

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITÉ IBN-KHALDOUN TIARET

FACULTÉ

DES SCIENCES APPLIQUEES

DÉPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE ET INFORMATIQUE INDUSTRIELLE



MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

Pour l'obtention du Diplôme de Master

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : Génie Electrique

Spécialité : Réseaux Electrique

THÈME

**CONTRIBUTION D'UN STABILISATEUR DE PUISSANCE
(PSS) A LA STABILITE D'UN SMART GRID**

Présenté par

Oumarou Sanda Bello et Magassa Mohamed

Devant le Jury :

Nom et prénoms

M. BENAYADA AMAR

Mme BELAHCEL KHAIRA

M. MOUDJAHED Mohamed

Université

Université Ibn Khaldoun Tiaret

Université Ibn Khaldoun Tiaret

Université Ibn Khaldoun Tiaret

Qualité

Président

Examinatrice

Encadreur

PROMOTION 2018 /2019

Remerciements

Nos remerciements chaleureux, vont à notre directeur de mémoire Pr. Moudjahed Mohamed, pour son aide, son orientation judicieuse et sa disponibilité, aussi pour la confiance, la patience et la compréhension qu'il nous a toujours manifestées.

Nous tenons également à remercier les membres de jury pour l'honneur qu'ils nous font d'examiner ce mémoire.

A travers ce mémoire, nous adressons notre reconnaissance à tous nos enseignants qui ont contribué à notre formation depuis la première classe de primaire jusqu'à aujourd'hui, ainsi qu'à tous nos amis qui nous ont soutenus soit directement soit indirectement et contribué à la réalisation de ce travail.

Enfin, nous ne pouvons oublier nos chers parents, nos chers frères et sœurs, qui nous ont beaucoup aidés par leur compréhension, leurs sacrifices et leur patience sans lesquels ce travail n'aurait jamais vu le jour.

Dédicace

À la mémoire de mon très cher père.

À ma chère mère.

À mes chers frères et chères sœurs

À toute ma famille.

À tous mes amis.

Je dédie ce travail.

Dumarou & B

Dédicace

À mes chers parents

À mes chers frères et chères sœurs

À toute ma famille.

À tous mes amis.

Je dédie ce travail.

Mohamed

Sommaire

I.	Introduction générale	1
	Chapitre I: Introduction aux smart grids	4
I.1.	Introduction :	5
I.2.	Définition du Smart Grid.....	5
I.3.	Architecture des réseaux intelligents	6
I.4.	Principe de fonctionnement	7
I.5.	Objectifs.....	8
I.6.	Acteurs.....	8
I.7.	Caractéristiques des réseaux intelligents	9
I.8.	Enjeux	9
I.9.	Système de comptage	10
I.10.	Principales fonctionnalités du système:.....	12
I.11.	Différence entre compteur intelligent et compteur traditionnel	13
I.12.	Micro-réseau	13
I.13.	Energie solaire	15
I.13.1.	Panneau photovoltaïque (PV).....	15
I.13.2.	Paramètres	16
I.13.3.	Association des cellules PV	17
I.13.4.	Caractéristique courant-tension.....	19
I.13.5.	Les différents systèmes de conversion photovoltaïque	20
I.13.6.	Modélisation d'un panneau à une diode.....	21
I.13.7.	Influence de la température et de l'éclairement	22
I.14.	Conclusion	25
II.	Chapitre II Modélisation et Stabilité des Réseaux Electriques	26
II.1.	Introduction	27
II.2.	Modélisation	27
II.2.1.	Modélisation de la machine.....	27
II.2.2.	Modèle de la ligne	35
II.2.3.	Modèle de la charge	36
II.3.	Stabilité.....	36
II.3.1.	Stabilité statique	37

II.3.2.	Stabilité transitoire	37
II.3.3.	Classification.....	37
II.3.4.	Méthodes d'analyse de la stabilité	43
II.4.	Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire	44
II.4.1.	Approche conventionnelle temporelle	44
II.4.2.	Approche directe	45
II.5.	Conclusion	45
III.	Chapitre III: Études de la stabilité d'un système électrique	46
III.1.	Introduction.....	47
III.2.	Description du système monomachine	47
III.2.1.	Equation du mouvement du générateur.....	47
Remarque	50
III.3.	Réseau étudié	50
III.3.1.	Etude du système en petits mouvements.....	52
III.3.2.	Etude en grands mouvements.....	58
III.3.3.	La résolution des équations différentielles.....	63
III.3.4.	La méthode de RUNGE KUTTA.....	63
III.3.5.	Représentation vectorielle du système dans le repère de Park :	64
III.3.6.	Détermination des conditions initiales du système (avant incident).....	65
III.3.7.	Résultats de simulation du système non régulé.....	66
III.4.	Conclusion	68
IV.	Chapitre IV: Stabilisation d'un système électrique par l'utilisation d'un PSS	69
IV.1.	Introduction.....	70
IV.2.	Stabilité Transitoire.....	70
IV.2.1.	Les régulateurs de tension	70
IV.2.2.	Stabilisateur de puissance PSS.....	74
IV.3.	Stabilité Statique	79
IV.3.1.	Détermination des constantes.....	80
IV.3.2.	Résultats de simulation de Système non régulé, régulé en tension et en puissance.....	80
IV.3.3.	Stabilisateur de puissance à deux niveaux	81
V.	Conclusion général.....	83
Bibliographie	85

Abréviations

TIC : les technologies de l'information et de la communication

LAN: Local Area Network

WAN: Wide Area Network

FAN: Field Area Network

AMI: Advanced Metering Infrastructure

CPE: Customer Premise Equipment

HAN: Home Area Network

FACTS: Flexible AC Transmissions Systems

HVDC: High Voltage Direct Current

PMU: Phasor Measurement Unit

SCADA: Supervisory Control And Data Acquisition

WASA: Wide-Area Situational Awareness

WAMS: Wide Area Measurement System

WAAPCA: Wide Area Adaptive Protection, Control and Automation

MDMS: Meter Data Management System

EMS: Energy Management System

GIS: Geographic Information System

DMS: Distribution Management System

OMS: Outage Management System

WMS: Workload Management System

DA: Distribution Automation

CEMS: Consumer Energy Management Systems

VE : véhicules électriques

VEHR : véhicules électriques hybride rechargeable

AMR : Automated Meter Reading

CPL : Courant Porteur en Ligne

GPRS: General Packet Radio Service

PV: Panneau photovoltaïque

AC: alternative current

DC: direct current

PSS: Power System Stabilizer

AVR: Automatic Voltage Régulator

MPPT: Maximum Power Point Tracking

CIGRE: Conférence des Grands Réseaux Electriques

SVCs: Static Var Compensator systems

I. Introduction générale

Les réseaux électriques actuels sont destinés à connaître une profonde mutation dans les prochaines années. La nouvelle génération des réseaux électriques, les réseaux électriques intelligents (smart grids), se caractérisent par une couche d'information et de communication rendant les différents composants du réseau communicants. Ces réseaux intègrent les énergies renouvelables intermittentes et distribuées ainsi que de nouveaux usages électriques tels que les véhicules électriques, le stockage de l'énergie, la maîtrise de la demande conduisant à une optimisation de l'efficacité des réseaux tout en ayant comme souci principal le maintien de l'équilibre entre production et consommation. La modernisation des réseaux électriques passe par la surveillance, la protection et le contrôle de ses différents composants. En effet, le gestionnaire du réseau doit être en mesure d'isoler les sections de réseau en défaut et de piloter à distance la reconfiguration de certaines branches de réseau selon les incidents encourus [24]

D'autre part, la gestion et le pilotage des réseaux électriques nécessitent la mise en œuvre de systèmes de contrôle en temps réel au niveau des réseaux de transport et de distribution. Ces systèmes se basent sur les informations fournies par les capteurs répartis dans le réseau électrique.

L'un des problèmes parmi les plus importants qui doivent être adressés dans l'analyse des systèmes de puissance est celui de la stabilité. Ceci est dû au développement important des réseaux qui fonctionnent de plus en plus près de leurs limites. Nous sommes donc amenés à examiner le comportement de ces systèmes soumis aussi bien à de petites perturbations dues aux variations de charge qu'à de grandes perturbations dues à des défauts de court-circuit conduisant à la perte de synchronisme. Ces perturbations sont à l'origine de l'apparition d'une différence entre la puissance mécanique et la puissance électrique, l'écart en termes de puissance va se traduire par une modification de la vitesse de rotation de l'alternateur ou en d'autres termes par des variations de sa vitesse par rapport à la vitesse de synchronisme. Après l'élimination de la perturbation, le système de puissance sera stable si la valeur moyenne des écarts de vitesse résultante est nulle. Ces dernières années, des efforts considérables ont été faits pour améliorer la stabilité des systèmes de puissance. De nombreuses techniques ont été proposées pour surmonter les problèmes d'instabilité, dont une

grande partie a été accordée au contrôle d'excitation [25] pour les raisons qui peuvent être résumées comme suit:

- La constante du temps de la boucle du système d'excitation est très petite comparativement à celle de la boucle de gouverneur, ce qui entraîne une réaction de contrôle plus rapide aux perturbations qui surgissent.
- Dans la pratique, il est plus facile de traiter le contrôle du circuit de champ électrique plutôt que le régulateur mécanique.
- Le contrôle d'excitation nécessite un coût moindre par rapport à d'autres méthodes

Les systèmes modernes d'excitation ou régulateurs de tension (AVR: Automatic Voltage Regulator) contribuent à l'amélioration de performance en régime permanent, mais s'avèrent être insuffisants pour les problèmes relevant de la stabilité transitoire. En effet, le couple ajouté par l'AVR sur les arbres des machines n'est souvent pas suffisant pour agir contre les oscillations qui surgissent dans les systèmes de puissance. Aussi, l'interconnexion de ces systèmes de plus en plus grande montre que de forts transits de puissance sur ces interconnexions aggravent les phénomènes d'instabilité. Pour y faire face, des boucles de régulation supplémentaires sont ajoutées aux régulateurs de tension AVR grâce à un dispositif appelé PSS (Power System Stabilizer). Ces correcteurs sont destinés à fournir un couple agissant contre les modes d'oscillations qui se manifestent sur les arbres des machines. Des efforts considérables ont été consacrés à la conception des PSS qui sont conçus sur la base des techniques du contrôle linéaire.

Dans ce travail, nous nous sommes intéressés aux performances des dispositifs PSS contribuant à la stabilité des réseaux intelligents (smart grids) aussi bien en petits mouvements qu'en grands mouvements. Notre travail a été structuré en quatre chapitres.

Le premier chapitre donnera un aperçu sur les réseaux intelligents dits aussi réseaux du futur. Nous évoquerons également la notion de micro-grids qu'on retrouve aussi dans ce type de réseaux. La notion de production décentralisée est introduite par une description générale des systèmes photovoltaïques dont le principe de conversion de l'énergie solaire est présenté. Une simulation de cette production décentralisée est effectuée pour montrer l'intérêt qu'un smart grid peut avoir à intégrer ce type de production.

Le second chapitre introduit la modélisation des différents éléments (générateur, ligne, charge) que comporte un réseau électrique et introduit la notion de stabilité qui s'y rattache.

Dans le troisième chapitre, on s'intéresse à la stabilité du smart grid qu'on suppose soumis à deux types de perturbation. Nous intéressons seulement à la région concernée par les perturbations ce qui nous amène à considérer l'approche monomachine du réseau. Dans l'étude en petits mouvements, nous utilisons l'approche d'Heffron Philips et en grands mouvements l'approche de Runge Kutta. Le système électrique est étudié en l'absence de toute régulation.

Dans le quatrième chapitre, on évoque l'état actuel de l'art concernant le PSS. Sa description et principe de fonctionnement sont présentés avant d'étudier sa performance sur la stabilisation du réseau perturbé.

Chapitre I: Introduction aux smart grids

I.1. Introduction :

Depuis le début du siècle dernier, les réseaux de transmission sont utilisés pour acheminer l'énergie produite par de grandes centrales vers les consommateurs. Avec l'utilisation accrue de sources d'énergie renouvelables telles que les énergies éolienne et solaire de nouveaux défis doivent être relevés par les réseaux électriques [1]. Les réseaux du futur doivent pouvoir distribuer de l'énergie produite localement à partir de nombreuses sources différentes et coordonner la consommation afin de mieux gérer la production d'énergie renouvelable. Le chapitre suivant donnera un aperçu sur ces réseaux du futur qu'on dit aussi intelligents. Nous évoquerons également la notion de micro-grids qu'on retrouve aussi dans ce type de réseaux.

I.2. Définition du Smart Grid

Un réseau intelligent (smart grid) est un réseau électrique qui relie à la fois la production, la consommation et le stockage de l'électricité et les coordonne de manière centralisée. Au sein des smart grids, la communication entre ses différents composants s'appuyant sur les technologies de l'information et de la communication (TIC) est rapide et bidirectionnelle. La gestion de ces réseaux s'en trouve alors harmonisée. De ce fait, une exploitation plus efficace du système à la fois en termes d'énergie et de coûts est donc garantie [2].

Les « réseaux intelligents » se définissent dans contexte comme des « réseaux de distribution et de gestion d'énergie intelligents ». Concrètement, un réseau intelligent est un réseau électrique communicant qui intègre les Technologies de l'Information et de la Communication (TIC) dans son fonctionnement. Cela permet d'établir des interactions entre les réseaux d'électricité et les usagers. Les possibilités d'optimisation offertes par un tel réseau sont multiples : lissage des pointes et creux journaliers, gestion de l'intermittence des énergies renouvelables, mutualisation des équipements, etc. L'objectif principal est une livraison d'électricité plus efficace, économiquement fiable et décarbonnée. Un réseau intelligent est donc une évolution d'un réseau de distribution électrique dont le pilotage a été renforcé, enrichi, amélioré dans l'optique d'une meilleure efficacité énergétique et économique. Dans cette définition, le réseau est pris au sens très large du terme : les unités de production, les unités de stockage d'électricité, sous quelque forme que ce soit et les ramifications terminales du réseau appartenant aux domaines privés des consommateurs [3].

