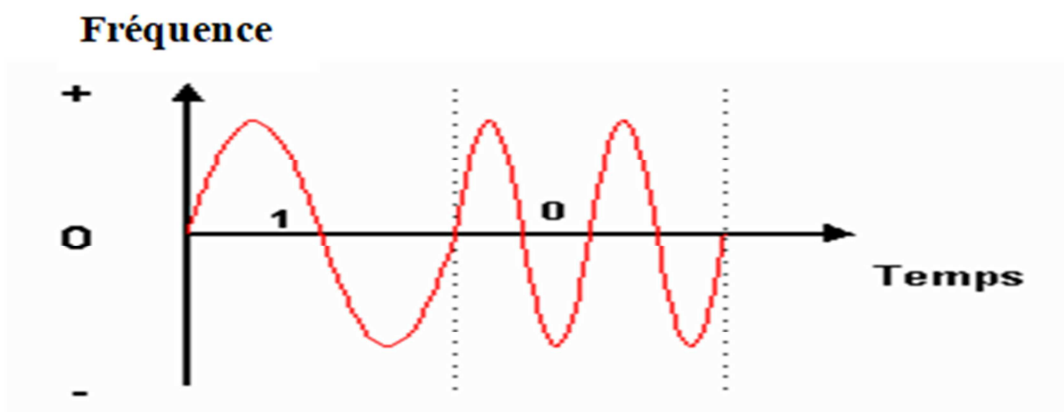


Figure II.2: La variation de la fréquence.

Nous distinguons trois types de variation de la fréquence

- Les petites variations globales et aléatoires au tour de 50Hz dues aux évolutions continues de la consommation,

- Les variations globales de la fréquence, qui peuvent être provoquées par des variations brutales de production (arrêt inopiné d'une centrale ou avarie sur la ligne de raccordement d'un groupe),
- Les fortes variations locales de fréquence qui surviennent lors d'incidents de type court-circuit.

II.2.4. L'écroulement de la fréquence

Lorsqu'un réseau électrique est dans une situation tendue pour l'équilibre production/consommation, parce que la consommation atteint un niveau exceptionnel, où à cause d'un parc de production en partie indisponible, une baisse de fréquence peut se produire. En dessous d'un certain seuil de fréquence, les groupes de production se séparent du réseau pour éviter d'être endommager.

La fréquence chute alors un peu plus, et de nouveaux groupes se séparent du réseau, accélérant le déséquilibre entre la production et la consommation, donc la chute de fréquence, c'est l'écroulement de fréquence. Un tel phénomène est rapide, nous constatons une baisse de plusieurs Hertz par seconde. L'ensemble du réseau interconnecté se trouve alors dans une situation très critique [32].

La variation de la fréquence peut résulter :

- D'un court-circuit proche d'une source,
- D'une très importante variation de puissance de la source,
- Du passage sur une source de remplacement ou de secours.

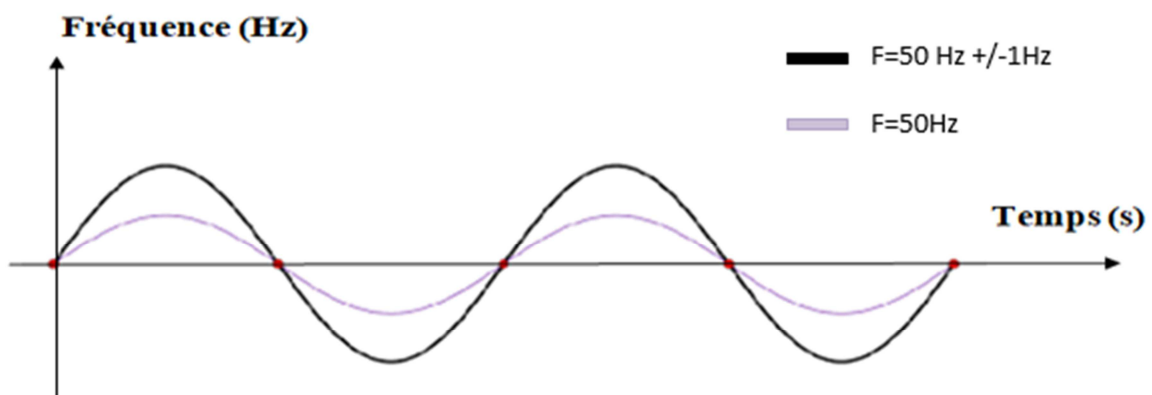


Figure II.3: L'écroulement de la fréquence.

II.2.5. La Perte de synchronisme

Ce phénomène désigne l'apparition de deux sous réseaux fonctionnant à des fréquences différentes. Il est impératif de ne pas laisser de connexion entre deux de ces sous réseaux, car la différence de fréquence finit par générer très rapidement des différences de tensions instantanées très importantes entre deux points du réseau et par la suite des courants très violents pouvant endommager les lignes, les postes de transformation et les alternateurs [5].

II.2.6. Les surtensions

Les surtensions sont des tensions appliquées à des équipements ou à des composants dans un réseau électrique et dont les valeurs de crête sont des limites d'exploitation prédéfinies par une norme universelle [30].

Il existe quatre types de surtensions pouvant perturber les installations électriques et les récepteurs

- Surtension de manœuvre,
- Surtension de fréquence industrielle,
- Surtension causée par les décharges électrostatiques,
- Surtension d'origine atmosphérique.

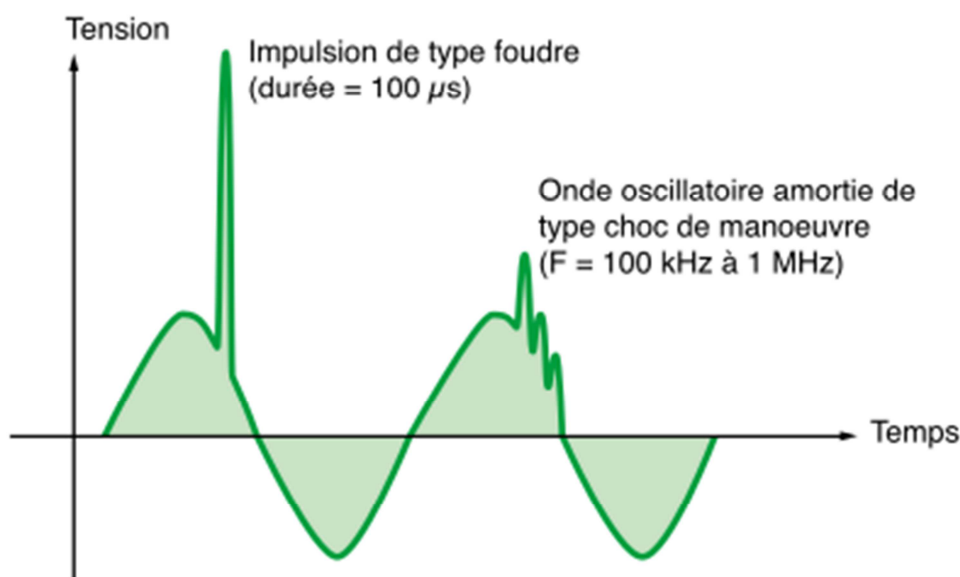


Figure II.4: Les surtensions.

II.2.7. Les creux de tension

Un creux de tension est une baisse brutale de la tension en un point du réseau électrique à une valeur comprise entre 90% et 10% par rapport à la tension de référence, suivi d'un rétablissement de cette tension après un court laps de temps compris entre la demi-période fondamentale du réseau (8ms à 16ms) et une minute.

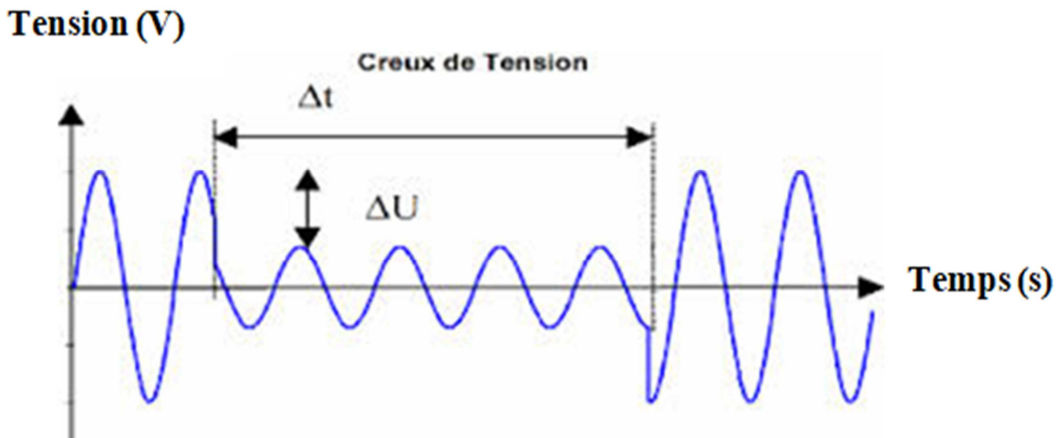


Figure II.5: Les creux de tension.

II.2.8. Les harmoniques

Les harmoniques proviennent principalement de charges non linéaires dont la caractéristique est d'absorber un courant qui n'a pas la même forme que la tension qui les alimente. Ce courant est riche en composantes harmoniques dont le spectre sera en fonction de la nature de la charge, ces courants harmoniques circulant à travers les impédances du réseau créent des tensions harmoniques qui peuvent perturber le fonctionnement des autres utilisateurs raccordés à la même source [30].

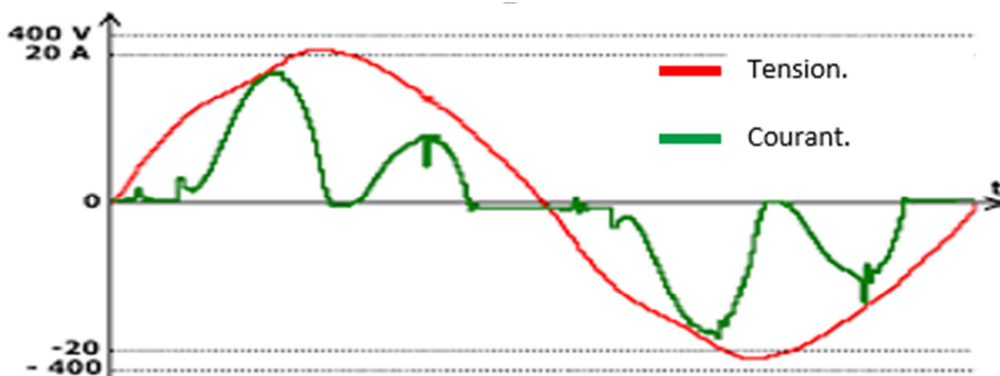


Figure II.6: Les harmoniques.

II.2.9. Les parasites

Les parasites sont des tensions à haute fréquence qui viennent s'ajouter sur la sinusoïde et provoquent aussi une déformation, essentiellement due aux autres équipements branchés sur le même réseau, ces parasites provoquent des erreurs dans le traitement des données et le blocage des systèmes [33].

II.2.10. Les pertes d'éléments du réseau

Les pertes d'éléments sont considérées comme l'événement le plus dangereux que peut subir un réseau électrique, la gravité de la situation dépend principalement de la nature, de la taille et surtout du nombre d'éléments perdus [6]-[26].

Nous avons à titre d'exemple

- La perte d'une ligne de transport,
- La perte d'un groupe de production...etc.

II.2.11. Les grandes oscillations

Elles sont appelées oscillations interrégionales ou interzonales ce sont des oscillations rotoriques qui se propagent à une vitesse proche de celle de la lumière, à une fréquence allant de 0,15kHz à 0.30kHz. Ce phénomène oscillatoire est considéré comme très dangereux, il se propage à grande échelle, et se termine très souvent par une perte de synchronisme définitif dans un réseau interconnecté [9]-[26].

II.2.12. Les déséquilibres entre les couples électrique et mécanique de la turbine

Ces déséquilibres proviennent et traduisent la rupture de l'équilibre entre la production et la consommation, ils peuvent avoir pour origine un incident sur le réseau tel que le déclenchement des protections d'une ligne de transport pour cause de défaut par exemple [16]-[21]-[26].

Nous distinguons :

- Le cas où la production est supérieure à la consommation, ce qui entraîne une baisse de fréquence dans le réseau, causée par la décélération des générateurs du réseau,

- Le cas où la production est inférieure à la consommation, ce qui cause une hausse de la fréquence du réseau due à l'accélération des générateurs du réseau.

II.2.13. Le Black-out

Le black-out est une panne d'électricité de grande envergure touchant un très grand nombre de personnes. Les conséquences négatives y relatives, directes et indirectes, peuvent parfois être dramatiques. D'une manière générale, les causes directes d'un black-out sont celles engendrant une rupture d'équilibre entre la consommation et la production d'électricité [31].

II.2.13.1. Les conséquences du Black-out

- Extinction des éclairages (routes, tunnels, bâtiments, caves, voies publiques, etc.),
- Arrêt des systèmes de télécommunication et des systèmes informatiques,
- Arrêt des feux de circulation (bouchons, accidents, blocage des ambulances, etc.),
- Arrêt de toutes sortes de machines électriques et de la quasi-totalité des entreprises.

II.2.13.2. Les grands black-out dans un réseau électrique à travers le monde

Malgré l'ensemble des infrastructures que comporte un système électrique en particulier, les moyens de réglage des principaux paramètres de la sûreté d'un réseau et la surveillance permanente assurée par les exploitants de ce dernier au niveau de chaque centre de contrôle et de conduite national et régionaux (dispatchings), dont dispose chaque pays, des situations incontrôlables qui dépassent les capacités du réseau et de l'être humain engendrent des grands incidents à l'échelle universelle. Le tableau ci-dessous illustre certains d'entre eux :

Date	Lieu	Personnes affectées, en millions
Novembre 1965	États-Unis et Canada	25
Juillet 1977	États-Unis (New York)	7,5
Décembre 1978	France	45
Mars 1989	Canada (Québec)	6
Décembre 1995	États-Unis (Oregon)	2
Décembre 1999	France	3,4
Janvier 2001	Inde (New Delhi)	200
Février 2003	Algérie	Nord du pays
Juin 2003	Italie	6
Août 2003	États-Unis et Canada	30 à 50
Septembre 2003	Italie	56
Septembre 2003	Suède et Danemark	4
Novembre 2004	Espagne	2
Mai 2005	Russie (Moscou)	2
Novembre 2006	Allemagne et nord-ouest de l'Europe	10
Février 2008	États-Unis (Floride)	6
Juillet 2012	Inde (nord, est, nord-est)	620
Mai 2013	Vietnam et Cambodge	8
Décembre 2015	Ukraine	0,22
Septembre 2016	Australie méridionale	1,7
Juillet 2018	Algérie	Oran et dans certaines localités de Mascara

Tableau II.1: Aperçu de quelques grands black-out dans le monde.

II.3. Le réglage de la fréquence

La régulation de la fréquence des réseaux électriques est l'ensemble des moyens mis en œuvre afin de les maintenir proche de leurs valeurs de consigne des grandeurs de la fréquence sur l'ensemble du réseau.

Le réglage de fréquence, est essentiel pour la sûreté, la qualité et l'optimisation du système électrique, ainsi il permet d'assurer le respect du plan de fréquence des réseaux interconnectés [32].

II.3.1. Le réglage primaire (RPF)

Le réglage primaire est mis en œuvre par l'action des régulateurs de vitesse des groupes de production qui agissent en général sur les organes d'admission du fluide moteur à la turbine lorsque la vitesse du groupe s'écarte de la vitesse de consigne suite d'un déséquilibre entre la production et la consommation de l'ensemble du système interconnecté synchrone. Ce réglage est conçu de telle sorte que l'effort consenti par chaque alternateur peut être adapté à sa puissance et sa technologie, mais ne peut aboutir à un écart de fréquence nulle. Ce réglage est automatique et instantané.

II.3.2. Le réglage secondaire (RSF)

Le réglage secondaire a pour rôle de corriger les imperfections du réglage primaire. Il consiste à modifier les puissances de consigne des divers alternateurs réglés afin de réduire à la fois les écarts de puissance aux interconnexions (rééquilibrer les échanges d'énergies) et ramener la fréquence à sa valeur de référence (50Hz). Ce réglage est entièrement automatique, et réagit en quelque minute.

II.3.3. Le réglage tertiaire (RTF)

Ce réglage est manuel contrairement aux réglages secondaire et primaire, il est assuré par les opérateurs des dispatchings et a pour rôle de :

- Déterminer les centrales qui doivent être démarrées, ou au contraire, arrêtées,
- Déterminer la structure (topologie) opérationnelle du réseau.

Après cette phase d'étude consacrée dans l'ensemble aux diverses perturbations auxquelles le réseau est souvent assujéti et comme l'objectif principal de notre travail porte sur les problèmes liés à la fréquence et donc à la relation reliant l'angle interne à la puissance active délivrée par l'alternateur à une charge. Etant donné également son rôle prépondérant dans la production de l'énergie et sans omettre sa fonction impérative dans la régulation de la fréquence donc de la vitesse voire le réglage de la tension ,c'est pourquoi, la prochaine étape portera sur la machine synchrone fonctionnant en alternateur et à l'illustration du lien entre les deux grandeurs (Puissance active et l'angle interne), par l'intermédiaire d'un ensemble d'équations facilitant la compréhension du mécanisme considéré.

Chapitre III

L'Alternateur.

La majeure partie de l'énergie électrique est produite à l'heure actuelle par les machines synchrones des centrales thermiques et hydrauliques. Les machines synchrones jouent un rôle important dans la production de l'énergie électrique : ce sont ces machines qui imposent la fréquence du système et elles permettent de produire et d'absorber de la puissance réactive, nécessaire à la régulation des tensions.

Cette étape comportera la mise en équations d'un modèle simplifié, pour se faire nous allons développer des équations relatives au schéma simplifié de la machine synchrone ; qui n'est autre que l'alternateur.

III.1.L'alternateur

L'alternateur est une machine synchrone qui fonctionne qu'au synchronisme. Ainsi les champs tournants rotoriques et statoriques, tournent toujours à la même vitesse que celle du rotor.

Une des utilisations remarquables de la machine synchrone est celle en compensateur synchrone (alternateur à vide), qui constitue un excellent moyen de fournir du réactif au réseau. La machine se comporte donc comme une capacité géante vis-à-vis du réseau [33].

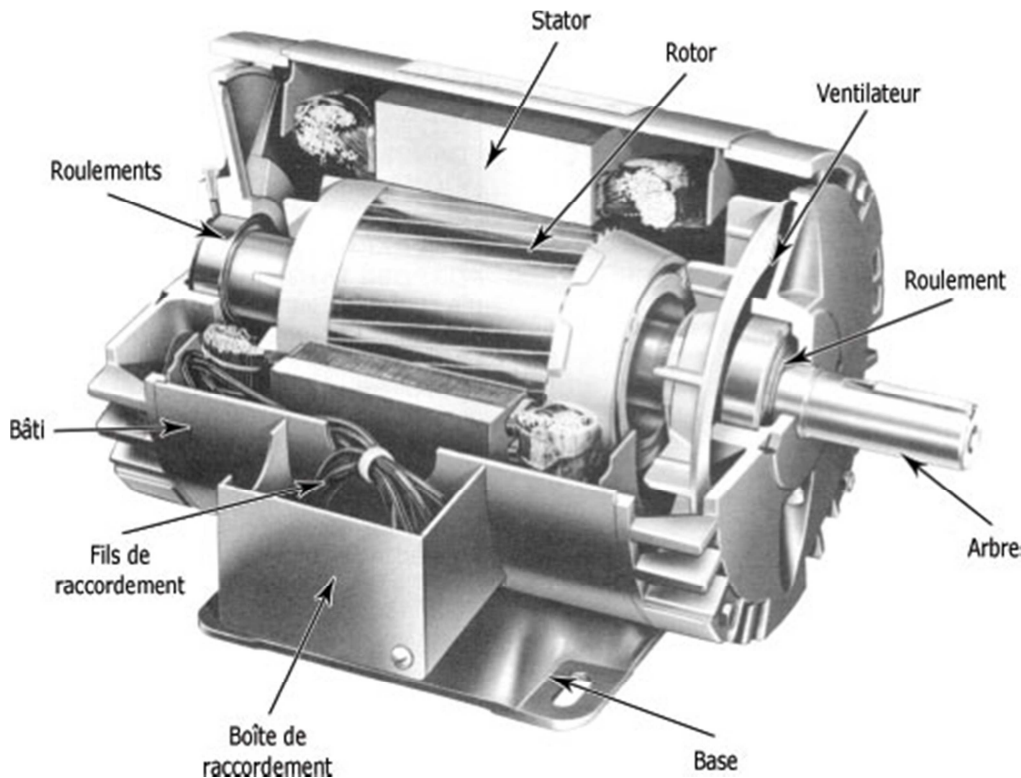


Figure III.1 : La machine Synchrone.

III.2. Description

Comme dans toutes les machines tournantes, nous distinguons une partie fixe appelée stator, une partie tournante appelée rotor. L'entrefer est l'espace aménagé entre les deux armatures. Il peut être constant (rotor lisse) ou variable (rotor saillant).

Le schéma représentatif de l'ensemble des principales parties citées est donné comme suit [33] :

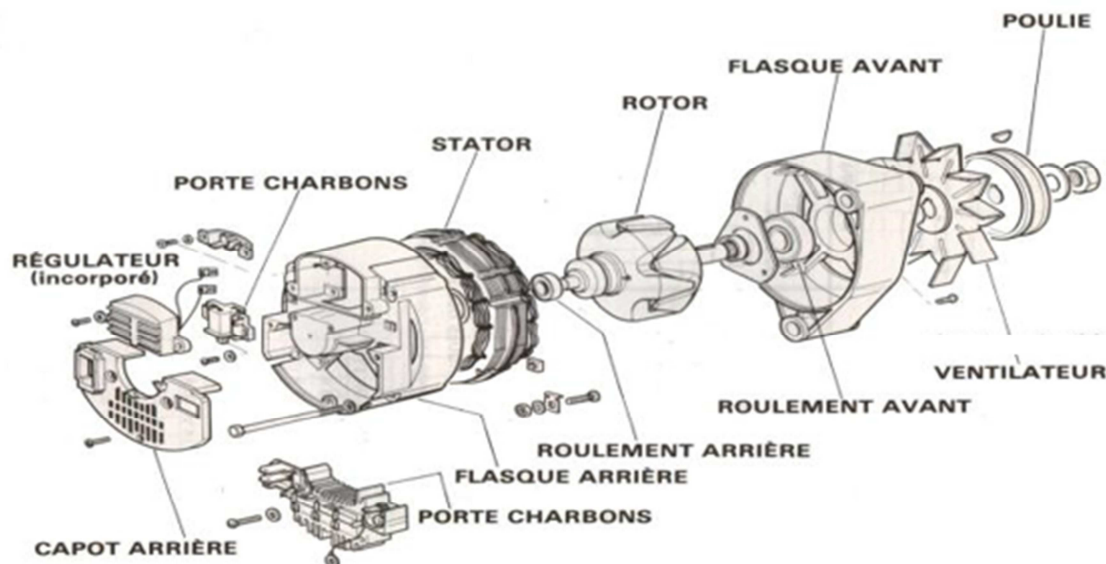


Figure III.2: La vue éclaté d'une machine synchrone.

III.2.1. Le rotor

Le rotor porte en général des bobines d'excitation placées dans des encoches ou sur des pôles saillants parcourus par un courant continu, cet enroulement constitue l'inducteur de la machine car il sert à créer le champ magnétique qui va balayer les conducteurs de l'induit. L'excitation peut également être produite par des aimants permanents [34].

III.2.1.1. Le rotor à pôles saillants

Les rotors à pôles saillants sont destinés aux groupes fonctionnant à des vitesses relativement lentes (centrales hydrauliques, éoliennes...etc.) et possèdent un nombre élevé de pôles. La construction du rotor est complètement différente.

Roue formée d'une jante (assurant le retour du flux magnétique des pôles) sur laquelle sont fixés les pôles, chacun avec son bobinage.

Les rotors sont soit bobinés (nous pouvons alors régler l'induction dans la machine), soit à aimants permanents placés sur le périphérique du rotor [34].

Remarque : La construction du rotor est complètement différente.

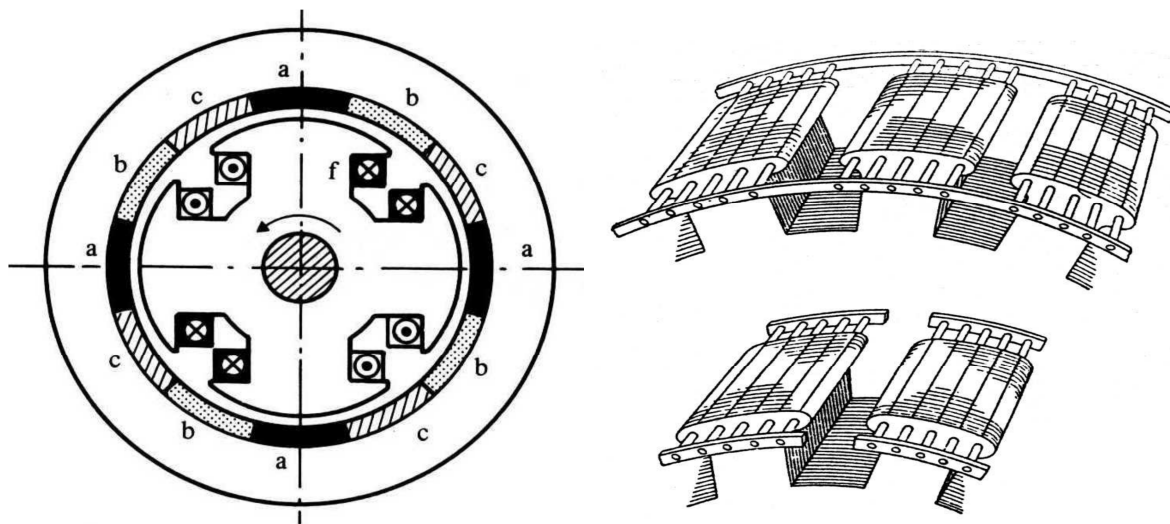


Figure III.3: La machine à pôles saillants ($P=2$).

III.2.1.2. Le rotor à pôles lisses

Le rotor à pôles lisses est constitué d'un cylindre en acier forgé, de forme allongée dont le diamètre est relativement petit par rapport à la longueur, afin de réduire les contraintes mécaniques liées à la force centrifuge. Les conducteurs de l'enroulement d'excitation sont logés dans des encoches creusées longitudinalement dans le rotor.

Ces machines appelées également turbo-alternateurs sont généralement entraînées par des turbines à vapeur ou à gaz qui généralement fonctionnent à des vitesses très élevées [35].

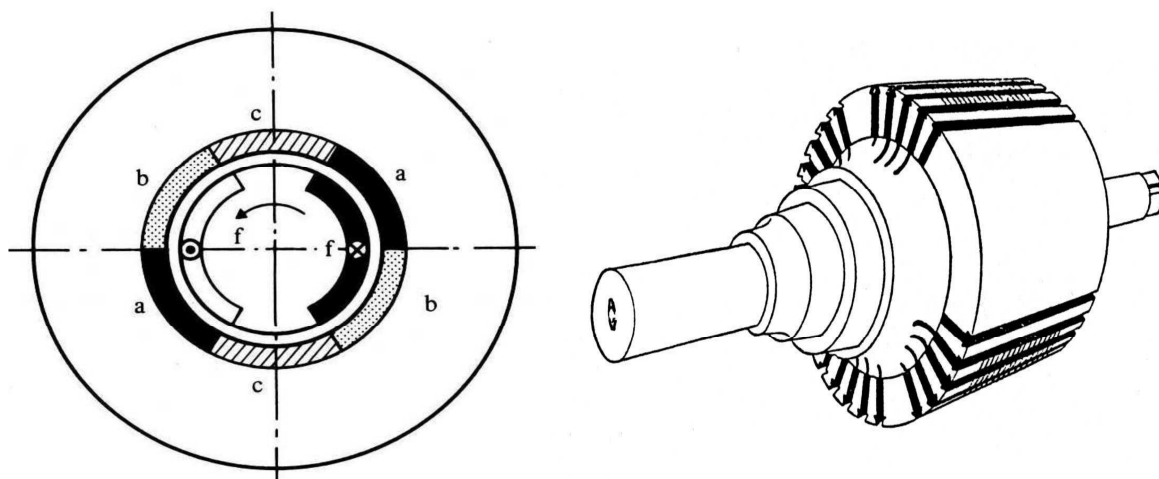


Figure III.4: La machine à pôles lisses ($P=1$).