La figure I.1 montre un exemple de smart grid

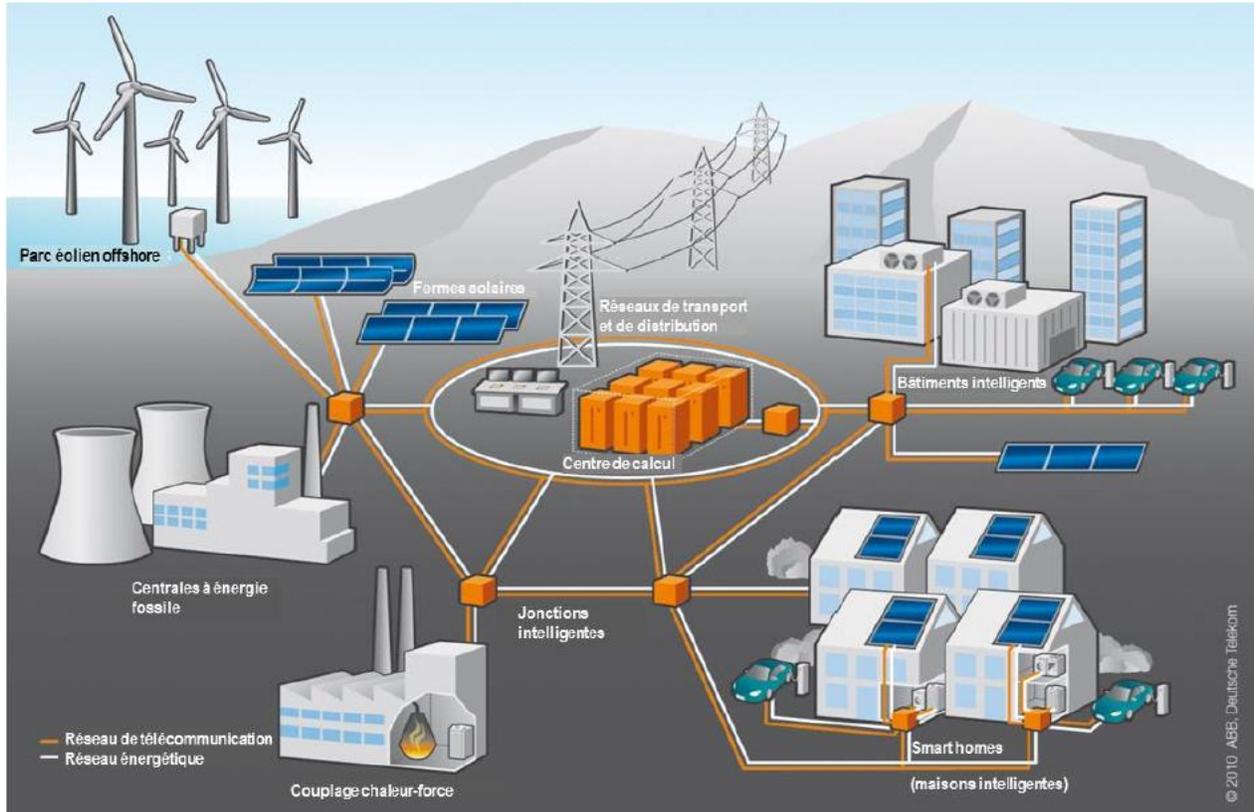


Figure I.1: Représentation schématique d'un smart grid. Source: ABB, Deutsche Telekom, 2010

I.3. Architecture des réseaux intelligents

Le déploiement d'une architecture de réseaux intelligents repose donc sur la combinaison de plusieurs couches infrastructures et logicielles permettant de communiquer, mesurer, contrôler et piloter. Sur cette base, il est possible d'imaginer la création de nombreux services en aval et en amont du compteur. Les équipements à mettre en œuvre diffèrent selon que l'on se trouve à tel ou tel niveau de l'architecture énergétique. Un certain nombre de fonctions ou composants existent depuis de nombreuses années. Les grandes catégories de composants et de systèmes que l'on peut retrouver dans une architecture réseau intelligent sont [4]:

- l'infrastructure de communication qui comporte le réseau local LAN (Local Area Network), le réseau étendu WAN (Wide Area Network), le système de mesure avancé FAN (Field Area Network) et AMI (Advanced Metering Infrastructure), l'équipement CPE (Customer Premise Equipment), le réseau domestique HAN (Home Area Network),

- l'infrastructure énergétique qui comporte les systèmes FACTS (Flexible AC Transmissions Systems), les SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage), le système de transport en haute tension et à courant continu - HVDC (High Voltage Direct Current),
- les outils de mesure comportant le système PMU (Phasor Measurement Unit), les Capteurs, les compteurs intelligents,
- les systèmes de contrôle et de détection entrant dans le cadre de la télégestion tels que SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition), WASA (Wide-Area Situational Awareness), WAMS (Wide Area Measurement System), WAAPCA (Wide Area Adaptive Protection, Control and Automation), MDMS (Meter Data Management System),
- les systèmes de pilotage comportant EMS (Energy Management System), GIS (Geographic Information System), DMS (Distribution Management System), OMS (Outage Management System), WMS (Workload Management System), DA (Distribution Automation) CEMS (Consumer Energy Management Systems).

I.4. Principe de fonctionnement

De manière générale, les réseaux intelligents intègrent les technologies d'information et de communication (TIC) qui permettent une communication rapide, une interactivité efficace et un échange de données entre les différents acteurs du système électrique. Ceci conduit à une gestion optimale des flux d'électricité et un contrôle accru des réseaux.

Dans un contexte d'augmentation constante de la consommation électrique au niveau mondial (due à la forte consommation de produits électriques /électroniques, ainsi qu'à l'arrivée de nouveaux modes de consommation et de nouveaux projets (voiture électrique, ...) et de modification sérieuse du secteur de l'électricité (par une décentralisation de la production de l'électricité notamment), les smart grids s'avèrent être une solution convenable.

Les réseaux intelligents prennent en considération l'objectif d'efficacité énergétique, de réduction de la pollution (réduction des émissions de gaz à effet de serre) ainsi que l'ouverture à des nouvelles sources d'énergies renouvelables. Le véritable but étant évidemment d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité à tout instant [sous peine de subir le **blackout**] ce qui nécessite la réduction de la pointe de consommation du soir, et aussi une meilleure répartition de cette consommation tout au long de la journée, mais également de fournir un approvisionnement sûr, durable et compétitif aux consommateurs [5].

I.5. Objectifs

Les objectifs majeurs du réseau intelligent [6] sont:

- * faciliter l'insertion massive des énergies renouvelables, intégrer les véhicules électriques (VE) et les véhicules électriques hybride rechargeable (VEHR) et permettre le stockage de l'énergie dans les meilleures conditions économiques de sécurité et de qualité ;
- * renforcer l'efficacité énergétique globale par une augmentation notable du rendement énergétique du système électrique dans son ensemble ;
- * intégrer le consommateur devenu « actif » (consom'acteur) dans la recherche d'équilibre entre l'offre et la demande au meilleur coût ; le consommateur final ne sera plus considéré comme « passif » mais plutôt « pro-actif » en étant aussi producteur et gestionnaire de sa consommation tout en participant à la résolution de certaines contraintes du réseau. L'installation des compteurs intelligents participent à transformer le consommateur en également acteur ;
- * réduire les pointes de consommation ou offrir tout autre service nécessaire au système en fonction des conditions du marché en place, de la réglementation en vigueur ou des technologies disponibles ;
- * rendre la gestion du système efficace face à la complexité croissante des informations reçues ;
- * permettre une interopérabilité entre les différents opérateurs électriques (production, transport, répartition, distribution) ;
- * permettre une gestion « aisée » du système électrique et faire face à sa complexité croissante ;

I.6. Acteurs

Les acteurs dans les réseaux intelligents sont nombreux et regroupent toutes les «parties prenantes» qui peuvent interagir ou sont intégrés au sein de la vision des smart grids. Ce sont:

- * **les consommateurs** dont les attentes doivent être prises en compte en matière de sécurité de la fourniture et la baisse des dépenses énergétiques ;
- * **les gestionnaires** du réseau qui sont responsables de la sécurité et de la qualité de l'énergie du système dans des conditions économiques acceptables et qui auront grâce aux dispositifs d'information et de communication des moyens accrus d'action sur le fonctionnement du réseau dont ils ont la charge;
- * **les constructeurs** de matériel électrique qui vont installer les équipements de mesure et les matériels destinés à assurer le fonctionnement et la sécurité des réseaux ;

- * **les producteurs d'énergie** centralisée et décentralisée qui produisant une énergie raccordée au réseau sont très intéressés au développement de ce dernier afin de ne pas subir des limitations au raccordement de leur production ;
- * **les fournisseurs d'énergies et services** qui participent ainsi à l'organisation du système et proposent des offres de service énergétiques ;
- * **les Sociétés de Services en Informatique** qui déploient les logiciels et les matériels nécessaires au bon fonctionnement de l'ensemble ;
- * **les équipementiers** de systèmes de télécommunication comme fournisseurs de matériel qui équipera le réseau ;
- * **les centres de recherche et d'innovation** dont les travaux vont être implantés en vraie grandeur sur le réseau après avoir été testés en laboratoire ;
- * **les instances de régulation ;**
- * **les organismes de normalisation.**

I.7. Caractéristiques des réseaux intelligents

La flexibilité des réseaux intelligents permet de mieux gérer les variations de production et de consommation. Ils sont très fiables grâce aux informations communiquées en temps réel et au pilotage à distance ce qui réduit fortement le risque de panne ou d'incident. Leur **accessibilité permet à** toutes les sources d'énergie de leur être intégrées et ce grâce aux interconnexions entre les différents réseaux : les consommateurs peuvent ainsi profiter des énergies renouvelables éventuellement dans les régions interconnectées. Leur gestion optimale permet une réduction des coûts en général et donc une meilleure économie [7].

I.8. Enjeux

Le développement des smart grids présente un certain nombre d'enjeux :

- * **enjeu industriel** par l'adaptation des matériaux et techniques actuels aux smart grids ;
- * **enjeu social** par l'implication des consommateurs dans la gestion de leur consommation d'énergie ;
- * **enjeu économique** par la coopération nouvelle entre les grands acteurs ;
- * **enjeu environnemental** par l'intégration des énergies renouvelable ;
- * **enjeu énergétique** par l'accroissement des besoins énergétiques.

I.9. Système de comptage

Un système de comptage évolué implique la mise en place de compteurs intelligents (évolués, communicants, smart meters) capables de stocker des informations résultant de mesures captés dans le réseau. Le déploiement des compteurs intelligents associés à un premier réseau de télécommunication bidirectionnel est la pierre angulaire des futurs réseaux électriques : les réseaux dits intelligents (smart grids) [5]. Ces derniers vont transformer le comportement des consommateurs de manière active et simple tout en préservant leur confort. Le compteur intelligent dispose de technologies avancées dites AMR (Automated Meter Reading) identifiant d'une manière précise et en temps réel la consommation énergétique des usagers.

Les compteurs intelligents sont capables de donner une facturation par tranches horaires permettant aux consommateurs de choisir le meilleur tarif chez les différentes entreprises productrices mais aussi de jouer sur les heures de consommation, permettant ainsi une meilleure utilisation du réseau électrique. Un tel système permet ainsi de cartographier plus finement les consommations et de mieux anticiper les besoins à des échelles plus locales. Ils permettent aussi de repérer les postes qui coûtent le plus au client. Ils peuvent éventuellement l'informer des microcoupures ou des pertes sur le réseau électrique.

Doté de capacités de communication bidirectionnelle (transmission et réception des informations), le compteur permet la relève à distance ainsi que le pilotage de la fourniture d'énergie. Le schéma de la figure I.2 ci-dessous montre comment s'effectue la communication entre un ensemble de compteurs installés chez les utilisateurs et un concentrateur localisé dans le poste de distribution, via la technologie du Courant Porteur en Ligne (CPL). Le Concentrateur rassemble ces données pour les transmettre au gestionnaire du réseau. A chaque compteur et concentrateur est associé un modem CPL qui code et décode les données en un signal électrique et le superpose au courant électrique 50 Hertz.

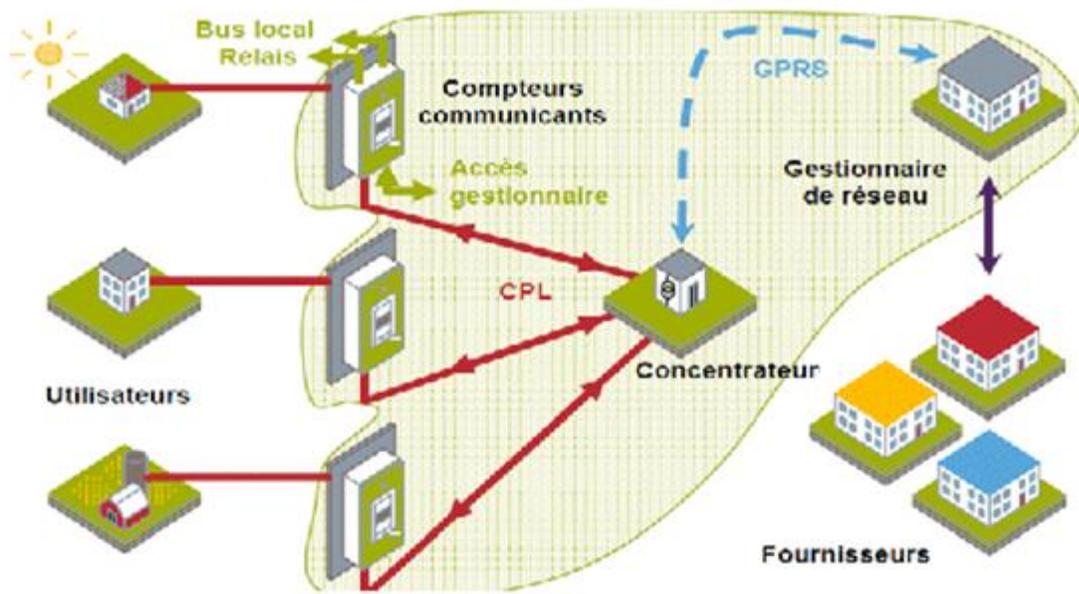


Figure I.2 Schéma de communication dans un smart grid

Au niveau du concentrateur, les données sont codées sous format numérique puis transmises au système informatique de gestionnaire de réseau par l'intermédiaire de réseau de téléphonie GPRS (General Packet Radio Service).

Le système informatique du gestionnaire de réseaux est accessible aux fournisseurs d'énergie qui reçoivent régulièrement les données de comptage de leurs clients nécessaire à la facturation de l'énergie

La figure I 3 montre une architecture de réseau basée sur la possibilité d'échange entre les différents acteurs du réseau (Fournisseur, GRD, Consommateur) qu'offre un compteur intelligent.