III.2.2. Le stator

Le stator est formé d'un circuit magnétique feuilleté portant un enroulement triphasé réparti dans des encoches. Ce bobinage constitue l'induit de la machine car il est le siège de forces électromotrices induites par le champ tournant.

Une machine synchrone est caractérisée par le fait qu'en régime établi, le rotor tourne à la même vitesse Ω . Cette vitesse est appelée vitesse du synchronisme [34]-[35]-[36].

III.3. La vitesse de synchronisme

En règle générale les machines synchrones sont multipolaires, elles possèdent plusieurs paires de pôles (le rotor et le stator possèdent toujours le même nombre de paire de pôles). La vitesse de rotation du champ tournant, ou vitesse de synchronisme en rads/s est donnée par l'expression ci-dessous [35].

$$\Omega = \omega/p \quad (\text{III.1})$$

- En tours par minutes, la vitesse du synchronisme s'écrit

$$N = \frac{60 \times f}{P} \quad (\text{III.2})$$

$$\omega = 2\pi f \quad (\text{III.3})$$

Remarque : Pour une même fréquence d'alimentation, la vitesse de rotation diminue avec le nombre de paires de pôles.

Si la fréquence $f=50\text{Hz}$; les vitesses synchrones possibles sont données par le tableau ci-dessous :

P	N [tr /s]	N [tr/min]
1	50.00	3000.00
2	25.00	1500.00
3	16.67	1000.00
4	12.50	750.00

Tableau III.1 : Récapitulatif des valeurs de vitesse pour différentes valeurs du nombre de paires de pôles.

III.4. Stabilité de l'alternateur

Nous distinguons différents types de stabilité et qui sont :

III.4.1. Stabilité statique

La stabilité, dite statique est décrite par la caractéristique qui représente l'évolution du couple électromagnétique en fonction de l'angle interne δ pour un niveau de tension donné et une excitation donnée. Elle définit donc l'ensemble des points de fonctionnement stable de l'alternateur. La stabilité est assurée si l'angle interne δ est compris entre (0 et $\pi/2$) [34].

III.4.2. Instabilité statique

Nous distinguons une instabilité statique aperiodique et une instabilité oscillatoire. L'instabilité statique aperiodique est produite à la suite d'une variation aperiodique des grandeurs de fonctionnement. L'instabilité statique oscillatoire est due aux oscillations avec un amortissement négatif [37].

III.4.3. Stabilité transitoire (Dynamique)

La stabilité transitoire d'un réseau électrique est l'aptitude à assurer une opération synchrone de ses générateurs lorsqu'il est soumis à des perturbations importantes. L'apparition de pareilles perturbations peut conduire à de larges excursions des angles rotoriques de certains générateurs voire, la rupture de synchronisme qui, généralement se développe en très peu de secondes sinon en des fractions de secondes.

Il en découle deux remarques importantes :

- Les risques de pertes de stabilité dynamique sont liés à des changements d'états importants et brusques du réseau ou de la turbine,
- Les risques de pertes de stabilité dynamique sont d'autant plus importants que la puissance fournie par la machine synchrone est proche de la limite de la stabilité statique [40]. Cette constatation s'exprime par la notion de puissance synchronisante qui sera donnée ultérieurement par (IV.1).

III.4.4. L'instabilité transitoire

L'instabilité transitoire se traduit par une perte de synchronisme définitive d'une ou plusieurs machines, ou par des oscillations non amorties (pompage).

En plus de l'instabilité transitoire nous pouvons citer :

- L'instabilité cinétique : c'est la perte rapide (1 seconde) de synchronisme due au déséquilibre énergétique causé par la perturbation,

- L'instabilité résultante : c'est la non existence d'un régime permanent stable correspondant aux conditions finales [37].

III.4.5. Stabilité synchrone

Les incidents et les variations excessives de la charge d'un réseau peuvent provoquer un accroissement important de l'angle interne entre les champs magnétiques du rotor et du stator des alternateurs. Dans ces conditions, le couplage électromagnétique entre rotor et stator peut diminuer jusqu'à provoquer des oscillations de puissance mal amorties, voire le décrochage de certains rotors lorsque l'angle dépasse une valeur critique (perte de stabilité) : le rotor cesse alors de tourner au synchronisme avec le champ stator, nous observons un glissement des pôles du rotor [19].

III.5. Equations électriques

III.5.1. Puissance transmissible en fonction de l'angle interne

Pour trouver l'expression de la puissance active consommée par une charge en fonction de l'angle interne, nous considérons une ligne de transport inductive de réactance inductive X_T par l'intermédiaire de laquelle est alimentée une charge d'impédance \bar{Z}_c , de module Z_c et de déphasage φ , à partir d'une source de tension constante E (Figure III.5) [38]-[39].

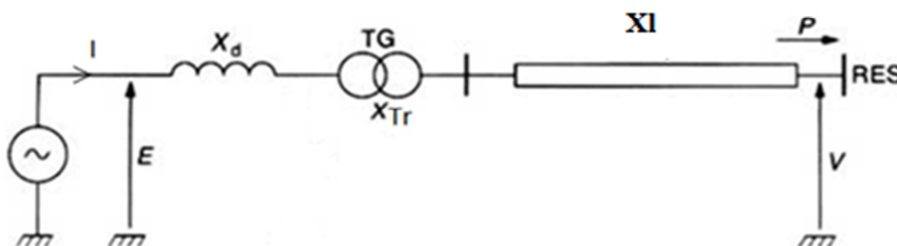


Figure III.5: Schéma représentatif du réseau simplifié considéré.

En utilisant X_T comme réactance principale, le schéma (Figure III.5) devient comme suit :

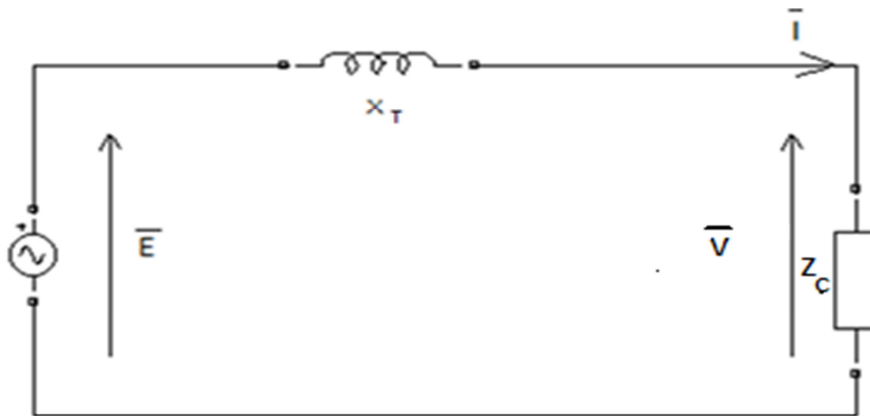


Figure III.6: Schéma représentatif du circuit considéré.

Pour établir la relation mathématique entre la puissance active délivrée par la source et l'angle interne, nous allons tracer le diagramme vectoriel suivant :

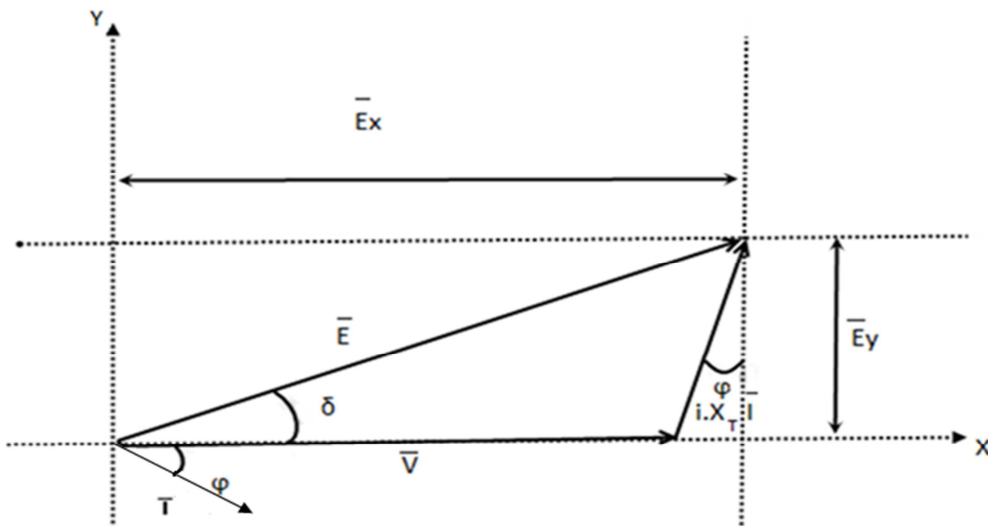


Figure III.7: Diagramme vectoriel des grandeurs électriques

A partir de ce diagramme vectoriel et en se basant sur quelques formules classiques, nous aurons :

$$P = V.I. \cos(\varphi) \dots\dots\dots (a)$$

$$\sin(\delta) = \frac{E_y}{E} \Rightarrow E_y = E \cdot \sin(\delta) \dots \dots \dots (b)$$

$$\cos(\varphi) = \frac{E_y}{X_T \cdot I} \Rightarrow E_y = X_T \cdot I \cdot \cos(\varphi) \dots \dots \dots (c)$$

$$(b)=(c) \Rightarrow E \cdot \sin(\delta) = X_T \cdot I \cdot \cos(\varphi) \Rightarrow I \cdot \cos(\varphi) = \frac{E}{X_T} \cdot \sin(\delta) \dots \dots (d)$$

En remplaçant l'équation **(d)** dans l'équation **(a)**, nous obtenons l'expression finale donnant la puissance active en fonction de l'angle interne **(δ)**.

$$P = \frac{E \cdot V}{X_T} \cdot \sin(\delta) \quad \text{(III.4)}$$

Et de cette équation, nous déduisons la relation suivante :

$$\delta = \text{Arc sin}\left(\frac{P \cdot X_T}{E \cdot V}\right) \quad \text{(III.5)}$$

Le transport de la puissance active influencera beaucoup plus le déphasage.

III.5.2. Equation mécanique [16]-[38]

L'équation mécanique est donnée par la relation ci-dessous :

$$J \frac{d}{dt} \Omega = C_m - C_e \quad \text{(III.6)}$$

Après ces quelques généralités sur la machine synchrone fonctionnant évidemment dans notre cas d'étude en alternateur, nous allons consacrer la prochaine étape à la mise en évidence de la relation liant la puissance active à l'angle interne par l'intermédiaire de la programmation informatique en illustrant des représentations graphiques permettant de conclure sur la stabilité en fréquence d'un réseau.

Chapitre IV

Simulation numérique.

Avant d'aborder la mise en évidence de la stabilité transitoire et d'autres phénomènes que nous avons envisagé d'étudier comme les moyens permettant d'augmenter la limite de la stabilité en fréquence dont le principal est l'action sur la tension délivrée par l'alternateur. Nous jugeons impératif d'illustrer le mécanisme de la stabilité en fréquence en illustrant la variation de la puissance active délivrée par l'alternateur en fonction de l'angle interne et la partie qui suit permet aisément d'observer ce cas d'étude.

IV.1. Etude de la stabilité statique

Cette étape est consacrée dans une première étape à l'illustration de la stabilité statique autrement dit à l'illustration de la puissance délivrée par la source en fonction de la variation de l'angle interne et par la suite à la mise en évidence des paramètres influençant la puissance active délivrée par la source considérée donc à un meilleur maintien de ce type de stabilité.

En se basant sur l'équation (III.4) tirée du diagramme vectoriel figure (III.7) régissant un réseau infini très simplifié figure (III.5) et figure (III.6) et à l'aide d'un programme informatique établi en langage de programmation informatique FORTRAN 90 dont l'organigramme est donné par l'annexe 3-a, nous pouvons facilement illustrer ce cas d'étude. Les valeurs numériques caractérisant le réseau simplifié étudié sont données en annexe 1.

IV.1.1. Résultats de simulation et interprétations

IV.1.1.1 Illustration de la puissance active P en fonction de l'angle interne delta



Figure IV.1: La caractéristique de la puissance active en fonction de l'angle interne delta.

Nous remarquons que la puissance (P) est proportionnelle à l'angle interne (δ) dans l'intervalle $\delta = [0 \text{ rads} ; 1.57 \text{ rads}]$ et elle est inversement proportionnelle dans l'intervalle $[1.57 \text{ rads} ; 3.14 \text{ rads}]$. Elle atteint son point maximum $P=14\,440\text{W}$ à $\delta=1.57 \text{ rads}$ et à partir de $\delta=3.14 \text{ rads}$ la puissance devient négative.

La puissance active s'intensifie de la même manière que l'angle interne (δ), pour la première situation de fonctionnement, cette zone correspond à la capacité de l'alternateur (source E) de délivrer de la puissance (de l'énergie électrique) et l'angle se situe en deçà de $\pi/2$; ce qui correspond à la stabilité en fréquence cependant au-delà de $\pi/2$ l'angle interne s'intensifie et la puissance diminue, ce qui veut dire que la source ne peut plus transmettre de la puissance à la charge.

Tout en indiquant que pour la valeur de $\delta=\pi/2$, la puissance est maximale : **c'est le point critique.**

Remarque : plus l'angle interne s'écarte (s'éloigne de $\pi/2$), plus la stabilité en fréquence est agressée.

Il est clair que dès que les deux grandeurs vont dans les sens opposés, la dégradation du mécanisme s'accroît et si de plus le réseau n'est pas équipé de moyens de réglage d'un tel paramètre et ou ces derniers atteignent leur limite d'action sur la grandeur préconisée pour apporter des solutions, pour un seul et unique objectif est d'éviter les situations calamiteuses alors c'est le black-out qui se présente.