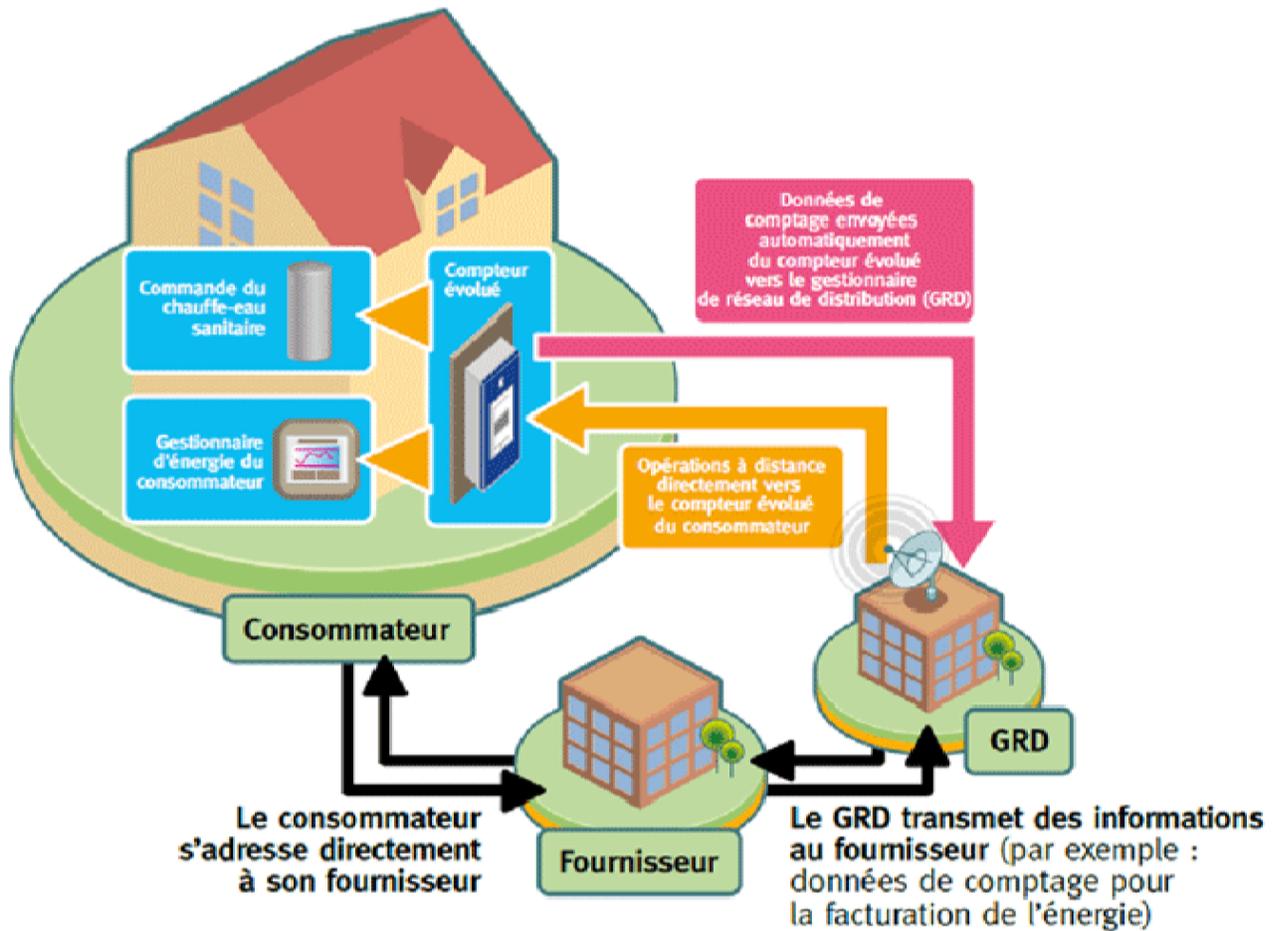


Figure I.3 Architecture du réseau

I.10. Principales fonctionnalités du système:

Les principales fonctionnalités sont

- La télé-relève des données du compteur à intervalles réguliers.
- La gestion de compteur à distance (réduction de la puissance, coupure, gestion de la demande, etc.) par le gestionnaire de réseaux de distribution,
- La mesure de la consommation pour une gestion décentralisée de la production.
- La gestion à distance des paramètres du compteur tels que les structures tarifaires, la puissance contractuelle, les intervalles de relève du compteur par les fournisseurs.
- Le transfert de messages à distance des acteurs du marché (consommateur/producteur).
- L'affichage des informations sur le compteur et/ou un télé-report à partir de la TIC installée.
- La mesure de la qualité et de la continuité de service.

I.11. Différence entre compteur intelligent et compteur traditionnel

On résume la différence entre les compteurs de nouvelle génération et les compteurs traditionnels dans le tableau ci-dessous [8]:

	Compteur Intelligent	Compteur traditionnel
Relevé de mesure	En temps réel	En temps différé (période de facturation généralement un ou deux mois)
Enregistrement	Relevés automatisés : les compteurs transmettent les données aux entreprises de distribution par voie électronique via un réseau sans fil	Relevés manuels : un employé de l'entreprise de distribution se rend en personne au domicile du consommateur pour consigner les données
Communication	Communications bilatérales entre les compteurs et les entreprises de distribution	Aucune capacité de communication
Tarification	Tarification selon l'heure de consommation (structure tarifaire à trois niveaux : période de pointe, période médiane et période creuse) reflétant les fluctuations des coûts de l'électricité durant la journée	Tarification à deux niveaux : un tarif pour la consommation jusqu'à un seuil déterminé et un autre tarif pour la consommation dépassant ce seuil

Tableau I.1 Comparaison des performances d'un compteur intelligent et d'un compteur traditionnel

I.12. Micro-réseau

Un micro-réseau électrique (microgrid en anglais) est un petit réseau électrique pouvant fonctionner indépendamment du réseau électrique principal. Pour cela, il utilise des dispositifs locaux de production, de stockage et de consommation d'électricité, ainsi qu'une connexion éventuelle au réseau. La production d'énergie électrique peut se faire à partir de sources fossiles, par exemple via un générateur diesel ou une micro-turbine à gaz, et/ou à partir de sources renouvelables, comme des panneaux photovoltaïques, des éoliennes, ou une petite centrale hydroélectrique. Le stockage peut se

faire via de nombreuses technologies, comme les batteries au plomb ou les batteries lithium. Pour des applications spécifiques, des super-condensateurs ou du stockage sous forme d'hydrogène peuvent également se révéler utiles. Les charges de consommation peuvent être diverses. La connexion au réseau principal peut être inexistante, temporaire ou permanente sauf en cas de panne de ce réseau.

Un système de gestion de l'énergie est nécessaire et assure la bonne coordination des composants cités plus haut, suivant différents critères techniques, économiques ou autres. Ce système peut avoir un niveau d'intelligence et de sophistication variable. Le schéma de la figure I.4 est un exemple de micro-réseau électrique. L'hydrogène peut être produit à partir d'un électrolyseur. Il est stocké dans des réservoirs, puis converti en électricité par une pile à combustible (fuel cell en anglais) Les traits noirs continus représentent des flux d'électricité, alors que les traits rouges pointillés représentent les flux d'information [9].

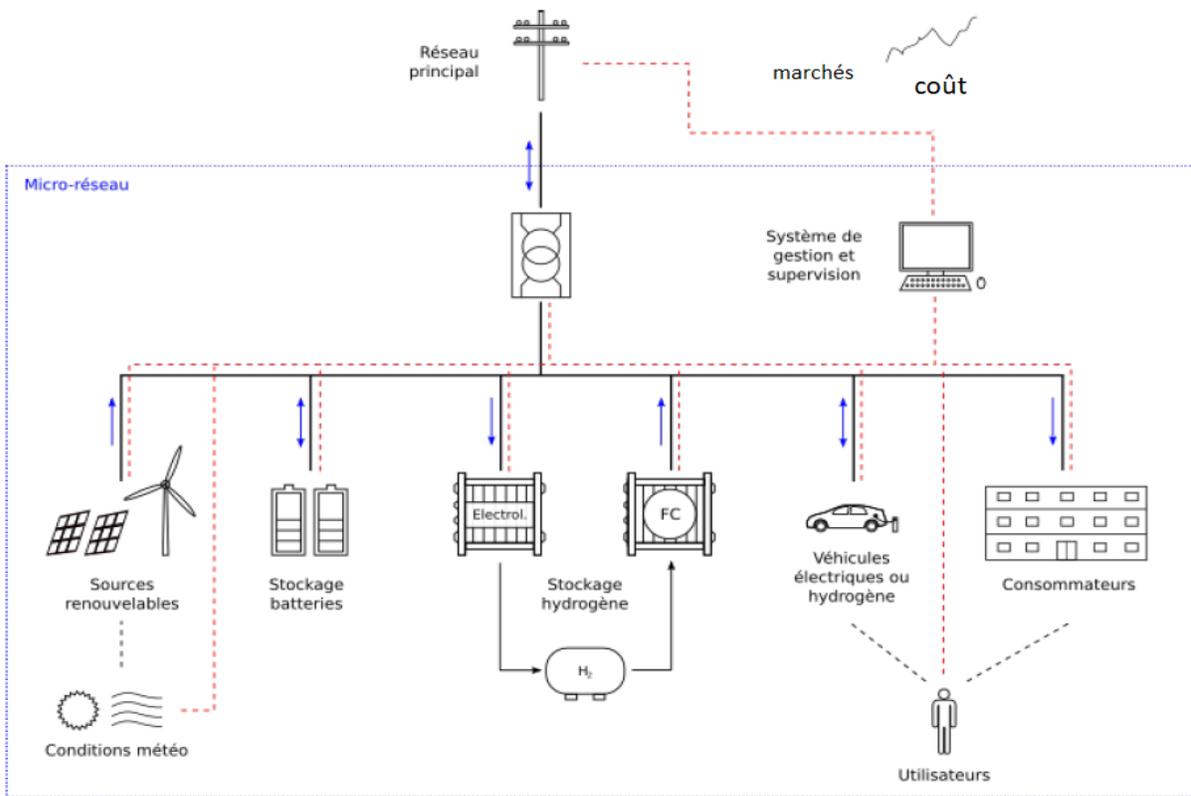


Figure I.4 Schéma de principe d'un micro-réseau.

Un micro-réseau est peut être connecté à d'autres micro-réseaux ou des infrastructures d'autres réseaux plus grands. Une autre particularité du micro-réseau, outre sa taille, est sa capacité à continuer

à fonctionner seul tout en étant déconnecté de tout autre réseau. L'autonomie est donc un atout majeur d'un micro-réseau. Il est connecté au réseau principal de façon à maintenir leurs tensions égales (sauf bien sûr en cas de problème). Il peut aussi être totalement et volontairement, manuellement ou automatiquement, déconnecté et fonctionner indépendamment. Un micro-réseau peut avoir différentes conceptions et différentes tailles : il peut donc alimenter très localement, un immeuble ou un quartier par exemple [10].

Du point de vue exploitation, il est pratiquement impossible d'assurer la continuité de service en cas de panne dans les réseaux électriques traditionnels alors qu'une panne dans un micro-réseau a des répercussions très limitées sur la continuité de service car le reste de la charge pouvant être pris en charge par le réseau électrique principal.

Les figures I.5 et I.6 montrent respectivement une structure de réseau traditionnel et une structure de micro-réseau connecté à un réseau principal.

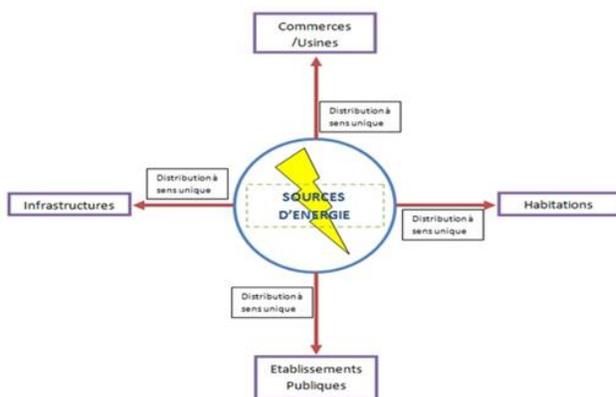


Figure I.5 Concept simplifié du réseau

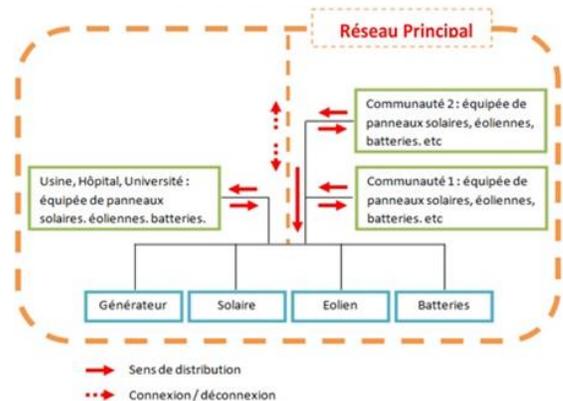


Figure I.6 Exemple de concept d'un micro-réseau

Remarque : Les zones isolées, comme les îles ou encore les zones sinistrées, ont un intérêt particulier à se doter de micro-réseau

I.13. Energie solaire

I.13.1. Panneau photovoltaïque (PV)

La cellule PV est le plus petit élément d'une installation photovoltaïque. Elle est composée de matériaux semi-conducteurs de type P-N (positif-négatif) qui produisent un courant électrique sous

l'effet des photons lumineux. Les cellules sont raccordées entre-elles pour former des modules photovoltaïques pouvant convertir en électricité environ 15% de l'énergie solaire reçue.

Les cellules photovoltaïques les plus répandues sont constituées de semi-conducteurs, principalement à base de silicium (Si), c'est à dire ayant des propriétés intermédiaires entre les conducteurs et les isolants.

La taille de chaque cellule va de quelques centimètres carrés jusqu'à 100 cm². Sa forme est circulaire, carrée ou dérivée des deux géométries. Elle est réalisée à partir de deux couches, une dopée P (positif) et l'autre dopée N (négatif) créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel. Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leurs énergies aux atomes de la jonction PN de telle sorte que les électrons de ces atomes se libèrent et créent des électrons (charges N) et des trous (charges P). Ceci crée alors une différence de potentiel entre les deux couches. Cette différence de potentiel est mesurable entre les connexions des bornes positive et négative de la cellule. [11]

La figure I.7 décrit la structure d'une cellule photovoltaïque

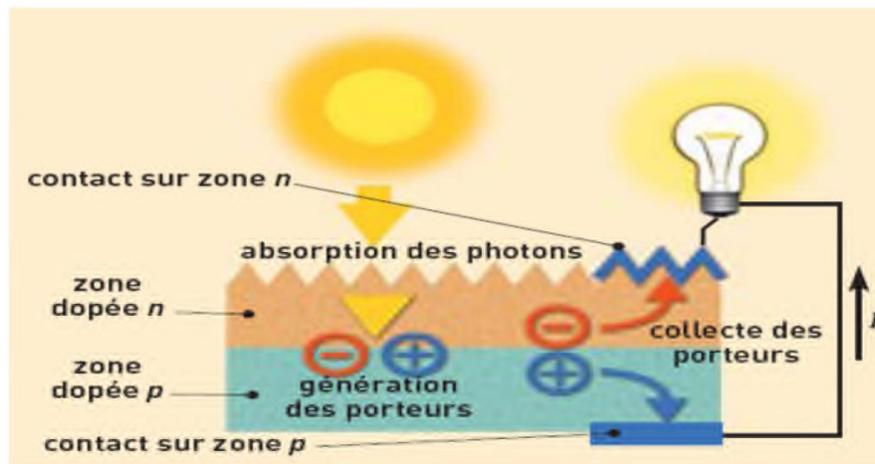


Figure I.7 Structure d'une cellule photovoltaïque.