IV.1.1.2. Mise en évidence des paramètres influençant la puissance

Certes la puissance atteint son maximum au point critique qui correspond à la limite de la stabilité en fréquence mais il existe des facteurs pouvant augmenter un tel maximum, c'est la raison pour laquelle, nous présentons l'étape ci-dessous :

IV.1.1.2. a. Mise en évidence de l'influence de la tension d'exploitation E

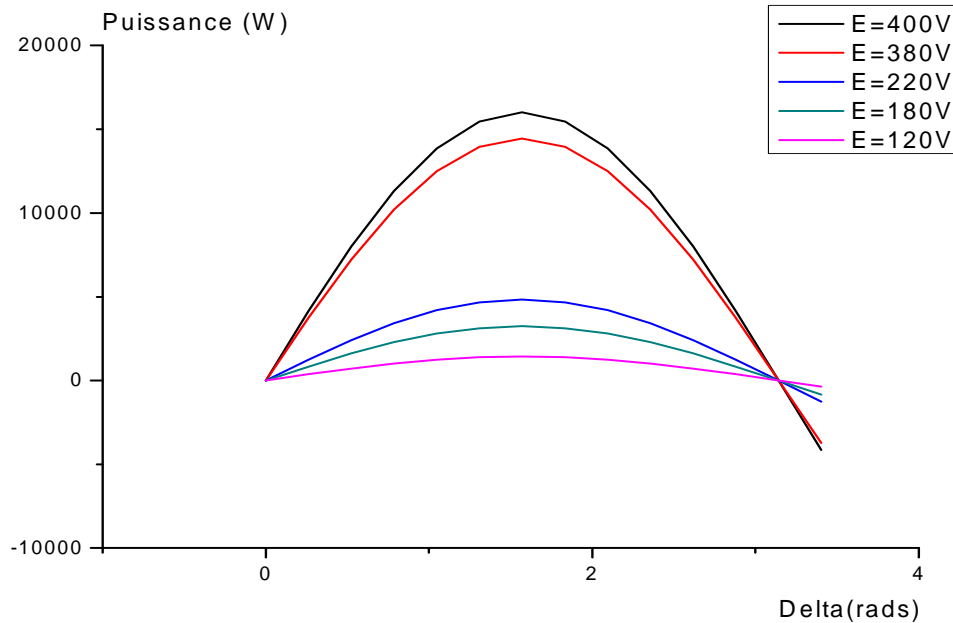


Figure IV.2: La représentation graphique de la puissance active délivrée par la source en fonction de l'angle interne à tension émettrice variable.

Nous remarquons que la puissance P est proportionnelle à la tension d'exploitation E dans l'intervalle $\delta \in [0 \text{ rads} ; 1.57 \text{ rads}]$. En appliquant une tension $E=400V$ nous avons obtenu une puissance maximale $P=16000W$, si la tension E augmente alors la puissance P augmente. La puissance P devient négative à partir de $\delta=3.14$ rads.

Ce que nous avons illustré par cette étape, ce n'est que la validation de l'un des paramètres permettant de rehausser la puissance transportable vers le réseau infini (voir équation (III.4)) ce qui s'explique par le fait que plus le réseau didactique est exploité à sa plus haute tension possible, plus la puissance P s'intensifie.

IV.1.1.2.b. Mise en évidence de l'influence de la caractéristique de la ligne

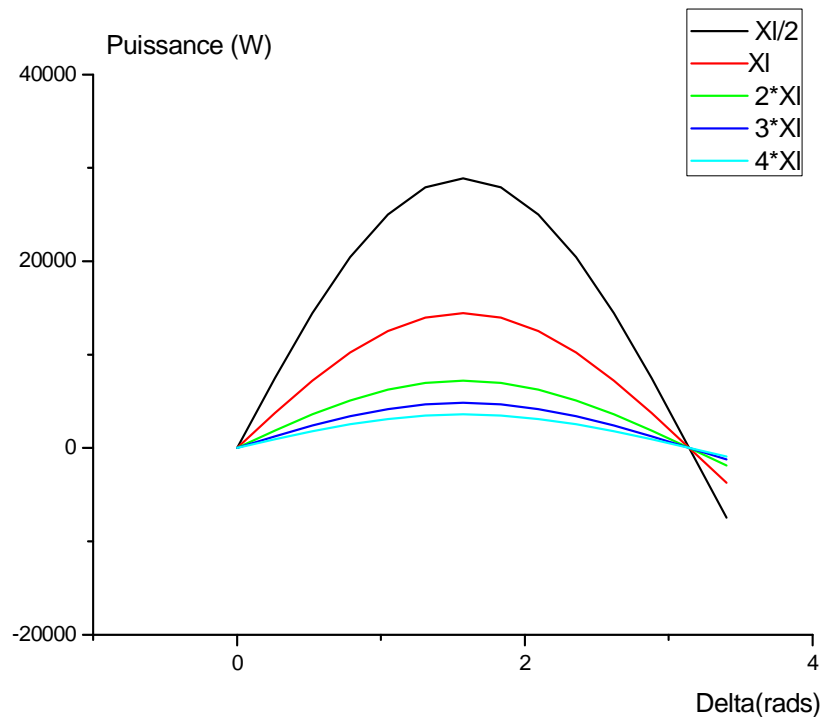


Figure IV.3 : La représentation graphique de la puissance active délivrée par la source en fonction de l'angle interne à caractéristique de la ligne variable.

Nous remarquons que la puissance P est inversement proportionnelle à la réactance inductive de la ligne. Plus la réactance de la ligne est faible par exemple lors de la desserte de l'énergie via des lignes en parallèle, plus la puissance est augmentée.

Remarque : Si la caractéristique de la ligne est très élevée pour des raisons ou pour d'autres, l'apport en puissance est très faible et la stabilité en fréquence est de plus en plus agressive.

IV.1.1.2.c. Mise en évidence de l'influence du taux de compensation k

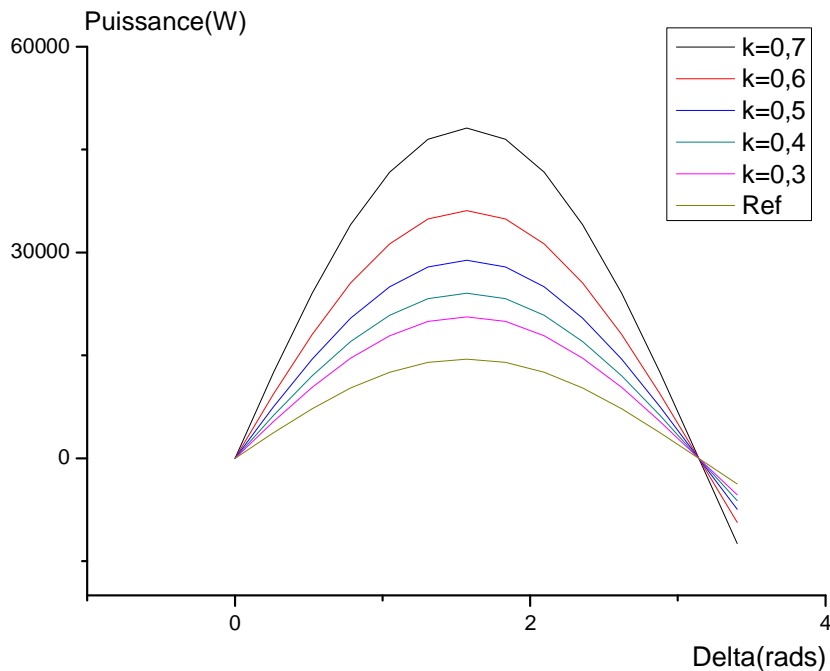


Figure IV.4 : La représentation graphique de la puissance active délivrée par la source en fonction de l'angle interne à taux de compensation variable.

La puissance P est proportionnelle au taux de compensation k de l'énergie réactive. La puissance maximale pour ce cas est de $P = 48\,133,33\text{W}$ avec un taux de compensation $k=0,7$ donc le rapport k joue un rôle important dans l'augmentation de la puissance du réseau. Parce que la compensation série engendre la diminution de la caractéristique de la ligne et comme la puissance est inversement proportionnelle à cette dernière ne peut que s'intensifier.

IV.1.1.2.d. Mise en évidence de l'influence de la combinaison inductance-condensateur

Nous n'avons pas fait appel à la combinaison où nous faisons intervenir l'électronique de puissance autrement dit la combinaison généralement commandée par les thyristors, pour mettre en évidence le rôle d'un compensateur statique sur le réseau, nous avons uniquement procédé à une fermeture ou une ouverture classique. A cet effet, pour ce cas d'étude, le schéma représentatif du réseau considéré devient comme suit :

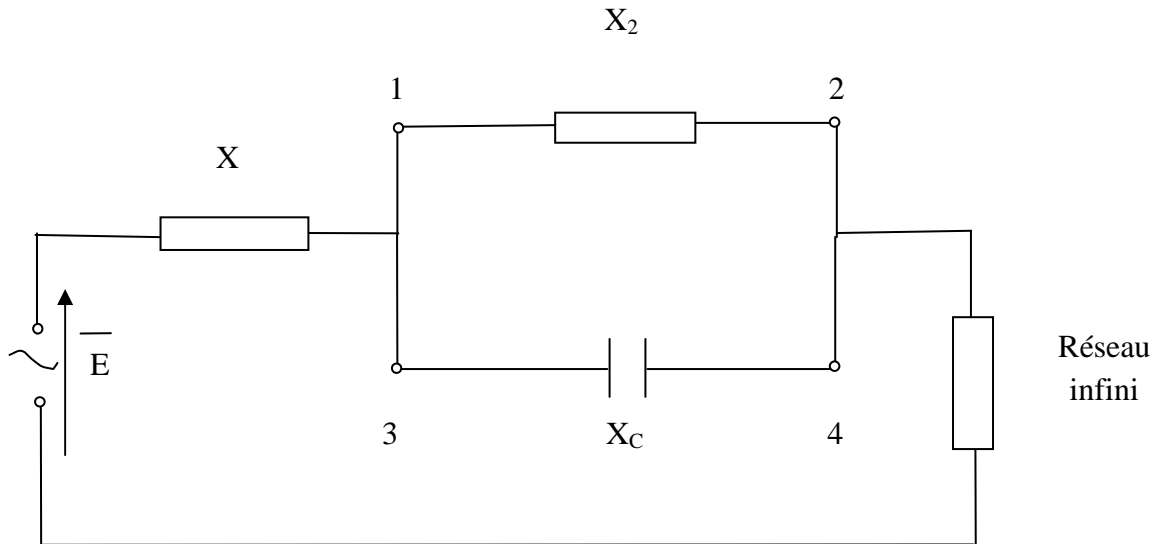


Figure IV.5: Le schéma équivalent du réseau simplifié.

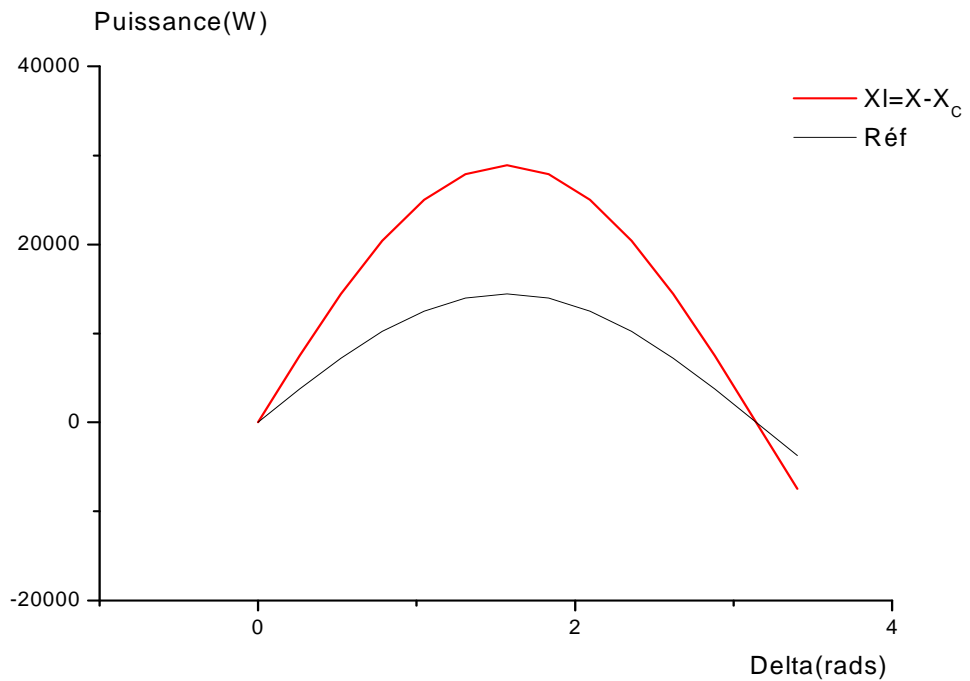


Figure IV.6 : La représentation graphique de la puissance active délivrée par la source en fonction de l'angle interne (Ligne 1- 2 ouverte).