I.13.2. Paramètres

La cellule solaire photovoltaïque est caractérisée par plusieurs paramètres dont le rendement de conversion, la tension à circuit ouvert, le courant de court-circuit et le facteur de forme (FF). Ces paramètres sont extraits des caractéristiques courant-tension qui permettent de comparer différentes cellules dans des conditions identiques, et sont définis ci-dessous :

a) Courant de court-circuit I_{cc}

Le courant de court-circuit est le courant le plus important que l'on puisse obtenir avec une cellule solaire. Il augmente généralement avec l'intensité d'illumination. I_{cc} est la valeur du courant lorsque la tension aux bornes du panneau est nulle $V_{cc}=0$.

b) Tension à circuit-ouvert V_{co}

V_{co} est la tension mesurée lorsqu'aucun courant ne circule dans le dispositif PV. Elle dépend du type de cellule solaire, de l'éclairement et du type des matériaux de la couche active.

c) Puissance maximale

La puissance maximale P_m fournie par la cellule est telle que :

$$P_m = V_m \cdot I_m$$

V_m est la tension maximale aux bornes du panneau

I_m est le courant maximal fourni par le panneau

d) Puissance de court-circuit

Elle est définie par la relation (I.1)

$$P_{cc} = V_{co} \cdot I_{cc} \tag{I.1}$$

e) Facteur de forme

Le facteur de forme FF d'une cellule solaire détermine la qualité électrique de la cellule. Il est donné par l'expression (1) ci-dessous :

$$FF = \frac{P_m}{P_{cc}} \tag{I.2}$$

f) Rendement de la cellule

Le rendement d'une cellule solaire est défini comme le rapport de la puissance maximale fournie par la cellule P_m à la puissance lumineuse d'incident :

$$\eta = \frac{P_m}{S \times E} \tag{I.3}$$

ou:

S est la surface de la cellule en m^2 .

E est l'ensoleillement en W/m^2 .

I.13.3. Association des cellules PV

Un module photovoltaïque convertit l'énergie lumineuse en électricité. Il est constitué d'un ensemble de cellules photovoltaïques reliées entre elle en série, afin d'élever la tension d'utilisation, et en parallèle, dans le but d'augmenter l'intensité d'utilisation, la fragilité des cellules due au bris et

à la corrosion exige une protection envers l'environnement. Celles-ci sont généralement encapsulées sous verre ou sous composé plastique. Les figures I.8 et I.9 montrent deux les types d'associations de cellules PV.

a) **Association en série**

La figure I.8 montre une association série de trois cellules identique traversée chacune par le même courant I la tension aux borne de chaque cellule est égale à V

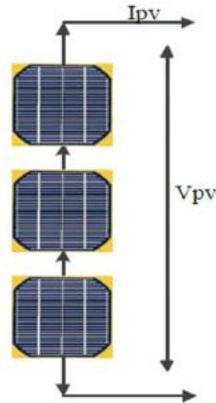


Figure I.8 association série

On aura

$$I_{pv}=I \tag{I.4}$$

$$V_{pv}= 3*V \tag{I.5}$$

b) **Association parallèle**

La figure I.9 montre une association en parallèle de trois cellules identiques traversée chacune par un courant I et de tension aux bornes V .

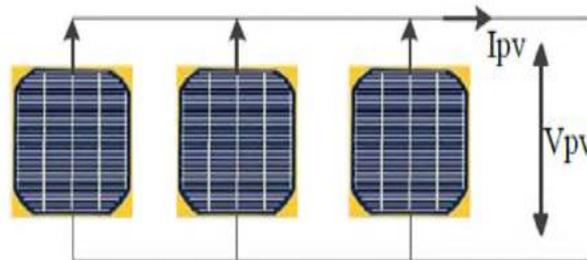


Figure I.9 association parallèle

On aura

$$I_{pv}=3*I \tag{I.6}$$

$$V_{pv}=V \tag{I.7}$$

I.13.4. Caractéristique courant-tension

La figure I.10 représente la caractéristique courant-tension du panneau photovoltaïque typique dans les conditions constantes d'irradiation et de température :

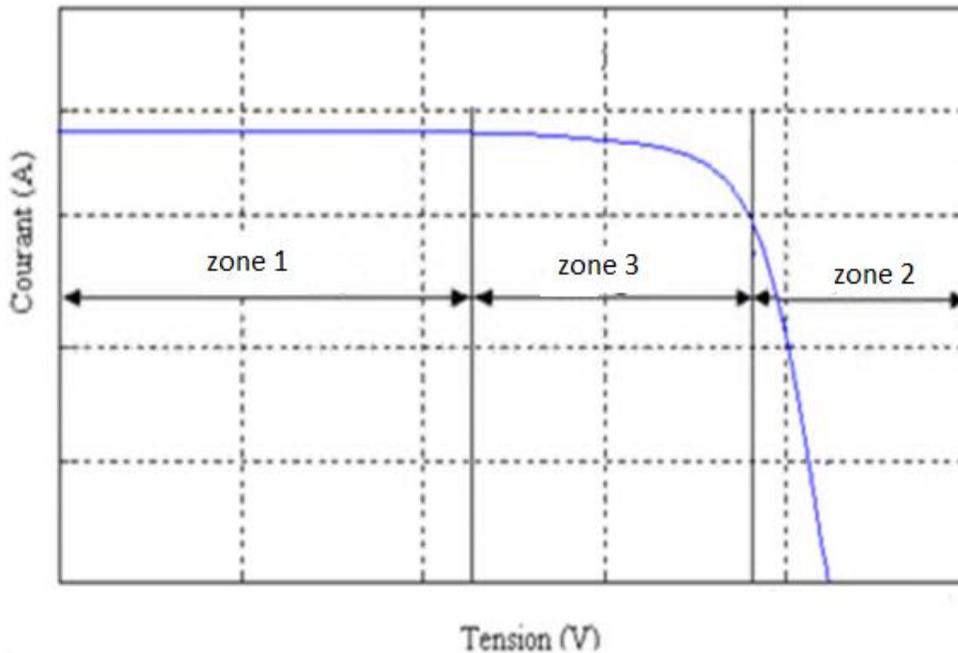


Figure I.10 caractéristique I(V) d'un panneau photovoltaïque.

Il est difficile de donner un caractère source de courant ou source de tension à un panneau photovoltaïque sur toute l'étendue de la caractéristique. On distingue trois zones :

- * **la zone 1** où le courant reste constant quelle que soit la tension, fait que le générateur photovoltaïque fonctionne comme une source de courant.
- * **la zone 2** se distingue par une variation de courant correspondant à une tension presque constante, dans ce cas le panneau Photovoltaïque est assimilable à une source de de tension.
- * **la zone 3** correspondant au coude de la caractéristique, la région intermédiaire entre les deux zones précédentes, représente la région optimale de fonctionnement du panneau photovoltaïque, (caractérisée par une puissance maximale).

I.13.5. Les différents systèmes de conversion photovoltaïque

La forme de l'énergie solaire utilisée n'est pas celle qui est reçue par la terre. Différentes architectures de photovoltaïque sont donc proposées pour permettre la valorisation de cette production énergétique.

La conversion continu-continu (DC/DC) et la conversion continu- alternatif (DC/AC) permettent d'apporter des solutions innovantes concernant les rendements de la chaîne de conversion et ainsi abaisser les coûts [11].

I.13.5.1. Convertisseur DC/DC

Ce convertisseur est situé généralement entre le panneau photovoltaïque et la charge et est destiné à adapter à chaque instant l'impédance apparente de la charge à l'impédance du champ PV correspondant au point de puissance maximal. Ce système d'adaptation est couramment appelé MPPT (maximum power point tracking). Son rendement se situe entre 90 et 95%.

I.13.5.2. Convertisseur DC/AC

Ce dispositif se situe généralement entre le convertisseur DC /DC et la charge. Il est destiné à convertir le courant continu en courant alternatif. La formation de l'ordre de sortie peut être assurée par un onduleur utilisant des transistors IGBT ou des thyristors GTO. L'onde de sortie présente, dans le plus simple des cas, une forme carrée qui peut s'adapter à quelques types de charges, des pertes à vide considérables surtout pour des faibles puissances. La performance des onduleurs peut être améliorée à l'aide d'un filtrage ou par utilisation des systèmes en modulation de largeur d'impulsion (MLI) qui permettent d'obtenir une onde de sortie sinusoïdale.

La figure I.11 montre le schéma de système de conversion d'énergie solaire

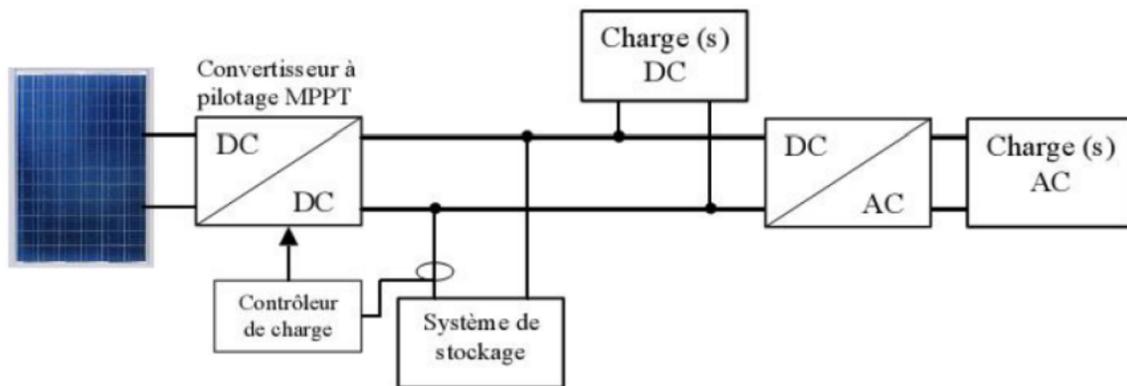


Figure I.11 Système photovoltaïque autonome

I.13.6. Modélisation d'un panneau à une diode

Le schéma équivalent du module photovoltaïque à une diode (D) est donné par la figure I.11 D est la diode du module, I_{ph} est la source de courant caractérisant le photo-courant, R_s est une résistance représente les pertes par effet Joule, R_{sh} est une résistance shunt qui caractérise le courant de fuite entre la grille supérieure et le contact arrière R_{sh} est généralement très grand devant R_s Le tableau I.1 ci-dessous donne un exemple de l'ordre de grandeur des résistances [12].

R_s	$0.008 * 36 \Omega$
R_{sh}	$1000 * 36 \Omega$
A	1.2
$I_{0,n}$	$2.160e-08 \text{ A}$

Tableau I.1 Exemple d'ordre de grandeur des résistances.

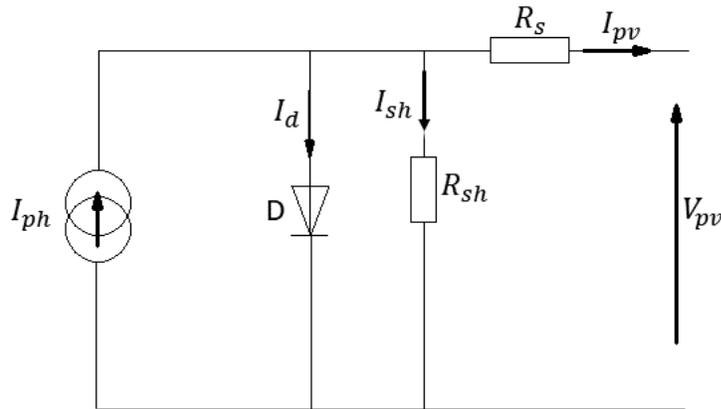


Figure I.12 Schéma photovoltaïque d'un module à une diode.

Le courant de sortie du module photovoltaïque est :

$$I_{PV} = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (I.8)$$

Avec I_{ph} , I_d , I_{sh} et I_{PV} , sont respectivement le courant photonique, le courant de la diode, courant de résistance shunt et le courant de fonctionnement ou (courant délivrer par le module), qui dépendent du rayonnement solaire et de la température des cellules[13].

$$I_{ph} = (I_{pn} + K_i \Delta T) \frac{E}{E_n} \quad (I.9)$$

$$\text{Avec} \quad \Delta T = (T - T_n) \quad (I.10)$$

I_{pn} : courant photonique généré dans les conditions standard (A).

E et E_n : ensoleillement et l'ensoleillement de référence (1000 w/m²).

K_i : coefficient de température court-circuit

T:température de référence 298(°k).

T_n : température de la cellule (°k).

$$I_d = I_{sat} \left[\exp \left(\frac{q(V + R_s I_{ph})}{K * T} \right) - 1 \right] \quad (I.11)$$

I_{sat} : Courant de saturation, il est fortement dépendant de la température, il est donné par la relation suivante :

$$I_{sat} = (I_{cc} + K_i \Delta T) / \exp \left(- \frac{(V_{co} + K_i \Delta T)}{K * T} \right) - 1 \quad (I.12)$$

$K=1.38 \times 10^{-23}$ J/K (constante de Boltzmann).

$q=1.6 \times 10^{-19}$ C.

V_{co} =tension du circuit ouvert (v).

I_{cc} : courant de court-circuit(A).

R_s :la résistance série (Ω).

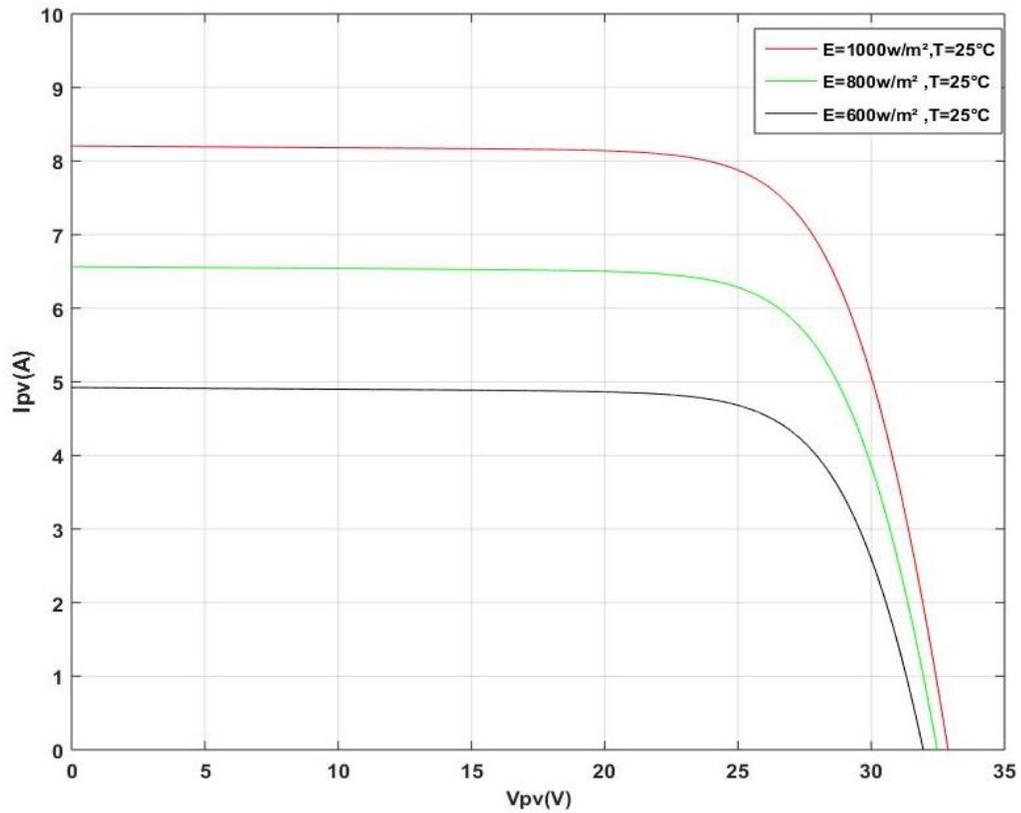
V:la tension au borne de la cellule

Le courant de la résistance shunt égale :

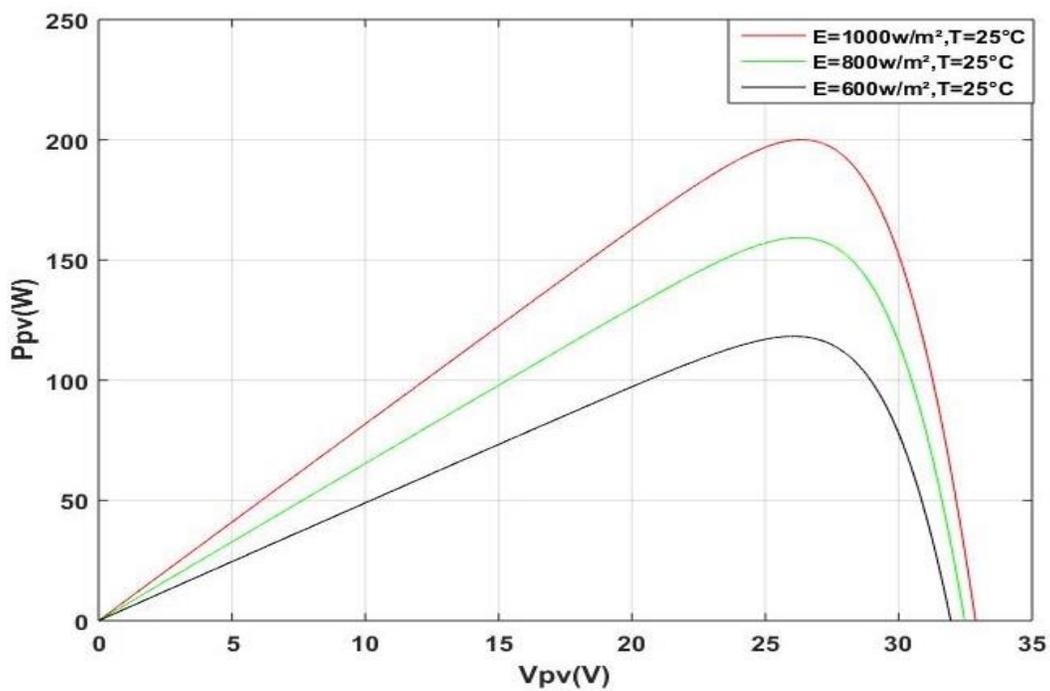
$$I_{sh} = \frac{(V + R_s I)}{R_{sh}} \quad (I.13)$$

I.13.7. Influence de la température et de l'éclairement

I.13.7.1. Influence de l'éclairement



A) Effet de l'éclairement sur la caractéristique $I_{pv}(V_{pv})$



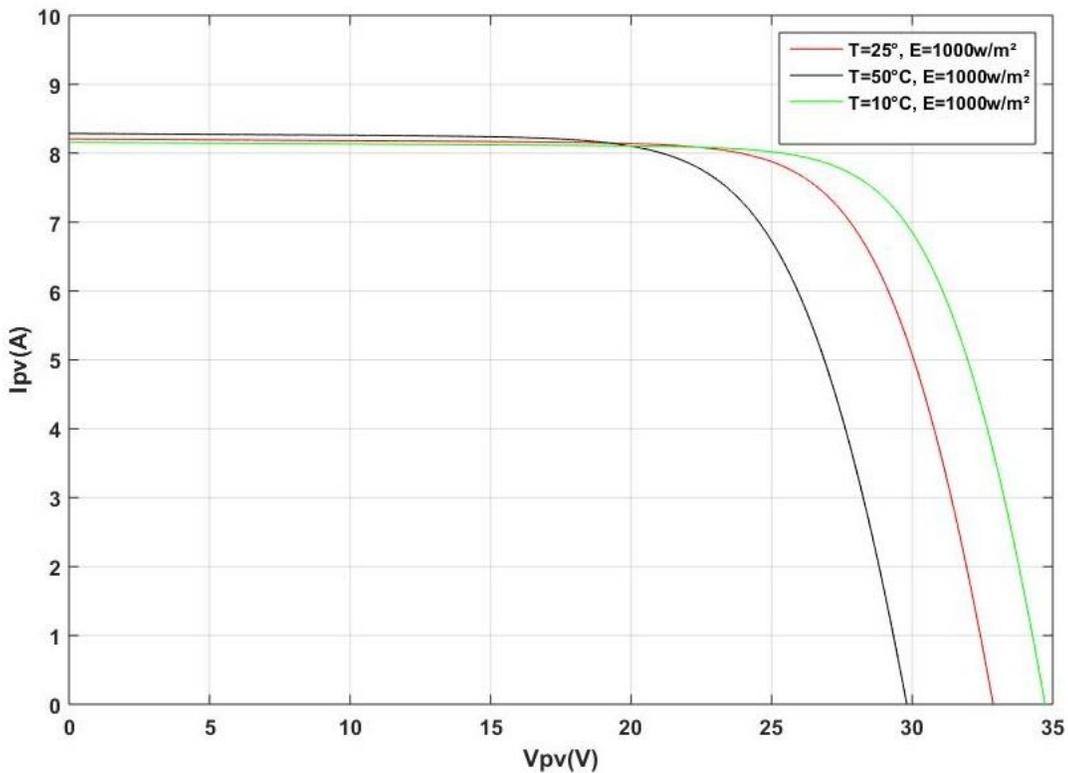
B) Effet de l'éclairement sur la caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$.

Figure I.13 influence de l'éclairement

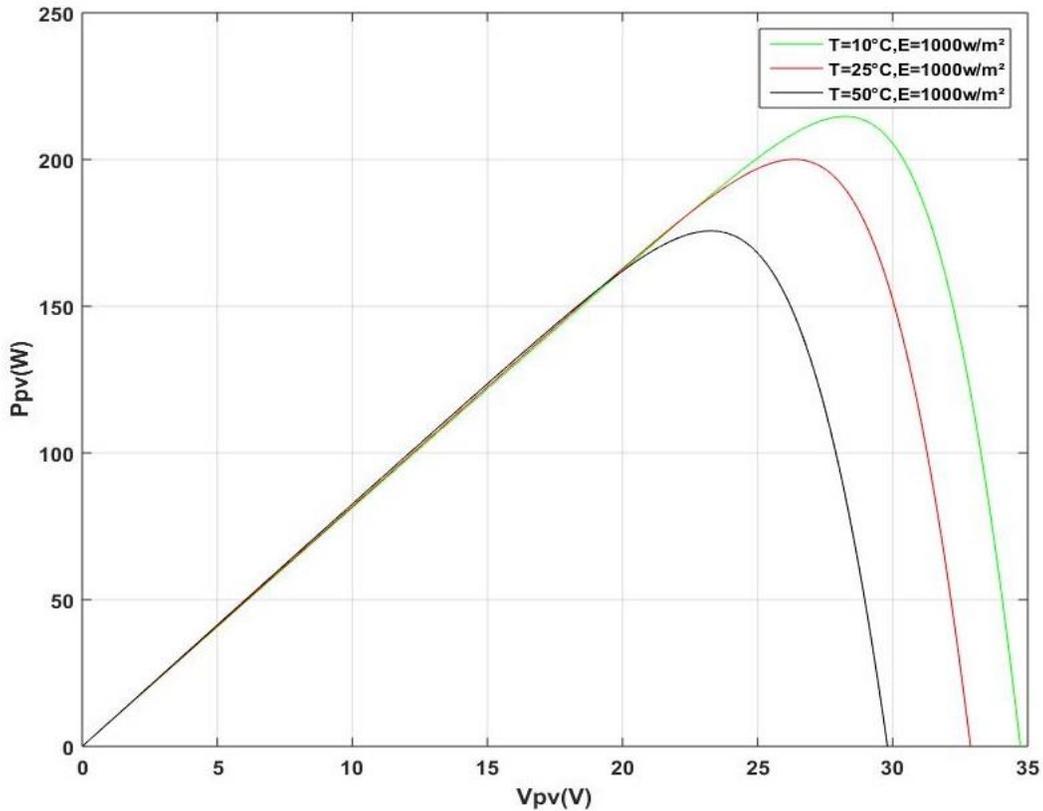
On remarque que la valeur du courant de court-circuit est directement proportionnelle à l'intensité du rayonnement, par contre la tension à circuit ouvert ne varie pas, elle reste quasiment identique même à faible éclairement.

I.13.7.2. Influence de la température

En faisant varier la température de 25°C jusqu'à 50°C, la caractéristique ($I_{pv}=f(V_{pv})$) est donnée par les figures (I.10) On remarque que la tension en circuit ouvert baisse assez légèrement avec l'augmentation de la température. Par contre cette dernière a une influence négligeable sur le courant de court-circuit.



A) Effet de la température sur la caractéristique $I_{pv}(V_{pv})$



B) Effet de la température sur la caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$.

Figure I.14 Influence de la température

A partir de la figures I.14 B et I.13 B, on peut observer que la caractéristique $P_{pv}(V_{pv})$ change considérablement avec la variation du niveau d'ensoleillement ; alors que le changement est assez négligeable lors de la variation de la température. Ceci s'explique par le fait que le courant varie considérablement avec la variation de l'irradiation ; alors que la tension varie peu. Par contre, cette dernière varie beaucoup, quand la température varie.

I.14. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons brièvement présenté le fonctionnement et l'architecture du réseau électrique intelligent, ainsi que les concepts des micro-réseaux. Nous avons aussi exposé les caractéristiques et fonctionnalités des panneaux photovoltaïques

ii. Chapitre II

Modélisation et

Stabilité des

Réseaux

Electriques

II.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous introduisons la modélisation des réseaux et présentons les notions de stabilité qui s'y rattachent. Nous introduisons aussi les différents types de stabilité d'un réseau et nous nous intéresserons à deux types de stabilité : la stabilité statique relative aux petits mouvements du système et la stabilité transitoire relative aux grands mouvements du système. Notre exemple d'application est un système monomachine.

II.2. Modélisation

II.2.1. Modélisation de la machine

L'alternateur dans le réseau est une machine synchrone que nous modélisons selon Park [10] en considérant les hypothèses suivantes :

- * le circuit magnétique est non saturé ce qui permet d'exprimer les flux en fonction des courants d'une manière linéaire,

- * le circuit magnétique est parfaitement feuilleté donc seuls les enroulements inducteurs, induit et amortisseurs sont parcourus par des courants,

- * la densité de courant est uniforme dans la section des conducteurs élémentaires (absence d'effet pelliculaire)

Le modèle de Park est très utilisé dans la représentation mathématique des machines et permet de bien saisir l'interprétation physique des phénomènes étudiés que ce soit en régime permanent ou en régime transitoire. L'inducteur tournant ou rotor comporte l'enroulement inducteur et les amortisseurs selon l'axe Od. L'induit fixe ou stator est muni d'un enroulement triphasé a, b, c, La position de l'inducteur est caractérisée par l'angle θ que fait l'axe Od avec Oa, a étant une phase statorique. Le rotor est animé d'une vitesse de rotation ω_r telle que :

$$\omega_r = \frac{d\theta}{dt} \tag{II.1}$$

La figure II.1 est une représentation schématique des 6 enroulements de la machine

- * 3 enroulements triphasés a, b, c,
- * 1 enroulement inducteur f

* 2 enroulements amortisseurs D et Q

L'enroulement amortisseur D a son axe magnétique dirigé selon Od et l'enroulement amortisseur Q a son axe magnétique dirigé selon l'axe Oq en quadrature avec Od [10].