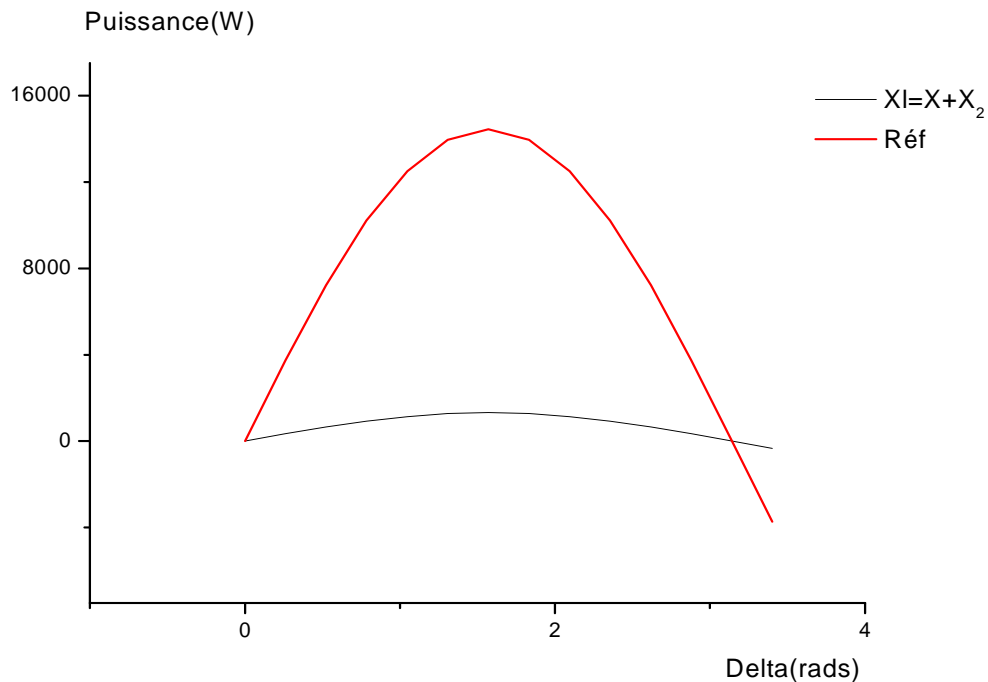


Figure IV.7 : La représentation graphique de la puissance active délivrée par la source en fonction de l'angle interne (Ligne 3- 4 ouverte).

De la même manière que pour les cas précédents, si uniquement la ligne 1_2, qui est fonctionnelle, alors la puissance diminue, parce que la réactance augmente de 100Ω dans le cas contraire autrement dit la ligne 1_2 est ouverte donc le condensateur fonctionne alors, nous retrouvons le cas où le réseau est compensé et dont le taux de compensation est de 0.5 ($k=0.5$) alors la réactance principale du réseau est réduite et comme la puissance est inversement proportionnelle à la réactance, par conséquent la puissance P s'intensifie figure (IV.5) et la limite de la stabilité en fréquence est plus élevée : c'est la raison pour laquelle, il indispensable voire capital d'équiper un réseau de ces moyens réglage.

IV.1.1.3. Courbes en valeurs réduites

Etant donné l'écart important observé lors des représentations graphiques entre le cas où si le condensateur qui fonctionne au lieu de l'inductance figure (IV.6) et figure (IV.7), alors nous avons envisagé de faire appel à un calcul en valeurs réduites des grandeurs traitées dans le programme informatique préconisé, pour répondre à ce cas d'étude. A cet effet, la courbe permettant d'illustrer une telle différence est donnée comme suit :

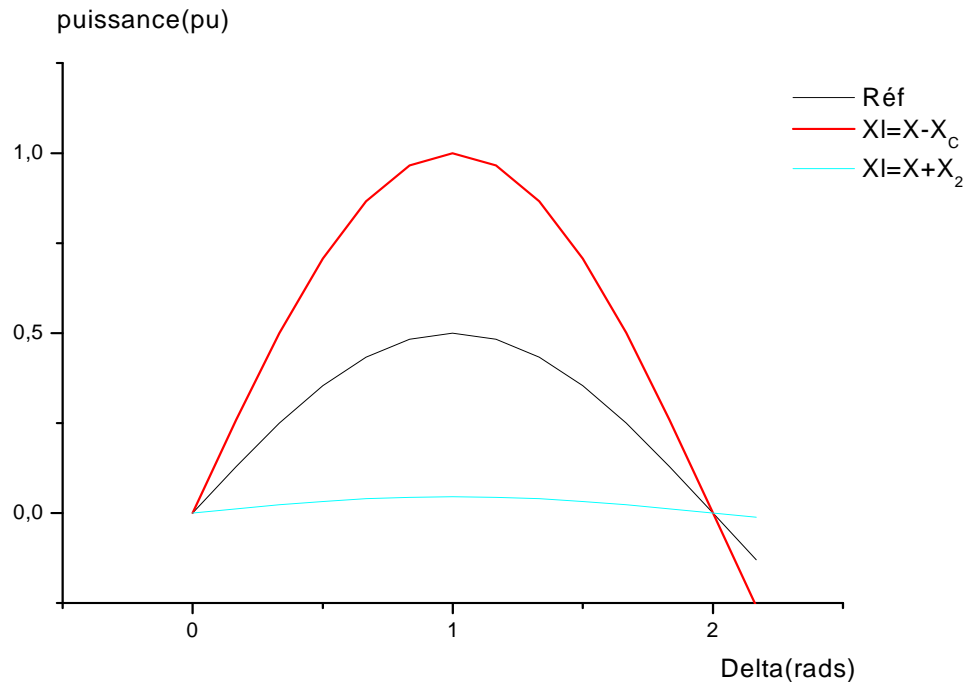


Figure IV.8 : La représentation graphique de la puissance active délivrée par la source en fonction de l'angle interne en valeurs réduites.

Remarque : vu l'importance capitale de la compensation série dans un réseau, son rôle irréprochable dans la réduction de la caractéristique de la ligne de transport donc de l'apport important en puissance délivrée par la source figure (IV.8) fait que : même en faisant appel à un calcul en valeurs réduites, la courbe représentative du cas où la réactance de la ligne est très élevée est presque confondue avec l'axe des abscisses.

Cette phase d'étude nous permet de constater et de conclure :

La puissance active transmise à la charge en fonction de la variation de l'angle interne δ figure (IV.1) augmente d'une façon progressive avec l'augmentation de l'angle interne δ , autrement dit cette puissance active est proportionnelle à l'angle interne dans l'intervalle $\delta \in [0, \pi/2]$. Cependant quand $\delta = \pi/2$ la puissance délivrée atteint sa valeur maximale, mais à partir d'un tel point, nous remarquons que la puissance active transmise à la charge diminue de plus en plus avec l'augmentation de l'angle interne, autrement dit la puissance délivrée devient inversement proportionnelle à l'angle interne δ .

Donc nous pouvons aisément constater qu'il y'a deux situations de fonctionnement :

Première situation : c'est la zone qui se situe en deçà de $\pi/2$, dans ce cas le réseau électrique est capable de fournir de la puissance active au réseau récepteur.

Deuxième situation : c'est la zone qui se situe au-delà de $\pi/2$ autrement dit au-delà du point critique, dans ce cas le réseau électrique ne peut plus transmettre de la puissance à la charge, ceci s'explique par le changement de sens de la puissance.

En ce qui concerne l'influence des différents paramètres du réseau électrique figure (IV.2) et figure (IV.3) autrement dit l'influence de la tension d'exploitation E et de la caractéristique de la ligne, plus la tension d'exploitation est élevée plus la puissance active s'intensifie. Quant à la caractéristique de la ligne plus la réactance de la ligne est faible plus la puissance délivrée augmente.

S'agissant de l'influence du taux de compensation k figure (IV.4) avec l'augmentation de ce dernier la capacité de transport augmente et tout ça est dû à la réactance capacitive qui engendre une diminution de la réactance principale du réseau traité, c'est pour cela que la puissance s'intensifie avec l'augmentation du taux de compensation autrement dit la puissance active est proportionnelle au taux de compensation k. Ce que nous pouvons conclure que pour améliorer la stabilité en fréquence dans un réseau électrique, autrement dit augmenter la limite de la stabilité, il est important d'exploiter le réseau électrique à sa plus haute tension possible, de bien le dimensionner et en particulier de l'équiper de condensateurs autrement dit plus le réseau est compensé plus la puissance s'intensifie.

Il est clair qu'en deçà du point critique, la stabilité en fréquence est assurée cependant au-delà d'un tel point, c'est l'instabilité en fréquence : ceci s'explique par le fait que l'angle interne s'intensifié d'avantage et la puissance diminue de plus en plus.

Malgré la pertinence des résultats obtenus, un réseau même si ce n'est qu'un réseau didactique, il ne peut pas travailler au-delà de ces capacités autrement dit, il est et il reste incapable de fournir une puissance supérieure à la valeur maximale quel que soit les moyens apportés pouvant augmenter un tel pic.

IV.2. Etude de la stabilité transitoire

Cette étape portera sur l'évolution de l'angle interne en fonction du temps et son influence sur la puissance active délivrée par la source considérée. Pour ce faire, il est

impératif d'établir un programme informatique, qui introduira un calcul itératif comme dans le cas de la partie précédente.

IV.2.1. Illustration de l'angle interne et de la puissance délivrée par l'alternateur en fonction du temps.

Avant d'aborder la mise en œuvre du mécanisme par simulation numérique, nous allons démontrer l'expression de la puissance synchronisante et l'expression de l'angle interne en fonction du temps. Pour ce faire, nous avons jugé impératif de donner les développements détaillés en annexe 2. A cet effet, l'expression finale de la puissance synchronisante est donnée comme suit :

$$P_S = \frac{E*V}{X} * \text{Cos} (\delta) \dots\dots\dots (IV.1)$$

La relation [(A2.27)] montre que pour une variation donnée de la puissance appelée, la modification de l'angle électrique est d'autant plus faible que l'angle est petit. A noter qu'en réalité dans le régime transitoire, en plus des réactances X_l interviennent les réactances transitoires et subtransitoires des machines, qui prennent en compte les variations temporelles de flux. Mais les régulations de vitesse et de tension jouent un rôle capital pour améliorer le comportement du groupe face au réseau.

La même étape nous a permis d'aboutir à l'expression finale de l'angle interne en fonction du temps, qui est l'objectif principal de ce cas d'étude et dont l'expression :

$$\delta = \frac{\Omega * P_m}{4 * H} * t^2 + \delta_0 \dots\dots\dots (IV.2)$$

IV.2.1.1. Résultats de simulation et interprétations

- A vitesse du synchronisme

En se basant sur l'expression (IV.2) et l'expression en puissance (III.3) et à l'aide d'un programme informatique établi en fortran 90 dont l'organigramme est donné en annexe (Annexe 3-d), nous avons abouti aux résultats de simulation donnés par les courbes ci-dessous :

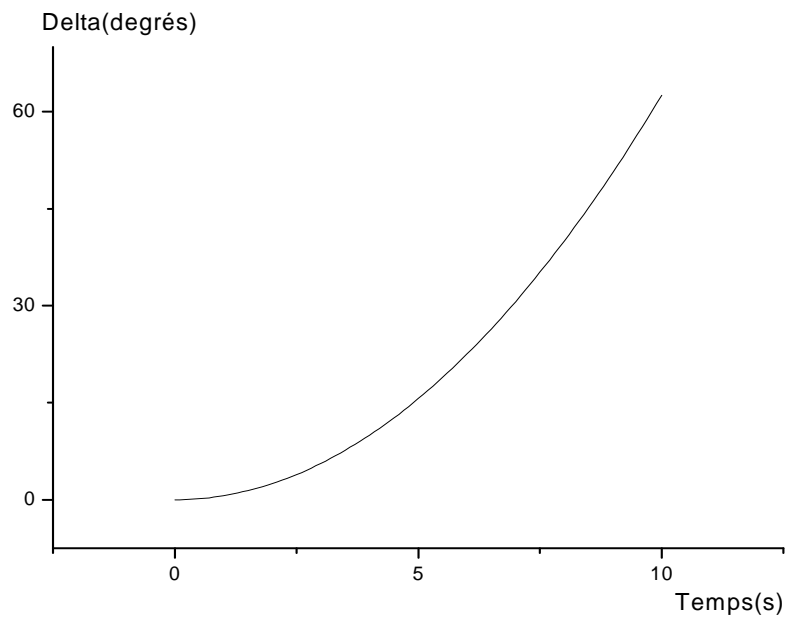


Figure IV.9 : La représentation graphique de l'angle interne en fonction du temps.

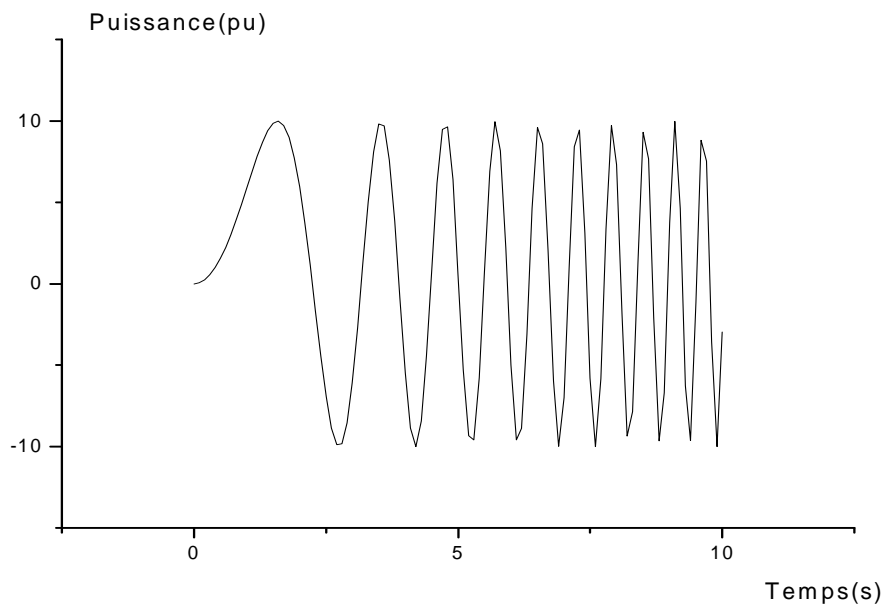


Figure IV.10 : La représentation graphique de la puissance active délivrée par la source en fonction du temps.