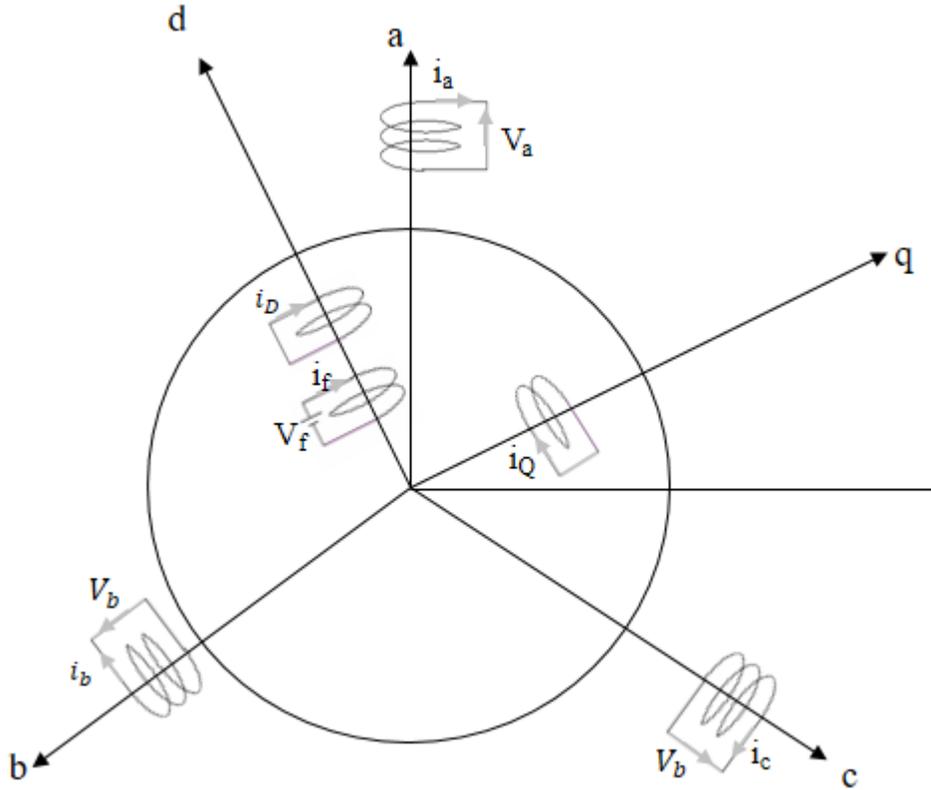


Figure II.1 Schéma général de la machine

II.2.1.1. Equations de flux

La relation flux-courants s'exprime sous la forme matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} \varphi_a \\ \varphi_b \\ \varphi_c \\ \varphi_f \\ \varphi_D \\ \varphi_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{aa} & L_{ab} & L_{ac} & L_{af} & L_{aD} & L_{aQ} \\ L_{ba} & L_{bb} & L_{bc} & L_{bf} & L_{bD} & L_{bQ} \\ L_{ca} & L_{cb} & L_{cc} & L_{cf} & L_{cD} & L_{cQ} \\ L_{fa} & L_{fb} & L_{fc} & L_{ff} & L_{fD} & L_{fQ} \\ L_{Da} & L_{Db} & L_{Dc} & L_{Df} & L_{DD} & L_{DQ} \\ L_{Qa} & L_{Qb} & L_{Qc} & L_{Qf} & L_{QD} & L_{QQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \\ i_f \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix} \quad (\text{II.2})$$

Avec L_{jk} comme inductance propre du circuit quand $j=k$ et mutuelle quand $j \neq k$

Les inductances propres au stator sont de la forme

$$\begin{aligned} L_{aa} &= L_s + L_m \cos 2\theta \\ L_{bb} &= L_s + L_m \cos[2(\theta - 2\pi/3)] \\ L_{cc} &= L_s + L_m \cos[2(\theta + 2\pi/3)] \end{aligned} \quad (\text{II.3})$$

Avec $L_s \gg L_m$ et L_s et L_m constants

Les inductances propres au rotor sont telles que :

$$L_{ff} = L_f \quad L_{DD} = L_D \quad L_{QQ} = L_Q \quad (\text{II.4})$$

Les inductances mutuelles au stator sont telles que :

$$\begin{aligned} L_{ab} = L_{ba} &= -M_s - L_m \cos[2(\theta + \pi/6)] \\ L_{bc} = L_{cb} &= -M_s - L_m \cos[2(\theta - \pi/2)] \\ L_{ca} = L_{ca} &= -M_s - L_m \cos[2(\theta + 5\pi/6)] \end{aligned} \quad (\text{II.5})$$

avec $M_s \gg L_m$

Les inductances mutuelles au rotor sont telles que :

$$L_{fd} = L_{df} = M_R \quad L_{fQ} = L_{Qf} = 0 \quad L_{DQ} = L_{QD} = 0 \quad (\text{II.6})$$

Les inductances mutuelles stator- rotor sont telles que :

$$\begin{aligned} L_{af} = L_{fa} &= M_f \cos\theta \\ L_{bf} = L_{fb} &= M_f \cos(\theta - 2\pi/3) \\ L_{cf} = L_{fc} &= M_f \cos(\theta + 2\pi/3) \end{aligned} \quad (\text{II.7})$$

$$\begin{aligned} L_{aD} = L_{Da} &= M_D \cos\theta \\ L_{bD} = L_{Db} &= M_D \cos(\theta - 2\pi/3) \\ L_{cD} = L_{Dc} &= M_D \cos(\theta + 2\pi/3) \end{aligned} \quad (\text{II.8})$$

$$\begin{aligned}
 L_{aQ} &= L_{Qa} = M_Q \sin \theta \\
 L_{bQ} &= L_{Qb} = M_Q \sin(\theta - 2\pi/3) \\
 L_{cQ} &= L_{Qc} = M_Q \sin(\theta + 2\pi/3)
 \end{aligned}
 \tag{II.9}$$

II.2.1.2. Equations de tension

$$\begin{aligned}
 \mathbf{v}_a &= -\mathbf{r}_a \mathbf{i}_a - \frac{d\varphi_a}{dt} \\
 \mathbf{v}_b &= -\mathbf{r}_b \mathbf{i}_b - \frac{d\varphi_b}{dt} \\
 \mathbf{v}_c &= -\mathbf{r}_c \mathbf{i}_c - \frac{d\varphi_c}{dt}
 \end{aligned}
 \tag{II.10}$$

$$\mathbf{v}_f = \mathbf{r}_f \mathbf{i}_f + \frac{d\varphi_f}{dt}
 \tag{II.11}$$

$$\begin{aligned}
 0 &= \mathbf{r}_D \mathbf{i}_D + \frac{d\varphi_D}{dt} \\
 0 &= \mathbf{r}_Q \mathbf{i}_Q + \frac{d\varphi_Q}{dt}
 \end{aligned}
 \tag{II.12}$$

r_a , r_b et r_c sont les résistances des phases a, b et c de l'induit.

r_f , r_D et r_Q sont respectivement la résistance de l'inducteur, de l'amortisseur d'axe d et de celui de l'axe q.

φ_K (k=a, b, c, f, D, Q) est le flux d'enroulement k.

II.2.1.3. Transformation de Park

La transformation de Park permet de passer des grandeurs statoriques a, b, c à de nouvelles grandeurs liées au rotor et tournant avec lui. Ces nouvelles grandeurs sont repérées dans un nouveau système de référence lié au rotor dit repère de Park constitué de 3 axes o, d et q :

le 1^{er} est un axe stationnaire. Il est appelé aussi axe homopolaire.

le 2^e est un axe orienté suivant l'axe de l'enroulement inducteur. Il est appelé axe direct (longitudinal)

le 3^e est un axe en quadrature avec le 2^e et est appelé axe en quadrature ou transversal. Le passage donc de la grandeur g_{abc} dans le repère statorique à la grandeur g_{odq} dans le repère de Park se fait par la relation (II.13)

$$\mathbf{g}_{odq} = \mathbf{P} \mathbf{g}_{abc} \quad (\text{II.13})$$

où

$$\mathbf{g}_{abc} = \begin{bmatrix} g_a \\ g_b \\ g_c \end{bmatrix} \quad \text{et} \quad \mathbf{g}_{odq} = \begin{bmatrix} g_o \\ g_d \\ g_q \end{bmatrix}$$

P la matrice de Park est telle que :

$$P = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} & 1/\sqrt{2} \\ \cos \theta & \cos(\theta - 2\pi/3) & \cos(\theta + 2\pi/3) \\ \sin \theta & \sin(\theta - 2\pi/3) & \sin(\theta + 2\pi/3) \end{bmatrix}$$

Si la grandeur est donnée dans le repère de Park, elle sera obtenue dans le repère triphasé statorique par la transformation inverse (II.14) ci-dessous :

$$\mathbf{g}_{abc} = \mathbf{P}^{-1} \mathbf{g}_{odq} \quad (\text{II.14})$$

Avec

$$P^{-1} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1/\sqrt{2} & \cos \theta & \sin \theta \\ 1/\sqrt{2} & \cos(\theta - 2\pi/3) & \sin(\theta - 2\pi/3) \\ 1/\sqrt{2} & \cos(\theta + 2\pi/3) & \sin(\theta + 2\pi/3) \end{bmatrix}$$

II.2.1.4. Equations de flux dans le repère de Park

L'expression (II.2) s'écrit aussi sous forme compacte (matricielle) :

$$\begin{bmatrix} \varphi_{abc} \\ \varphi_{fdq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_{SS} & L_{SR} \\ L_{RS} & L_{RR} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{i}_{abc} \\ \dot{i}_{fdq} \end{bmatrix} \quad (\text{II.15})$$

Avec

L_{SS} inductances stator-stator

L_{SR}, L_{RS} inductances stator-rotor

L_{RR} inductances rotor-rotor

A partir de l'expression ci-dessus (II.15), on peut obtenir :

$$\begin{bmatrix} P & 0 \\ 0 & U_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \varphi_{abc} \\ \varphi_{fDQ} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P & 0 \\ 0 & U_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} L_{SS} & L_{SR} \\ L_{RS} & L_{RR} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P^{-1} & 0 \\ 0 & U_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P & 0 \\ 0 & U_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{i}_{abc} \\ \dot{i}_{fDQ} \end{bmatrix} \quad (\text{II.16})$$

U_3 est la matrice identité. Elle est telle que :

$$U_3 = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Le développement de (II.16) donne :

$$\begin{bmatrix} \varphi_0 \\ \varphi_d \\ \varphi_q \\ \varphi_f \\ \varphi_D \\ \varphi_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & L_d & 0 & kM_f & kM_D & 0 \\ 0 & 0 & L_q & 0 & 0 & kM_Q \\ 0 & kM_f & 0 & L_f & M_R & 0 \\ 0 & kM_D & 0 & M_R & L_D & 0 \\ 0 & 0 & kM_Q & 0 & 0 & L_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{i}_0 \\ \dot{i}_d \\ \dot{i}_q \\ \dot{i}_f \\ \dot{i}_D \\ \dot{i}_Q \end{bmatrix} \quad (\text{II.17})$$

Avec

$$\mathbf{L}_d = \mathbf{L}_s + \mathbf{M}_s + \frac{3}{2} \mathbf{L}_m$$

$$\mathbf{L}_q = \mathbf{L}_s + \mathbf{M}_s - \frac{3}{2} \mathbf{L}_m$$

$$\mathbf{L}_0 = \mathbf{L}_s - 2\mathbf{M}_s$$

$$\mathbf{k} = \sqrt{\frac{3}{2}}$$

L'expression (II.17) montre que φ_d le flux est selon l'axe O_d et tourne avec le rotor. De même que le flux φ_q qui est selon l'axe O_q tourne avec le rotor. Le flux φ_0 est complètement découplé par rapport aux autres circuits puisqu'il ne dépend que de i_0 et de L_0 . On remarque également que les inductances obtenues par Park dans l'expression (II.17) sont constantes. La matrice liant le flux au courant est symétrique et peut donc être représentée physiquement par un circuit équivalent.

II.2.1.5. Equations de tension dans le repère de Park

Pour un système équilibré (le courant circulant dans le neutre est nul), les équations (II.10) à (II.12) s'écrivent sous forme matricielle de la manière suivante :

$$\begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \\ -v_f \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} r_a & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & r_b & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & r_c & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & r_f & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & r_D & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & r_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \\ i_f \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{\phi}_a \\ \dot{\phi}_b \\ \dot{\phi}_c \\ \dot{\phi}_f \\ \dot{\phi}_D \\ \dot{\phi}_Q \end{bmatrix} \quad (\text{II.18})$$

$r_a = r_b = r_c = r$ résistance de l'induit

En posant

$$\mathbf{R}_{abc} = r\mathbf{U}_3 \quad v_{abc} = \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad v_{fDQ} = \begin{bmatrix} -v_f \\ v_D \\ v_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -v_f \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad i_{abc} = \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad i_{fDQ} = \begin{bmatrix} i_f \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix}$$

Et

$$\dot{\phi}_{abc} = \begin{bmatrix} \dot{\phi}_a \\ \dot{\phi}_b \\ \dot{\phi}_c \end{bmatrix} \quad \dot{\phi}_{fDQ} = \begin{bmatrix} \dot{\phi}_f \\ \dot{\phi}_D \\ \dot{\phi}_Q \end{bmatrix}$$

L'expression (II.18) s'écrit alors :

$$\begin{bmatrix} v_{abc} \\ v_{fDQ} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \mathbf{R}_{abc} & 0 \\ 0 & \mathbf{R}_{fDQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{abc} \\ i_{fDQ} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{\phi}_{abc} \\ \dot{\phi}_{fDQ} \end{bmatrix} \quad (\text{II.19})$$

En multipliant (II.19) par $\begin{bmatrix} P & 0 \\ 0 & U_3 \end{bmatrix}$, on obtient l'expression (II.20) ci-dessous :

$$\begin{bmatrix} P & 0 \\ 0 & U_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{abc} \\ v_{fDQ} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} P & 0 \\ 0 & U_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{R}_{abc} & 0 \\ 0 & \mathbf{R}_{fDQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{abc} \\ i_{fDQ} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} P & 0 \\ 0 & U_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{\phi}_{abc} \\ \dot{\phi}_{fDQ} \end{bmatrix} \quad (\text{II.20})$$

Le développement de cette expression donne :

$$\begin{bmatrix} v_{odq} \\ v_{fDQ} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \mathbf{R}_{abc} & 0 \\ 0 & \mathbf{R}_{fDQ} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{odq} \\ i_{fDQ} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{\phi}_{odq} \\ \dot{\phi}_{fDQ} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \dot{P}P^{-1}\phi_{odq} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (\text{II.21})$$

Pour un système équilibré, la composante homopolaire est nulle. L'expression (II.21) se réduit donc à :

$$\begin{bmatrix} v_{dq} \\ v_{fDQ} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} R & 0 \\ 0 & R_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{dq} \\ i_{fDQ} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{\phi}_{dq} \\ \dot{\phi}_{fDQ} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} S \\ 0 \end{bmatrix} \quad (II.22)$$

où $R = \begin{bmatrix} r & 0 \\ 0 & r \end{bmatrix}$ $R_r = \begin{bmatrix} r_f & 0 & 0 \\ 0 & r_D & 0 \\ 0 & 0 & r_Q \end{bmatrix}$ $S = \begin{bmatrix} -\omega\phi_q \\ \omega\phi_d \end{bmatrix}$

ω est la pulsation synchrone. Elle est aussi appelée vitesse synchrone de la machine.

Sous forme développée, l'expression (II.22) s'écrit :

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ -v_f \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} r & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & r & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & r_f & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & r_D & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & r_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_f \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{\phi}_d \\ \dot{\phi}_q \\ \dot{\phi}_f \\ \dot{\phi}_D \\ \dot{\phi}_Q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -\omega\phi_q \\ \omega\phi_d \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (II.23)$$

La transformation de Park permet une représentation de la machine sur deux axes q et d tels que montrés par la figure II.2 ci-dessous.

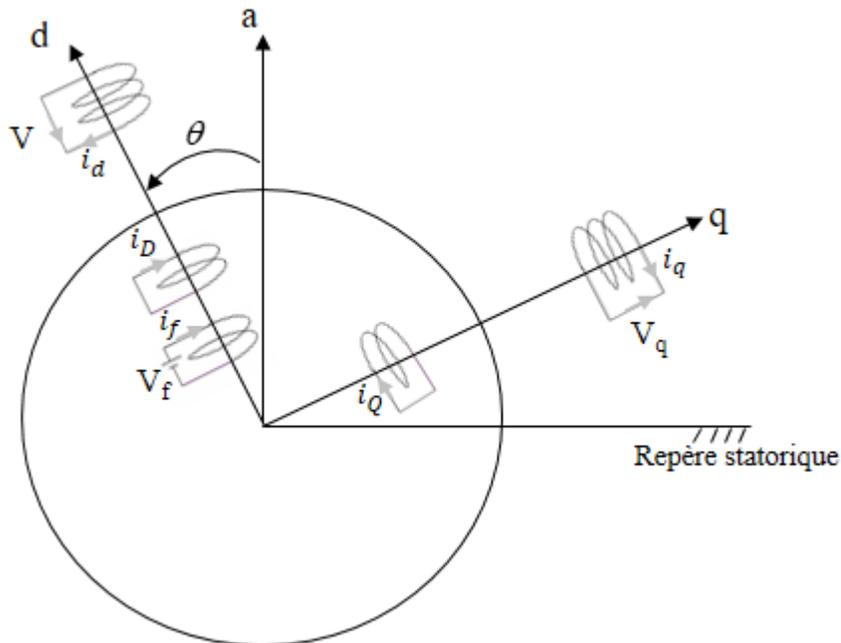


Figure II.2 Modèle de Park de la machine synchrone.

Les équations (II.23) permettent d'avoir le schéma équivalent de la machine synchrone selon les axes d et q, tel que montré par la figure II.3 ci-dessous

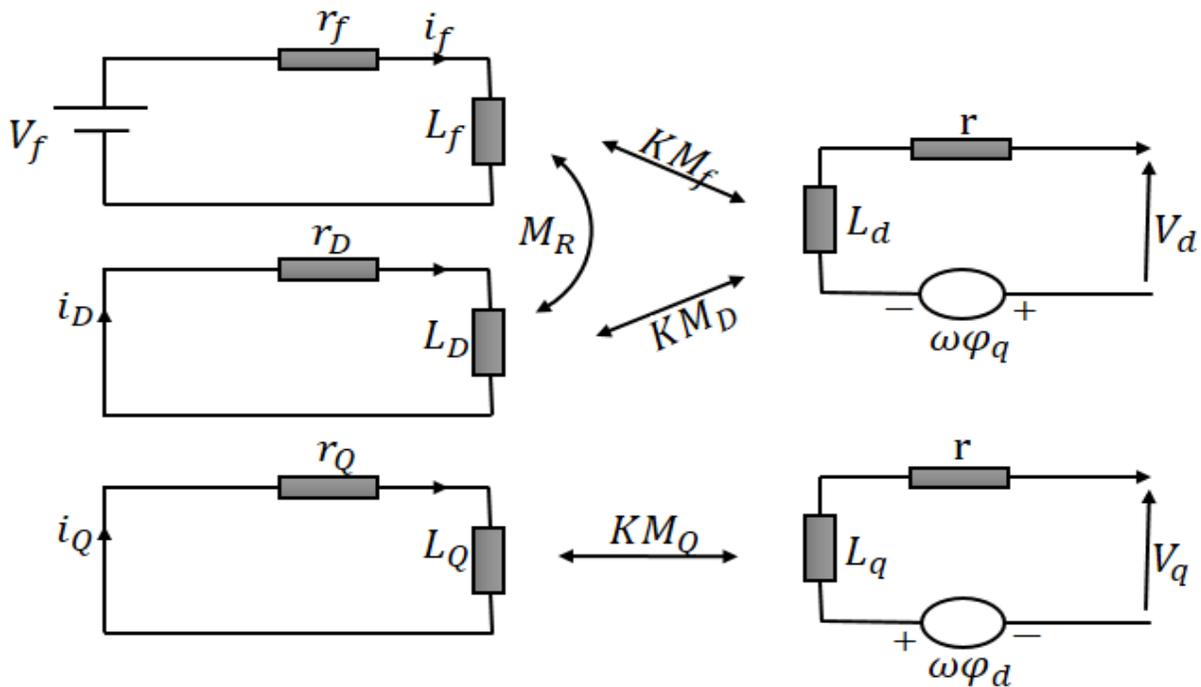


Figure II.3 Schéma équivalent de la machine synchrone selon les axes d et q

II.2.2. Modèle de la ligne

Les lignes sont représentées par un quadripôle symétrique donné par un schéma en π . La figure II.4 illustre le schéma en π de la ligne, où r_{ij} , X_{ij} et b_{ji} sont respectivement la résistance, la réactance et la demi- susceptance transversale (coté i) de la ligne i-j [1]

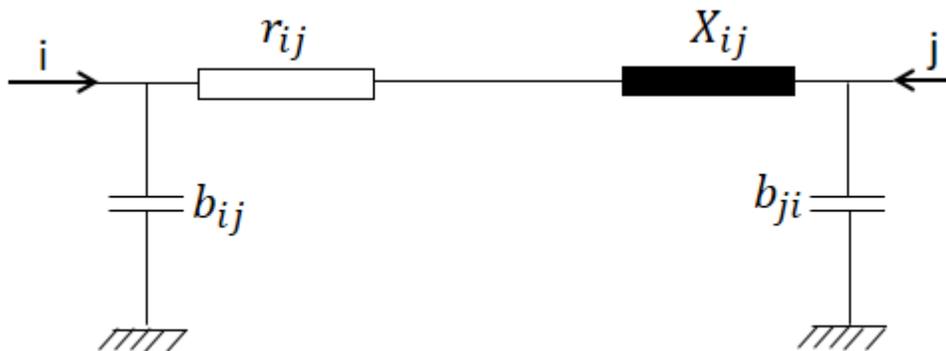


Figure II 4 Schéma en π d'une ligne de transmission

L'admittance élémentaire de la ligne i-j est donnée par la relation :

$$Y_{ij} = \frac{1}{r_{ij} + jX_{ij}} \quad (\text{II.24})$$

II.2.3. Modèle de la charge

Une charge de puissance SL connectée à un nœud de tension VL est représentée par son admittance équivalente YL telle que :

$$Y_L = G_L + j B_L$$

Où : $G_L = \frac{P_L}{V_L^2}$ et $B_L = \frac{-Q_L}{V_L^2}$

La figure II 5 schématise l'admittance équivalente de la charge

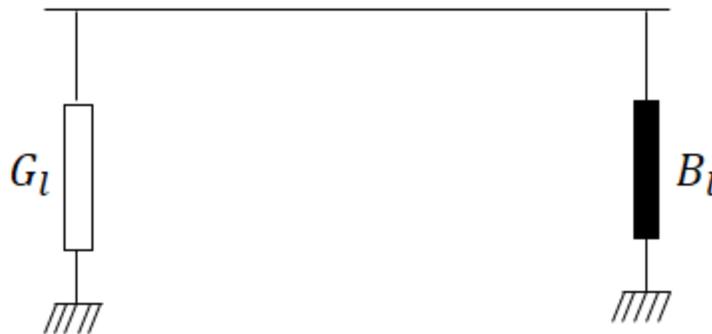


Figure II 5 Schéma de l'admittance équivalente d'une charge

II.3. Stabilité

Pendant des années, des recherches ont permis de comprendre le mécanisme de la stabilité dans les systèmes de puissance électrique. Ainsi de nombreuses définitions de la stabilité étaient proposées en insistant sur les aspects qui reflètent la manifestation de l'état stable du système. En fonctionnement équilibré du système, la puissance électrique fournie par le générateur aux charges est égale aux pertes près, à la puissance mécanique d'entraînement de la turbine. La stabilité est définie comme la propriété d'un système à retrouver son état d'équilibre initial ou un nouvel état d'équilibre après avoir subi une ou plusieurs perturbations. Que ce soit en amont (côté turbine) ou en aval (côté générateur), un réseau

électrique stable se manifeste par l'équilibre entre la production et consommation [10]. Quand le système est soumis à des petites perturbations (petits mouvements) ou à des grandes perturbations (grands mouvements), la stabilité est définie dans le premier cas comme stabilité statique et dans le deuxième cas comme stabilité transitoire [11]. La Conférence des Grands Réseaux Electriques (CIGRE) définit ces deux types de stabilité comme suit.

II.3.1. Stabilité statique

Un réseau électrique est dit en régime de stabilité statique, si à la suite d'une "petite" perturbation quelconque (variation de charge), il atteint un état de régime permanent identique au régime initial ou très voisin de celui-ci. On suppose dans ce type de stabilité que les perturbations ayant provoqué le déséquilibre ne se maintiennent pas dans la durée. Le comportement du système est alors régi par des équations linéarisées [13].

II.3.2. Stabilité transitoire

Un réseau électrique est dit en régime de stabilité transitoire relativement à un cycle de grandes perturbations (court-circuit, rupture d'ouvrages,...) si à la suite de ce dernier, il retrouve un état de régime permanent de marche synchrone. Les études de stabilité transitoire d'un réseau conduisent à déterminer si ce dernier est maintenu ou non au synchronisme quand il est soumis à une grande perturbation, ce type de perturbation peut conduire à un effondrement complet du réseau (blackout).

II.3.3. Classification

La classification des différents types de stabilité est basée sur les considérations suivantes :

- La nature physique de l'instabilité résultante
- La plage de temps nécessaire pour assurer la stabilité
- L'amplitude de la perturbation

Les stabilités sont réparties en stabilité de l'angle de rotor, stabilité de la fréquence et stabilité de la tension (Figure II.6).

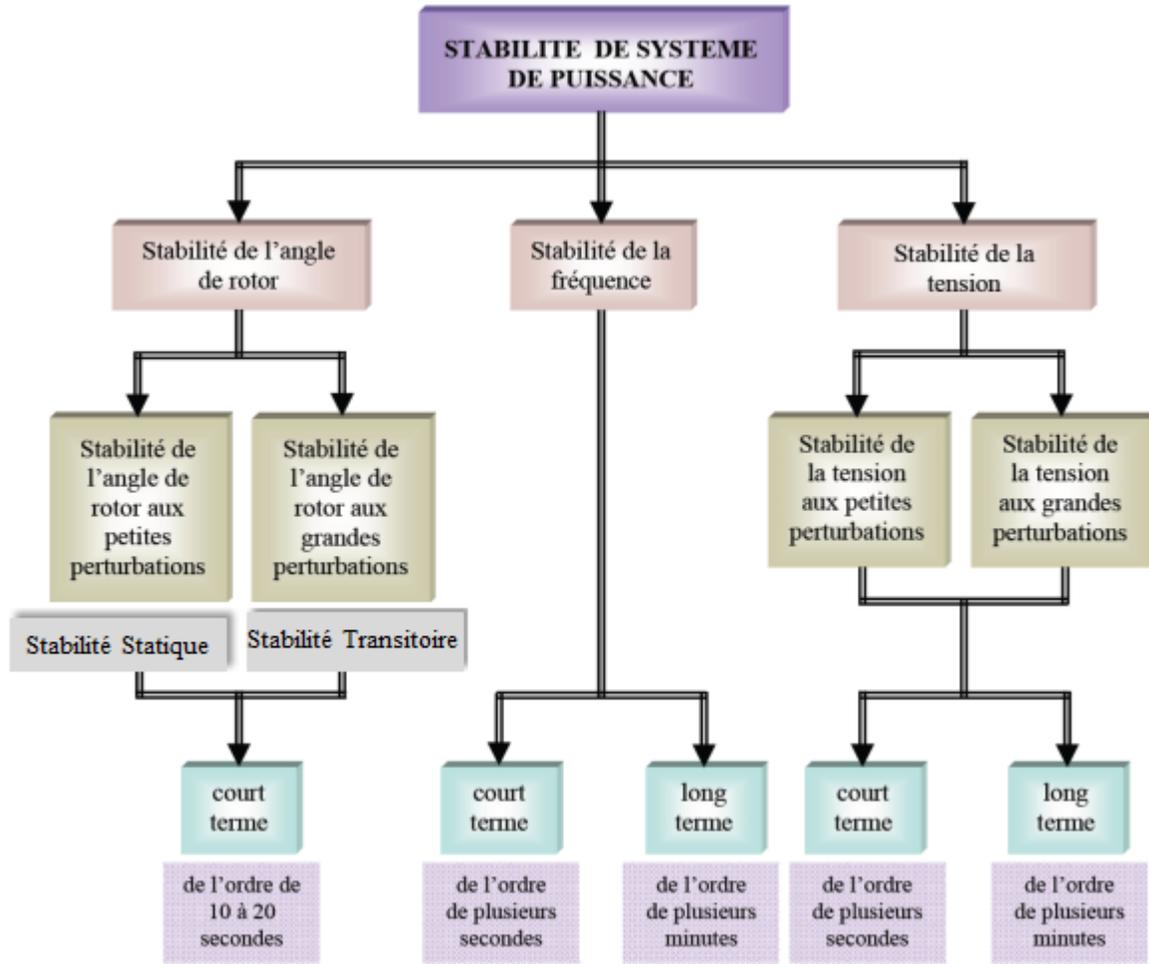


Figure II.6 Classification des différents types de stabilité

II.3.3.1. Stabilité de l'angle de rotor.

La stabilité de l'angle de rotor concerne la capacité des machines synchrones d'un système de puissance interconnecté de rester en synchronisme suite à une perturbation. Elle dépend de la capacité de maintenir l'équilibre entre les couples électromagnétique et mécanique agissant sur le rotor de chaque machine synchrone dans le système. L'instabilité qui peut résulter se produit sous forme d'augmentation des oscillations angulaires de certains générateurs pouvant conduire à une perte de synchronisme avec d'autres générateurs. Au synchronisme, les rotors de chaque machine synchrone du système tournent à la même vitesse électrique et les angles entre les champs magnétiques, rotoriques et statoriques, restent constants. En fonctionnement nominal équilibré, la puissance électrique fournie par le générateur aux charges est égale, en négligeant les pertes, à la puissance

mécanique fournie par la turbine. Quand le système est perturbé, la puissance électrique de la machine varie rapidement, mais la variation de puissance mécanique fournie à la machine est relativement lente. En raison de cette différence de vitesse de réponse, un écart temporaire d'équilibre de puissance a lieu. Par conséquent, ce déséquilibre de puissance entraîne une variation des couples agissant sur le rotor.