- **Mise en évidence du phénomène des grandes oscillations**

Le même programme informatique et en agissant sur la fréquence caractérisant les grandes oscillations, nous aboutissons aux résultats suivants :

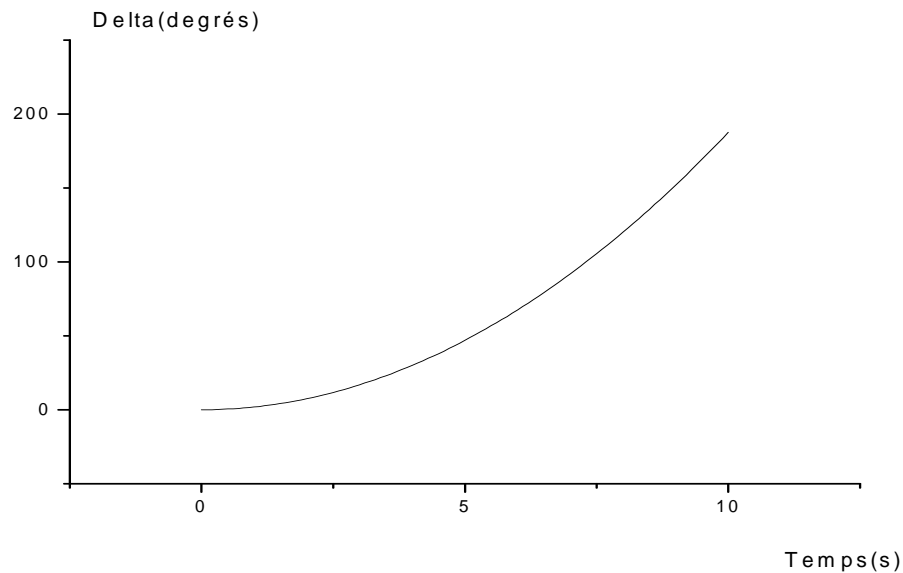


Figure IV.11 : La représentation graphique de l'angle interne en fonction du temps pour $f=150\text{Hz}$.

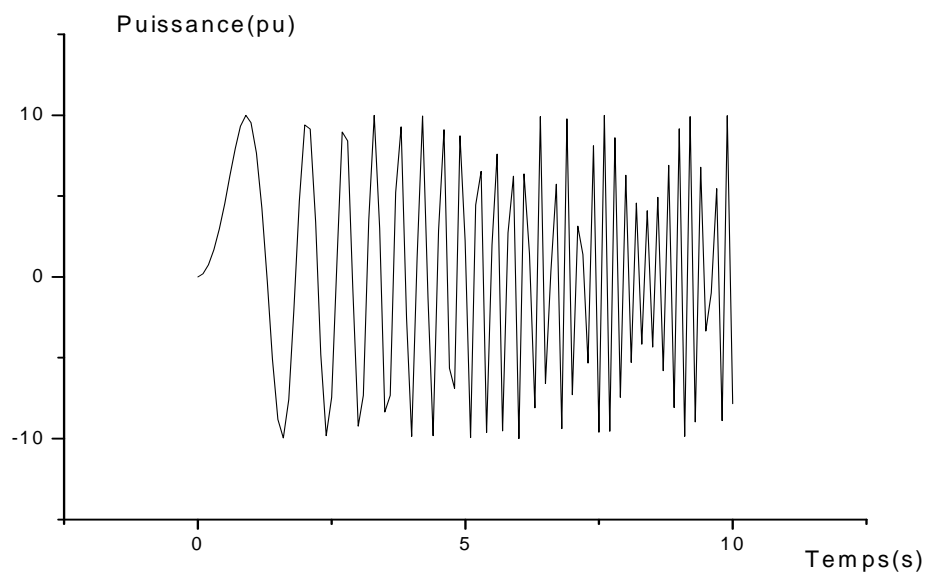


Figure IV.12 : La représentation graphique de la puissance active délivrée par la source en fonction du temps pour $f=150\text{Hz}$.

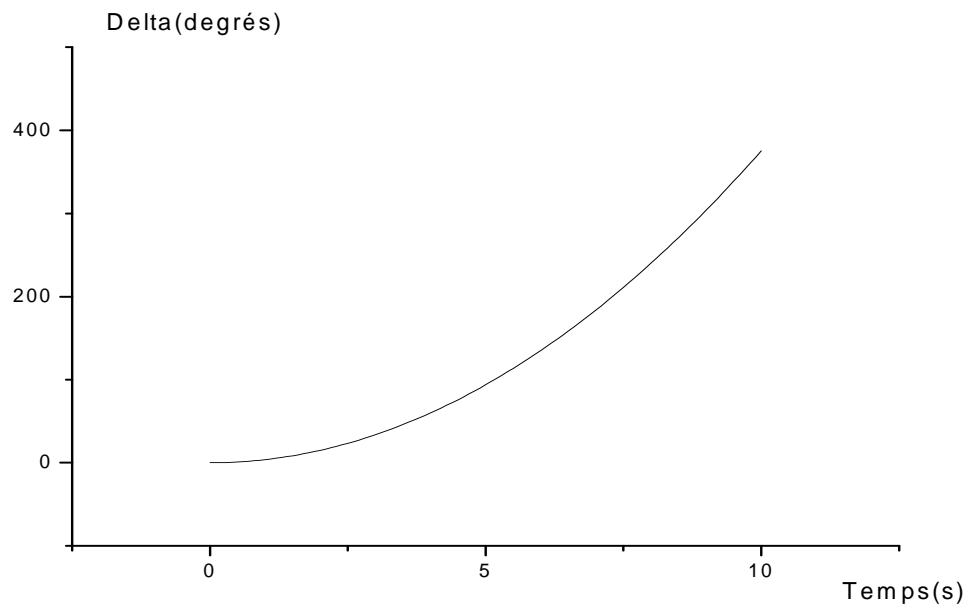


Figure IV.13 : La représentation graphique de l'angle interne en fonction du temps pour $f=300\text{Hz}$.

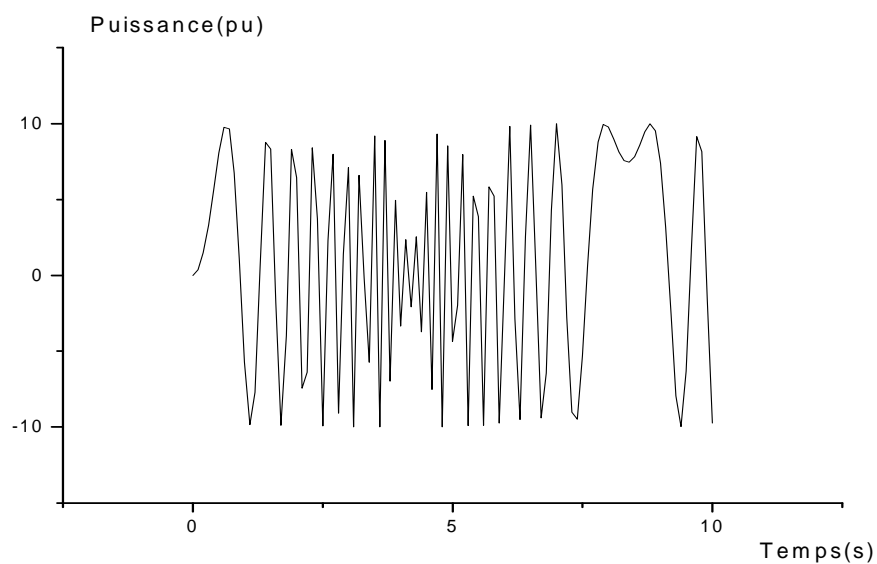


Figure IV.14 : La représentation graphique de la puissance active délivrée par la source en fonction du temps pour $f=300\text{Hz}$.

IV.2.1.2. Interprétations

A travers cette étape, nous avons illustré le phénomène des grandes oscillations. Plus la fréquence augmente, plus l'angle interne s'intensifie figures (IV.9, IV.11, IV.13). Il est clair que pour le cas où la fréquence est égale à la valeur nominale, la puissance varie de la même manière en allant d'un point à un autre autrement dit illustre la forme sinusoïdale conformément à l'équation qui lui a donné naissance (III.4). Nous remarquons également que dès que la fréquence augmente au-delà de 50Hz figure (IV.10) allant de 150Hz figure (IV.12) à 300Hz figure (IV.14) ; le système devient complètement instable. Plus la fréquence augmente plus nous perdons en stabilité car il est clair que le signal montre que les oscillations s'intensifient en allant d'un cas à l'autre et par l'intermédiaire de tels résultats, nous constatons que plus l'angle interne est très élevé, le maximum de puissance varie en allant d'un point à un autre autrement dit le signal présente des valeurs de crête très faibles par rapport au cas où la fréquence est égale à la valeur nominale. Ceci ne peut que causer des situations qui entravent le transport et la qualité d'énergie. Nous avons remarqué également qu'au-delà de 150Hz figure (IV.13), la valeur de crête devient de plus en plus faible figure (IV.14). Les résultats illustrent que le système perd de plus en plus la faculté de fonctionner au synchronisme.

Les résultats obtenus pour les deux cas de simulation montrent clairement que le générateur ne peut pas assurer la desserte de l'énergie pour des situations où la fréquence est égale à trois fois ou six fois la fréquence nominale, ce qui correspond à l'emballement de la machine car pour le dernier cas, la vitesse atteint 942 rads/s. Donc nous pouvons conclure que la fréquence joue un rôle très important dans la stabilité en fréquence et le bon fonctionnement du réseau.

Un réseau non équipé de régulateur de fréquence donc de vitesse ne peut illustrer que le phénomène considéré mais il devient pratiquement impossible à ce dernier de retrouver un état de fonctionnement stable après l'agression considérée.

Nous pouvons conclure que quel que soit l'étape considérée, l'augmentation de l'angle interne engendre des effets néfastes sur le transport d'énergie puisque la puissance diminue.

Conclusion générale.

Conclusion générale

Après des rappels sur le réseau dans le cas général de point de vue constituants ; définitions, perturbations et notions de stabilité...etc. Notre étude est consacrée dans une première étape à la mise en équations du réseau simplifié et dans une seconde étape à la simulation numérique en utilisant un langage de programmation Fortran 90, pour le seul et unique objectif, la mise en évidence des phénomènes liés à l'angle interne et les moyens de réglage de la fréquence. Cependant nous nous sommes limités à l'utilisation du condensateur et la combinaison condensateur-inductance sur un réseau simplifié sans omettre l'influence de la tension d'exploitation. Une étape qui a permis de montrer les zones de fonctionnement de la stabilité et de l'instabilité en fréquence.

Nous avons aussi illustré les paramètres pouvant augmenter la limite de la stabilité autrement dit améliorer la capacité de transport de puissance, où nous avons mis l'accent sur les avantages apportés par la compensation.

Pour augmenter la limite de la stabilité en fréquence, il est impératif d'exploiter le réseau à sa plus haute tension possible et de minimiser la caractéristique de la ligne autrement dit de bien dimensionner le réseau.

Nous avons également illustré le phénomène des grandes oscillations où nous avons perturbé le réseau avec de hautes fréquences. Après une mise en équations adéquates à un tel cas d'étude, le phénomène a consisté à agir sur la fréquence dans le sens ascendant, ce cas a permis de mettre en évidence l'intensification des oscillations en augmentant la fréquence. Nous pouvons aisément conclure que les résultats obtenus pour les cas traités s'avèrent pertinents.

Le sujet est très vaste cependant c'est tout ce que nous avons pu faire et nous souhaitons que ce travail soit complété par :

- La mise en évidence de l'étude considérée sur le réseau complexe,
- La mise en évidence de l'écroulement de la fréquence en fonction du temps,
- L'introduction de la compensation lors des grandes des oscillations,
- L'introduction d'une boucle de régulation de la fréquence donc de la vitesse,
- La mise en évidence des autres moyens de réglage de la fréquence (classiques et modernes) ...etc.

Sinon, ce travail nous a apporté des connaissances sur le phénomène de la stabilité en fréquence, l'initiation à un langage de programmation fortran 90 et à l'utilisation d'une façon aisé du logiciel Origin8.0.

Liste des tableaux

Liste des tableaux

Numéro	Tableau	Page
Tableau I.1	Récapitulatif des valeurs de la nouvelle norme pour les tensions du réseau.	6
Tableau II.1	Aperçu de quelques grands black-out dans le monde.	24
Tableau III.1	Récapitulatif des valeurs de vitesse pour différentes valeurs du nombre de paires de pôles.	30

Liste des figures.

Liste des figures

Numéro	Figure	Page
Fig. I.1	La représentation de la structure radial ou en étoile du réseau électrique.	3
Fig. I.2	La représentation de la structure en boucle du réseau électrique.	4
Fig. I.3	La représentation de la structure maillée ou connectée du réseau électrique.	4
Fig. I.4	Les lignes aériennes.	7
Fig. I.5	Les câbles souterrains.	7
Fig. I.6	Les câbles sous-marins.	8
Fig. I.7	Les transformateurs.	9
Fig. I.8	Les batteries de condensateurs.	11
Fig. II.1	La chute de tension.	18
Fig. II.2	La variation de la fréquence.	18
Fig. II.3	L'écroulement de la fréquence.	19
Fig. II.4	Les surtensions.	20
Fig. II.5	Les Creux de tension.	21
Fig. II.6	Les harmoniques.	21
Fig. III.1	La machine Synchrone.	27
Fig. III.2	La vue éclaté d'une machine synchrone.	28
Fig. III.3	La machine à pôles saillants ($P=2$).	29
Fig. III.4	La machine à pôles lisses ($P=1$).	29
Fig. III.5	Le schéma représentatif du réseau simplifié considéré.	32
Fig. III.6	Le schéma représentatif du circuit considéré.	33
Fig. III.7	Le diagramme vectoriel des grandeurs électriques.	33
Fig. IV.1	La caractéristique de la puissance active en fonction de l'angle interne delta.	35
Fig. IV.2	La représentation graphique de la puissance active délivrée par la source en fonction de l'angle interne à tension émettrice variable.	37
Fig. IV.3	La représentation graphique de la puissance active délivrée par la source en fonction de l'angle interne à caractéristique de la ligne variable.	38

Liste des figures

Fig. IV.4	La représentation graphique de la puissance active délivrée par la source en fonction de l'angle interne à taux de compensation variable.	39
Fig. IV.5	Le schéma équivalent du réseau simplifié.	40
Fig. IV.6	La représentation graphique de la puissance active délivrée par la source en fonction de l'angle interne (Ligne 1- 2 ouverte).	40
Fig. IV.7	La représentation graphique de la puissance active délivrée par la source en fonction de l'angle interne (Ligne 3- 4 ouverte).	41
Fig. IV.8	La représentation graphique de la puissance active délivrée par la source en fonction de l'angle interne en valeurs réduites.	42
Fig. IV.9	La représentation graphique de l'angle interne en fonction du temps.	45
Fig. IV.10	La représentation graphique de la puissance active délivrée par la source en fonction du temps.	45
Fig. IV.11	La représentation graphique de l'angle interne en fonction du temps pour $f=150\text{Hz}$.	46
Fig. IV.12	La représentation graphique de la puissance active délivrée par la source en fonction du temps pour $f=150\text{Hz}$.	46
Fig. IV.13	La représentation graphique de l'angle interne en fonction du temps pour $f=300\text{Hz}$.	47
Fig. IV.14	La représentation graphique de la puissance active délivrée par la source en fonction du temps pour $f=300\text{Hz}$.	47

Bibliographie.

Bibliographie

- [1] THEODRE Wildy et GILBERT SYBILLE, « Electrotechnique » quatrième édition « DC-Boeck », 2005.
- [2] ZOUZOU Abderahmane et KANOUNE Mohammed Yakhlef «Analyse par simulation des courants de court-circuit survenus dans un réseau électrique» mémoire de Master université de Kasdi Marbah OUARGLA 2017.
- [3] FRANCIS Milsant, «Machine électrique, tome I», «Transformateurs et réseaux éclectiques», éditions ellipses, Décembre 1990.
- [4] Pierre BORNARD, «Conduite d'un système de production-transport», traite technique de l'ingénieur. Document D-4080.
- [5] Patrick BASTARD, Daniel FARGUE, Philippe LAURIER, BERNARD Mattieu, MURIEL Nicolas, Philippe ROOS, «L'électricité » « voyage au cœur du système », éditions Eyrolles 2000.
- [6] N.OUERK, «Détermination des indicateurs permettant d'évaluer la stabilité en tension des réseaux électriques », mémoire de magister 2004 UMMTO.
- [7] N FLATABO, J.A.FOOSNANAES, AND T.O.BERNTSEN, « Transformers tap setting in optimal load flow » Ref 51 49'IEEE TRANS.VOL.PAS-104, No.6, PP.1356-1362, JULY1985.OLTC.
- [8] T.PETERSON, « Reactive power compensation »ASEA publication NK 02-3005E, MAY 1983.
- [9] Michel CRAPPE, «Stabilité et sauvegarde des réseaux électriques», éditions hermès-Lavoisier, 2003.
- [10] ABB information publications « An introduction to ABB series capacitors » September 9, 1991.
- [11] C.V.THIO& J.B.DAVIES « New synchronous compensators for the nelson river HVHC System-planning requirement and specification »IEEE TRANS.ON POWER DELIVERY, VOL.6, No 2 PP.922-928, APRIL 1991.
- [12] CIGRE REPORT « static var compensator » PREPARED BY WG 38-01, TASK FORCE No.2, PARIS 1986.

Bibliographie

- [13] Allaoui Tayeb « Réglage robuste de l'UPFC pour améliorer les performances d'un réseau mono et multi machines. Thèse de doctorat, département d'Electrotechnique USTO Oran janvier 2007.
- [14] Denai M..A, Allaoui.T « Robust International Model Control of UPFC Based Power Flow Compensation », conférence sur le génie électrique CGE04, EMP 25-26 Décembre 2001.
- [15] J.P Barret, P.BORNARD and B.Meyer « Simulation des réseaux électriques », EYROLLES 1997.
- [16] Jean CLAUDE Sabonardierre et Nouredine HADJSAID, «Lignes et réseaux électriques II», «Méthodes d'analyses des réseaux électriques», Hermès, Lavoisier 2007.
- [17] Nicolas Buyant « Etude de Commande Généralisée des Filtres Actifs Parallèles ». Thèse de doctorat, écoles doctorales science pour l'ingénieur de LANPES 1999.
- [18] Jacques CEMAY, Jacques BROCHU et François BEAUREGARD CITEQ et Pierre PELLETIER, Hydro-Québec ABB canada IEEE Canadien Review-Spring/Printemps2000.
- [19] D.N.EWART « Automatic Generation control-Performance UNDER Normal Conditions » systems engineering for power: status and prospects, conf.750867, U.S.Energy research and development administration, HENNIKER N.H., AUGUST 17-22, 1975.
- [20] Jean-Pierre CLERFEUILLE, Sylvain VITET et Cyril LEBERVELEC « Plan de défense contre les incidents majeurs » traité technique de l'ingénieure, REF D-4807.
- [21] Pire BORNARD et Michel PAVARD, «Réseaux d'interconnexion et de transport : réglage et fonctionnement», traite techniques de l'ingénieur D-4090.
- [22] T.QUOC TUAN, J.FANDINO, N, HADJSAID, J.C.SABONNADIÈRE. «Emergency Load Shedding To Avoid Risks of Voltage Instability Using Indicators » IIEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEM, Vol.9, No, 1, FEBRURAY 1994.
- [23] Marc STUBEE et Jacques DEUSE, «Sécurité, sauvegarde et simulation numérique», Lavoisier 2003.
- [24] WEST AFRICAIN POWER POOL « Manuel d'exploitation des réseaux interconnectés de l'EEEOA », JUILLET 2007

Bibliographie

- [25] RTE France, «Le mémento de la sureté du système électrique », 2004, document consultable et téléchargeable sur le site internet, www.rte-france.com.
- [26] Thierry VAN CUTSEM, «Fonctionnement dégradé des grand systèmes d'énergie électrique » journée d'études SEE-SRBE, LILLE, 31 MAI 2007 DEPT ELECTRICITE, ELECTRONIQUE ET INFORMATIQUE (INSTITUT MONTEFIORE).
- [27] C.COMON M.TROTIGAN E.CORRADI G.BORTANI M.STUBB J DEUSE « Major incidents on the French electric system/potentially and curative measures studies ».
- [28] A.J.WOOD and B.F.WALLENBERG «Power generation, operation, and control » JON WILEY & SONS, 1984.
- [29] PHILIPPE FERRACCI « la qualité de l'énergie électrique » cahier technique No 199- GROUPE SCHNEIDER-ELECTRIC, OCTOBRE 2001.
- [30] KHALID Ramzi « Suivi de la fréquence du réseau électrique à l'aide d'une carte ARDUINO », Mémoire de master Université des frères MENTOURI CONSTANTINE 2015.
- [31] Rapport de l'association des entreprises Suisse ASE.
- [32] GATTAL BOULAARES « Méthodes d'analyse des perturbations électriques dans la qualité de l'énergie électrique en utilisant des nouvelles techniques pour l'application aux creux de tension », Mémoire de Magister université de BATNA 2012.
- [33] Dalila SATOR-NAMANE « Electrotechnique, Machines à courant Alternatif. Machines Asynchrones et Synchrones, convertisseurs électromécaniques », édition ellipses.
- [34] Pierre Mayé « Aide-mémoire Electrotechnique », l'usine nouvelle DUNOD.
- [35] Thierry VAN CUTSEM, « Analyse et fonctionnement des systèmes d'énergie électrique » janvier 2009
- [36] Cours préparé par Bapio BAYALA, « Machine synchrone ».
- [37] N.OUERK et H.YADADEN « Comparaison de différents modèles de l'alternateur pour le besoin des études de stabilité », projet de fin d'étude en vue de l'obtention du diplôme d'ingénieur d'Etat en électrotechnique, option Réseaux 1993.

Bibliographie

- [38] MADANI Farid et STITI Azzedine, «Étude des grands incidents sur le réseau électrique», mémoire d'ingénieur 2009 UMMTO.
- [39] Prabha KUNDUR « Power system stability and control », electric power research institute, power system engineering series c 204 I.
- [40] Benoît de METZ-NOBLAT et Gérard JEANJEAN « Stabilité dynamique des réseaux électriques industriels» cahier technique No 185-GROUPE SCHNEIDER-ELECTRIC, 1997.
- [41] JOHN J. GRAINGER et WILLIAM D.STEVENSON, JR « Power System Analysis » International Editions 1994.
- [42] P.M. Anderson et A.A.Fouad « The Elementary Mathematical MODEL Chapter 2».
- [43] La revue de SONELGAZ GRTE.Spa.

Annexes.

Annexe1

1. Les valeurs numériques des paramètres utilisés sont :

- La tension d'exploitation est de **380 V**.

$$E=380 \text{ V}$$

- La réactance de la ligne de transport est égale à **10 Ω** .

$$X=10.00 \ \Omega$$

- La réactance inductive X_2 est égale à **100 Ω** .

$$X_2=100 \ \Omega.$$

- Le taux de compensation de l'énergie réactive est compris entre **0.3 et 0.7**.

$$0.3 \leq k \leq 0.7$$

- La fréquence nominale utilisée est de **50 Hz**.

$$F=50 \text{ Hz}$$

- $\Pi= 3.14159265358979$.

Pour représenter les grandeurs en valeurs réduites, nous avons considéré la valeur maximale donnée ci-dessous :

$$P_{\max}= 28\ 880 \text{ W}$$

- La constante d'inertie est de **4**

$$H=4 \text{ s}$$

- Pulsation de base est ω_B

$$\omega_B=2* \Pi*f_B$$

- Fréquence de base f_B

$$f_B=50\text{Hz}$$

Annexe2

- La relation reliant les réactances (Réactances inductive et capacitive) est donnée:

$$\mathbf{X_C=k*XI}$$

- **Mise en équations**

Cette étape comporte les développements impératifs pour aboutir à l'équation dynamique finale du rotor [45]-[46].

$$J \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = C_a = C_m - C_e \dots\dots\dots (A2.1)$$

Les couples respectivement mécanique et électrique C_m et C_e sont considérés positifs pour le générateur synchrone. Ce qui signifie que le couple mécanique C_m impose au rotor une accélération dans le sens positive de la rotation θ_m .

Nous définissons :

$$\theta_m = \Omega * t + \delta_m \dots\dots\dots (A2.2)$$

En dérivant l'équation (A2.2) par rapport au temps nous obtenons l'équation suivante :

$$\frac{d\theta_m}{dt} = \Omega + \frac{d\delta_m}{dt} \dots\dots\dots (A2.3)$$

Et en dérivant l'équation (A2.3), nous aurons :

$$\frac{d^2\theta_m}{dt^2} = \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \dots\dots\dots (A2.4)$$

L'équation (A2.3) montre que la vitesse angulaire du rotor $\frac{d\theta_m}{dt} = Constante$ et égale à la vitesse synchrone Ω que si $\frac{d\delta_m}{dt} = 0$.

En multipliant l'équation (A2.4) par J , nous obtenons :

$$J * \frac{d^2\theta_m}{dt^2} = J * \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \dots\dots\dots (A2.5)$$

Avec l'identification entre les équations (A2.1) et (A2.5), nous aurons l'équation suivante :

$$J * \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = C_a = (C_m - C_e) \dots\dots\dots (A2.6)$$

En multipliant l'équation (A2.6) par Ω , nous obtiendrons l'équation suivante :

$$J * \Omega * \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = C_a * \Omega = (C_m - C_e) * \Omega \dots\dots\dots (A2.7)$$

Et comme nous avons par définition $P = C * \Omega$ donc nous aurons :

$$J * \Omega * \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_a = (P_m - P_e) \dots\dots\dots (A2.8)$$

Annexe2

En posant :

$M = J * \Omega$, l'équation (A2.8) devient :

$$M * \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_a = (P_m - P_e) \dots\dots\dots (A2.9)$$

Nous définissons la constante d'inertie H comme suit :

$$H = \frac{\frac{1}{2} * J * \Omega^2}{S} = \frac{\frac{1}{2} * M * \Omega}{S} \dots\dots\dots (A2.10)$$

De l'équation (A2.9) et (A2.10), nous pouvons déduire les expressions de M :

$$M = P_a * \frac{dt^2}{d^2 \delta_m} = (P_m - P_e) * \frac{dt^2}{d^2 \delta_m} \dots\dots\dots (A2.11)$$

$$M = \frac{2 * H}{\Omega} * S \dots\dots\dots (A2.12)$$

Par identification des deux équations (A2.11) et (A2.12), nous obtenons l'équation suivante :

$$\frac{2 * H}{\Omega} * \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = \frac{P_a}{S} = \frac{(P_m - P_e)}{S} \dots\dots\dots (A2.13)$$

En écrivant l'équation (A2.13) en unités réduites (per unit), nous aurons les développements suivants :

$$\frac{2 * H}{\Omega} * \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_a = (P_m - P_e) pu \dots\dots\dots (A2.14)$$

Revenant à la puissance synchronisante dont la démonstration sera donnée ci-dessous :

La puissance initiale délivrée par la machine est P_{e0} ,qui correspond à un angle de δ_0 .

$$\delta = \delta_0 + \delta_\Delta \dots\dots\dots (A2.15)$$

$$P_e = P_{e0} + P_{e\Delta} \dots\dots\dots (A2.16)$$

$$P_{e0} + P_{e\Delta} = P_{max} * \text{Sin}(\delta_0 + \delta_\Delta) \dots\dots\dots (A2.17)$$

$$P_{e0} + P_{e\Delta} = P_{max} * (\text{Sin}(\delta_0)\text{Cos}(\delta_\Delta) + \text{Cos}(\delta_0)\text{Sin}(\delta_\Delta)) \dots\dots\dots (A2.18)$$

Si δ_Δ est très faible et négligeable par rapport à δ_0 .

$$\text{Cos}(\delta_\Delta) = 1 \text{ et } \text{Sin}(\delta_\Delta) = \delta_\Delta$$

L'équation (A2.18) devient :

Annexe2

$$P_{e0} + P_{e\Delta} = P_{max} * \sin(\delta_0) + (P_{max} * \cos(\delta_0)) * \delta_{\Delta} \dots\dots\dots (A2.19)$$

A l'état initial au point δ_0

$$P_m = P_{e0} = P_{max} * \sin(\delta_0) \dots\dots\dots (A2.20)$$

$$P_m - (P_{e0} + P_{e\Delta}) = -(P_{max} * \cos(\delta_0)) * \delta_{\Delta} \dots\dots\dots (A2.21)$$

Par identification entre les équations précédentes (A2.14), (A2.15) et (A2.16), nous aurons :

$$\frac{2*H}{\Omega} * \frac{d^2(\delta_0 + \delta_{\Delta})}{dt^2} = P_m - (P_{e0} + P_{e\Delta}) \dots\dots\dots (A2.22)$$

En remplaçant l'équation (A2.21) dans l'équation (A2.22), nous obtiendrons :

$$\frac{2*H}{\Omega} * \frac{d^2(\delta_0 + \delta_{\Delta})}{dt^2} = -(P_{max} * \cos(\delta_0)) * \delta_{\Delta} \dots\dots\dots (A2.23)$$

$$\frac{2*H}{\Omega} * \frac{d^2(\delta_0 + \delta_{\Delta})}{dt^2} + (P_{max} * \cos(\delta_0)) * \delta_{\Delta} = 0 \dots\dots\dots (A2.24)$$

$\delta_0 = \text{constante}$, L'équation (A2.24), devient :

$$\frac{2*H}{\Omega} * \frac{d^2\delta_{\Delta}}{dt^2} + (P_{max} * \cos(\delta_0)) * \delta_{\Delta} = 0 \dots\dots\dots (A2.25)$$

$$P_s = \left. \frac{dP_e}{d\delta} \right|_{\delta = \delta_0} = P_{max} * \cos(\delta_0) \dots\dots\dots (A2.26)$$

$$P_s = \frac{E*V}{X} * \cos(\delta) \dots\dots\dots (A2.27)$$

$$\frac{d^2\delta_{\Delta}}{dt^2} + \frac{w*SP}{2*H} * \delta_{\Delta} = 0 \dots\dots\dots (A2.28)$$

L'équation (A2.28) et une équation du second degré, sa solution dépend de l'opérateur P_s .

A $t=0$ $P_e = 0$ et l'équation (A2.14) devient :

$$\frac{2*H}{\Omega} * \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_a = P_m \dots\dots\dots (A2.29)$$

De l'équation (A2.29), nous obtenons :

Annexe2

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\Omega}{2*H} * P_m \dots\dots\dots(A2.30)$$

En intégrant l'équation précédente (A2.30) par rapport au temps, nous aurons :

$$\frac{d\delta}{dt} = \int_0^t \frac{\Omega}{2*H} * P_m * dt = \frac{\Omega}{2*H} * P_m * t - 0$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \frac{\Omega}{2*H} * P_m * t \dots\dots\dots (A2.31)$$

En intégrant l'équation précédente (A2.31) par rapport au temps, nous aurons :

$$\delta = \int_0^t \frac{\Omega}{2*H} * P_m * t = \frac{1}{2} * \frac{\Omega}{2*H} * P_m * t^2 + \delta_0$$

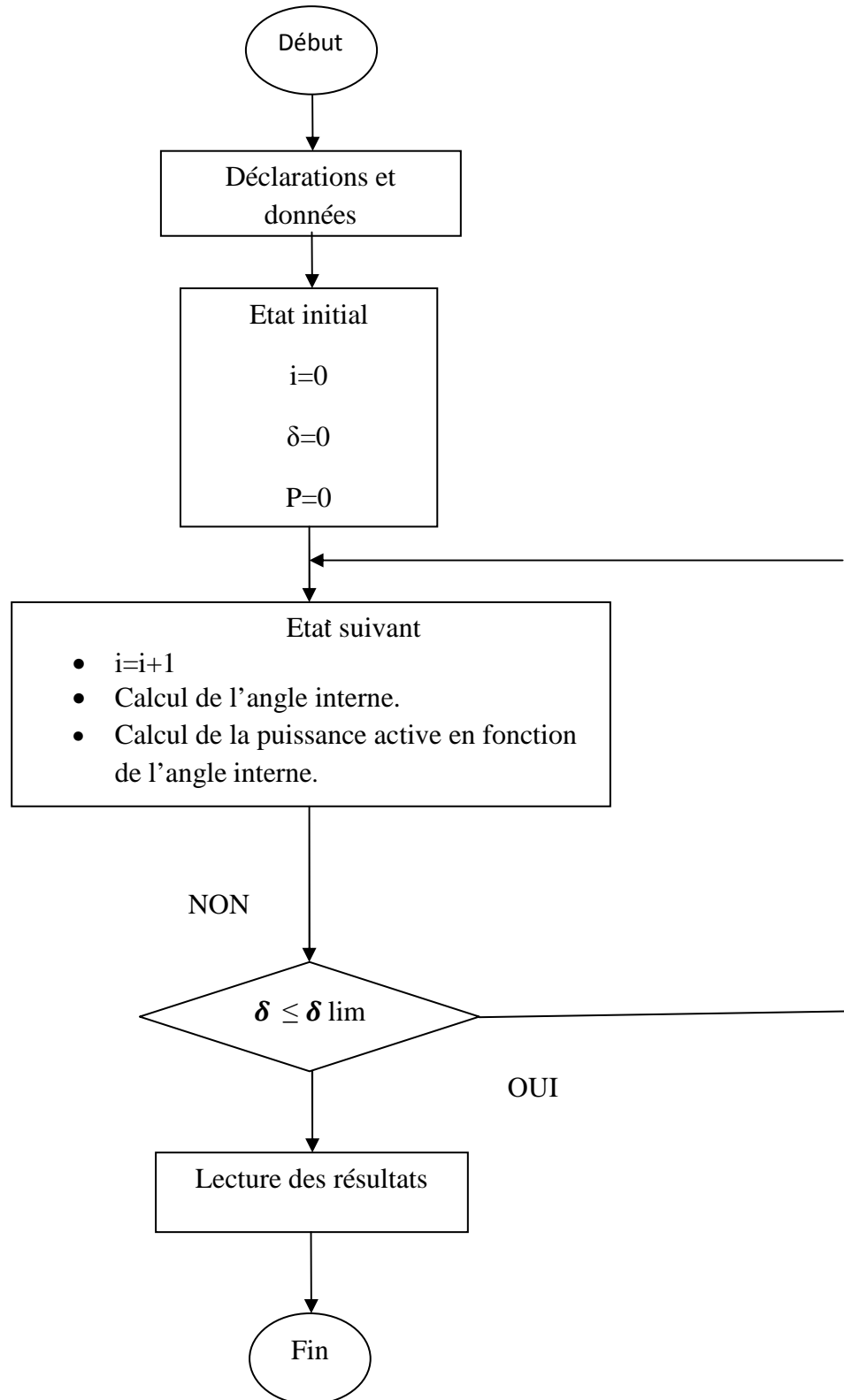
$$\delta = \frac{\Omega*P_m}{4*H} * t^2 + \delta_0 \dots\dots\dots (A2.32)$$

L'équation ((A2.32), exprime l'angle interne en fonction du temps.

Annexe3

Les organigrammes des programmes établis sont donnés comme suit :

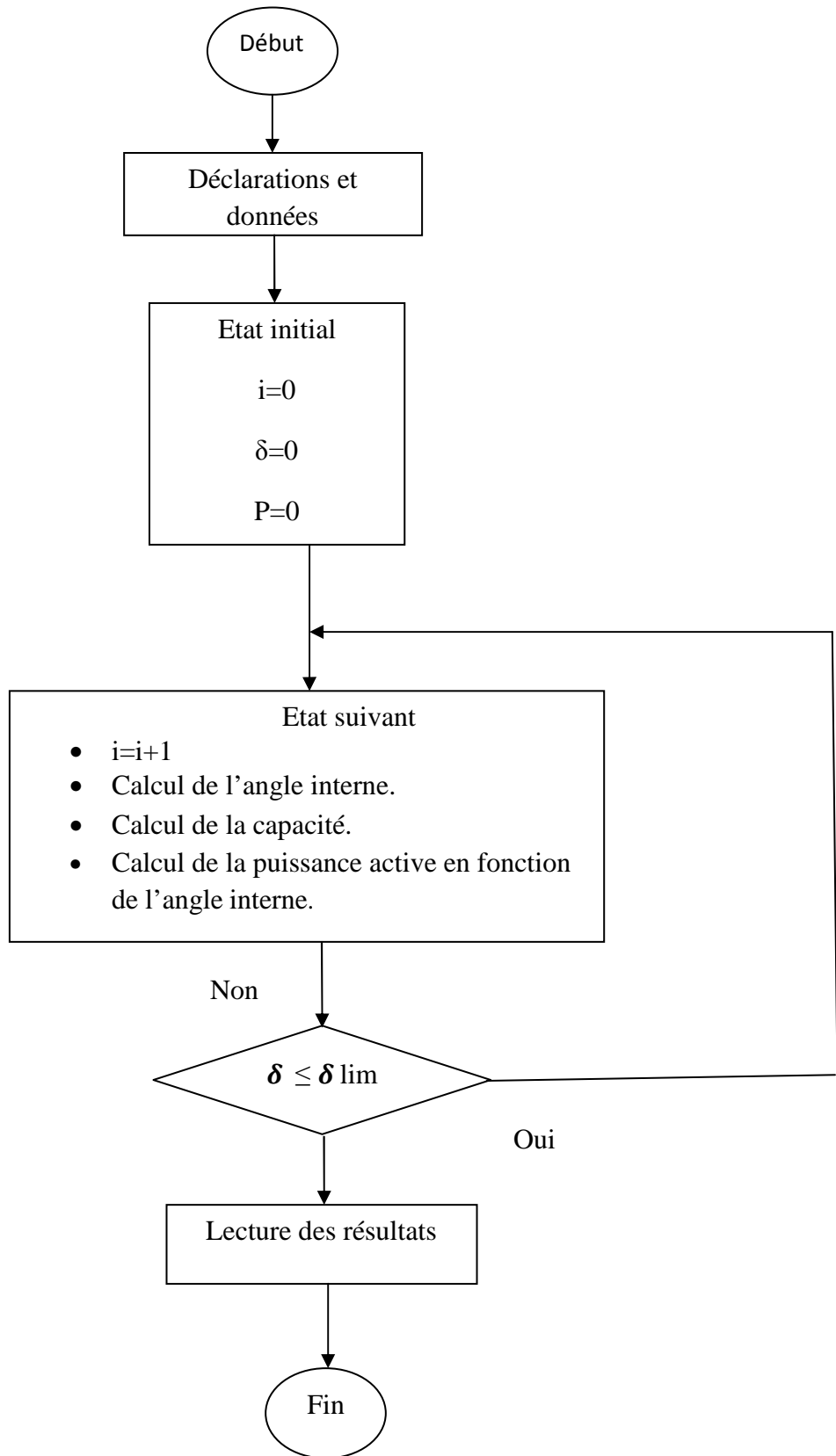
Organigramme n°1



Annexe 3-a

Annexe3

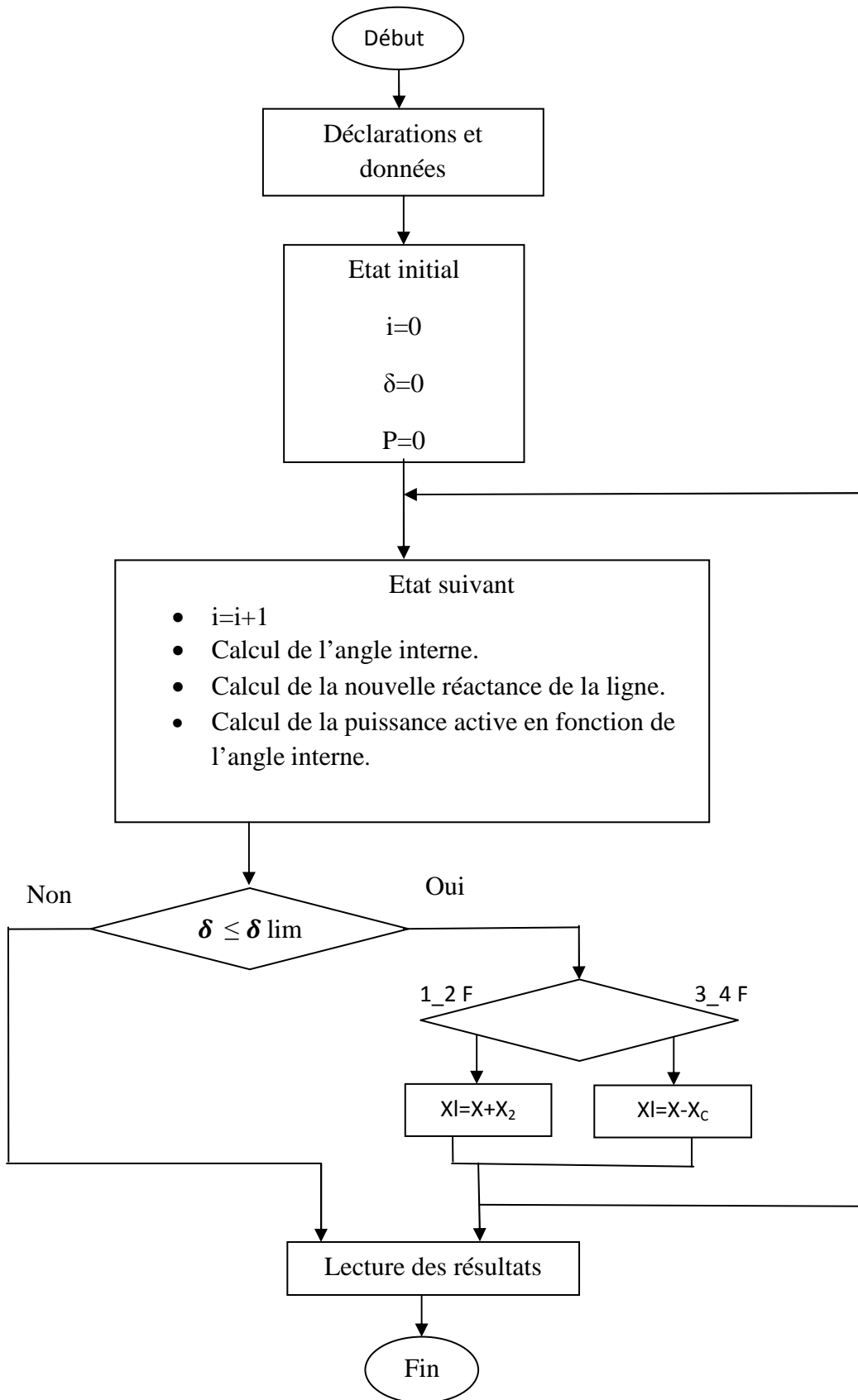
Organigramme n°2



Annexe 3-b

Annexe3

Organigramme n°3



Annexe 3-c

Annexe3

Organigramme n°4