Ceci entraîne une accélération ou décélération du rotor selon le sens du déséquilibre, voire un glissement du champ de synchronisme en entraînant une perte de synchronisme du générateur avec le reste du système. Si l'équilibre de puissance n'est pas rétabli, la machine est mise hors service par une protection de survitesse ou de perte de synchronisme, et la stabilité du système est mise en danger.

Suite à une perturbation au système, le facteur principal qui détermine l'évolution de l'état du système est l'écart entre les angles de rotor. (Les angles sont mesurés par rapport à une référence tournante au synchronisme). Suivant l'amplitude de la perturbation, nous pouvons caractériser la stabilité de l'angle de rotor en deux sous catégories

Les figures II.7 et II.8 illustrent le comportement de l'angle rotorique en cas de perturbation.

L'instabilité se manifeste à court terme sous forme d'un écart croissant de façon aperiodique de l'angle du rotor comme illustré dans la figure II.7 [12]. Si l'instabilité se manifeste directement suite à la perturbation plus précisément dans la première seconde qui suit l'élimination du défaut, elle est appelée instabilité de première oscillation. La courbe (1) sur la figure II.7 ci-dessous illustre ce cas et s'étend sur 3 à 5 secondes. L'instabilité transitoire peut aussi se manifester autrement. Elle peut résulter de la superposition des effets de plusieurs modes d'oscillations lents excités par la perturbation, provoquant ainsi une variation importante de l'angle de rotor au-delà de la première oscillation, Elle dure de 10 à 20 secondes. La courbe (2) de la figure 1 illustre ce cas. La figure II.8 montre le comportement d'un système qui retrouve la stabilité avec une nouvelle position d'équilibre comme le montre la courbe (1)

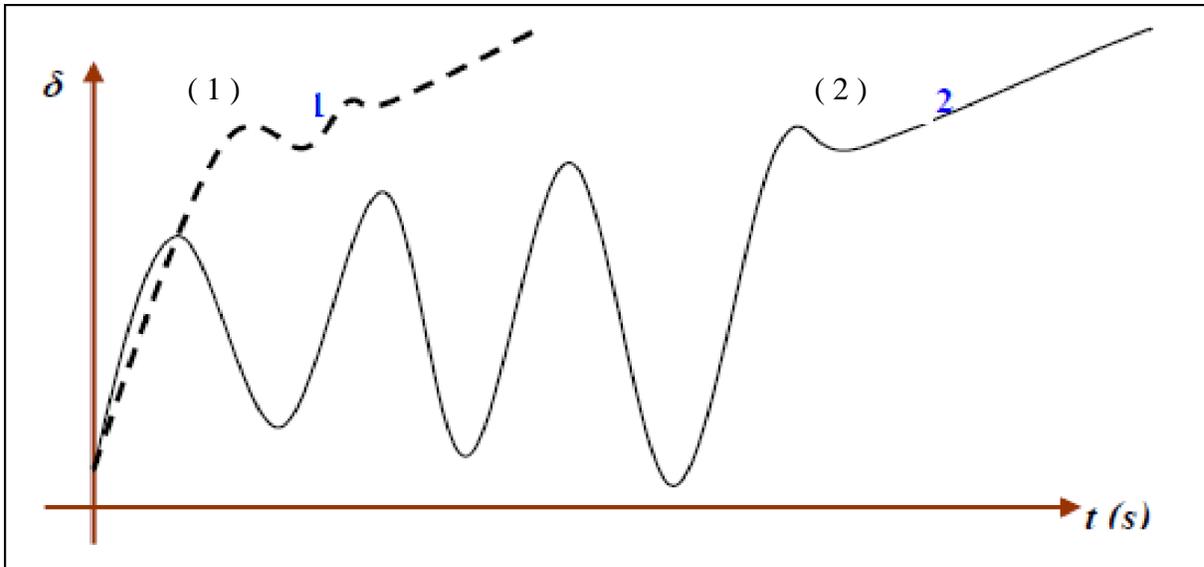


Figure II.7 Variation d'angle de rotor

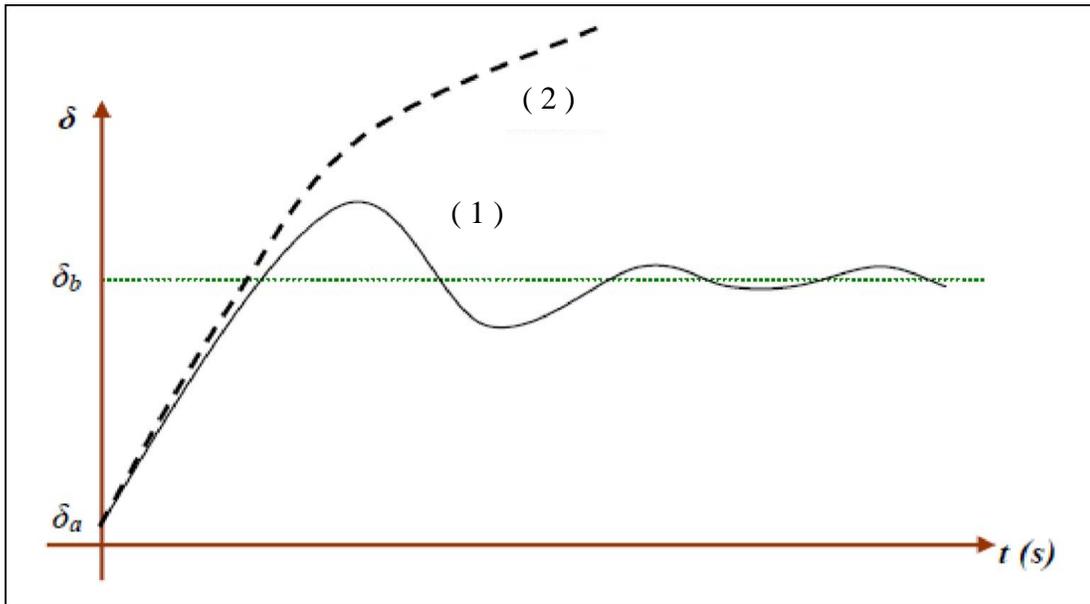


Figure II.8 Variation d'angle de rotor

II.3.3.2. Stabilité de tension

La stabilité de tension se rapporte à la capacité d'un système de puissance, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, de maintenir des valeurs de tensions acceptables à tous les nœuds du système après que le réseau ait subi une perturbation. La stabilité de tension dépend donc de la capacité de maintenir l'équilibre entre production et consommation.

Suite à une perturbation, certaines charges ont tendance à restaurer la puissance consommée avant perturbation. C'est le cas des moteurs asynchrones, des charges dont la tension est contrôlée par un régulateur en charge automatique, des chauffages électriques commandés par thermostat. Il existe une puissance maximale transmissible entre les centres de production et ceux de consommation. Cette puissance maximale disponible dépend non seulement des caractéristiques du réseau de transport (distances électriques) mais également de celles des générateurs (possibilité de maintenir la tension grâce à une réserve de puissance réactive suffisante). Par conséquent, si la puissance que les charges tendent à restaurer devient supérieure à la puissance maximale transmissible, le mécanisme de restauration des charges va contraindre le réseau haute tension en augmentant la puissance réactive consommée et en faisant donc baisser progressivement la tension du réseau jusqu'à des valeurs inacceptables.

Généralement, l'instabilité de tension se produit lorsqu'une perturbation entraîne une augmentation de puissance réactive demandée au-delà de la puissance réactive possible.

Plusieurs changements dans le système de puissance peuvent contribuer à l'instabilité de tension, ce sont:

- Une augmentation de charge.
- Des générateurs, des condensateurs synchrones, ou des SVCs (Static Var Compensator systems) qui atteignent les limites de puissance réactive.
- Une tentative d'un régulateur automatique en charge ayant échoué de restaurer la tension de charge à son niveau initial avant la perturbation.
- Une panne de générateur, une perte d'une charge importante ou un déclenchement de ligne.
- Une perte d'une source de puissance réactive (condensateurs, machines synchrones,).

La plupart de ces changements ont des effets significatifs sur la production, la consommation et la transmission de puissance réactive, ainsi sur la stabilité de tension. Par conséquent, des mesures peuvent être utilisées pour améliorer la stabilité de tension, tels :

- Un contrôle automatique des condensateurs shunts.
- Un blocage des régulateurs en charge automatique.
- Une nouvelle répartition de la génération.
- Une ré-planification du fonctionnement des générateurs et des nœuds de commande.
- Une régulation de tension secondaire.

- Un plan de délestage.

La gamme de temps de l'instabilité de tension s'étend de quelques secondes à plusieurs minutes. Ainsi, l'instabilité de tension peut être considérée comme un phénomène à court terme (de l'ordre de plusieurs secondes) ou, dans l'autre cas limite, comme un phénomène à long terme (de l'ordre de plusieurs minutes).

Pour l'instabilité de tension à court terme l'effondrement de tension se produit immédiatement après la perturbation. Dans ce type d'instabilité, les charges et les dispositifs, qui ont des caractéristiques spéciales de puissance réactive tels les moteurs asynchrones sont souvent impliqués. Les moteurs asynchrones consomment, après la perturbation, beaucoup de puissance réactive pour assurer leur stabilité.

L'instabilité de tension à long terme se développe lors d'un manque graduel de puissance réactive d'un nœud ou une partie du système. Elle implique, quant à elle, des équipements ayant une action plus lente tels les régulateurs en charge automatique, les charges commandées thermo-statiquement.

La stabilité de tension peut être classée en deux catégories; la stabilité de tension aux grandes perturbations et aux petites perturbations:

- Stabilité de tension aux grandes perturbations. Le souci dans ce cas est de maintenir des tensions normales aux nœuds de réseau électrique après une grande perturbation. La stabilité est déterminée ici par les caractéristiques du système et de charge, et par les interactions entre les différents dispositifs de commande de tension dans le système
- Stabilité de tension aux petites perturbations. Dans ce cas, les caractéristiques de la charge et des dispositifs de commande déterminent la capacité du système à maintenir les tensions équilibrées [12].

Remarque : Souvent, l'instabilité de tension et l'instabilité de l'angle de rotor se produisent simultanément, l'une pouvant entraîner l'autre.

II.3.3.3. Stabilité de fréquence

La stabilité de la fréquence d'un système de puissance se définit par la capacité du système de maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale suite à une perturbation sévère menant par conséquent à un important déséquilibre, entre les puissances produites et consommées.

Le maintien de la fréquence à une valeur nominale dans un système de puissance est lié à l'équilibre global entre les puissances actives produites et consommées (y compris les pertes).

Autrement dit, suite à certaines perturbations, l'équilibre global des puissances produite- et consommée peut-être déséquilibré : ce déséquilibre entraîne alors une variation de fréquence.

L'énergie cinétique stockée dans les pièces tournantes des machines synchrones et autres machines électriques tournantes peut éventuellement compenser ce déséquilibre. Si ce dernier n'est pas trop grand, les générateurs participant à la commande de fréquence régleront la puissance active fournie à travers leurs réglages secondaires fréquence-puissance et ramèneront ainsi l'écart de fréquence à des valeurs acceptables. Par ailleurs, si le déséquilibre est trop grand, l'écart de fréquence sera significatif avec des graves conséquences (effondrement complet du système).

Lorsque la fréquence varie, les caractéristiques de temps des processus et des différents dispositifs activés vont varier de quelques secondes à quelques minutes. La stabilité de fréquence peut donc être classifiée en phénomènes à court terme et à long terme.

Dans un grand système de puissance et suite à un incident sévère et, par la suite, à l'action de protections (par exemple, un déclenchement de plusieurs lignes de transmission), l'instabilité de la fréquence est généralement associée à l'îlotage où un scénario typique peut avoir lieu. Un ou plusieurs sous-réseaux se retrouvent isolés du reste du système. Les générateurs de chaque sous-réseau résultant essayent de garder le synchronisme entre eux, mais la réserve tournante est nettement insuffisante pour faire face à la charge connectée au sous-réseau. La fréquence décroît ainsi rapidement et l'instabilité produite est donc à court terme.

L'instabilité de fréquence peut également se manifester à long terme, lorsqu'elle provient d'une mauvaise réponse en puissance des centrales ou d'une mauvaise coordination entre des régulations et protections [12]

II.3.4. Méthodes d'analyse de la stabilité

Ce qui importe dans une méthode d'analyse de la stabilité transitoire, c'est la rapidité et l'exactitude des résultats. Il y a différentes méthodes pour analyser un système de puissance dans l'état transitoire. Trois méthodes d'analyses se détachent :

- analyse en planification qui tient compte du temps de réponse des protections, du type de conducteurs, du niveau de tension de la qualité des régulateurs de tension et de vitesse
- analyse en mode préventif mettant en œuvre les méthodes numériques ou indirectes et les méthodes directes

- analyse en mode curatif aboutissant à la modification des caractéristiques des lignes permettant le contrôle de transit de puissance dans les lignes

Ce dernier mode est susceptible de fournir une solution optimale à la conduite en temps réel du réseau. Reste à savoir s'il existe des techniques appropriées à l'étude de la stabilité transitoire, et si elles sont satisfaisantes. En effet, la rapidité d'évolution des phénomènes transitoires impose aux méthodes curatives des conditions d'applicabilité particulièrement contraignantes [14].

Pour améliorer la stabilité transitoire, trois objectifs peuvent être fixés :

- l'amélioration du temps critique d'élimination des défauts
- l'amortissement des oscillations après la perturbation
- l'amélioration de la capacité de transfert des lignes

II.4. Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire

II.4.1. Approche conventionnelle temporelle

Cette méthode dite aussi indirecte évalue la robustesse du réseau vis-à-vis de grandes perturbations en déterminant son évolution temporelle par résolution pas à pas de l'ensemble des équations non linéaires qui régissent les phénomènes de stabilité transitoire.

L'évaluation comporte deux phases : la phase pendant le défaut et la phase après élimination du défaut:

- on cherche à savoir si le système perd le synchronisme pour un temps d'élimination du défaut donné ;
- on évalue une des deux limites de stabilité: le temps critique d'élimination pour un niveau de puissance donné ou la limite de puissance pour un temps d'élimination donné.

Les avantages des méthodes conventionnelles temporelles ou indirectes s'expriment par :

- la possibilité d'utiliser des modèles complexes avec les dimensions choisies,
- la possibilité d'avoir les réponses temporelles de toutes les variables du réseau qui contiennent les informations importantes sur la dynamique du réseau,
- la possibilité de calculer les impédances apparentes, les courants de lignes, les tensions de nœuds et les autres informations nécessaires pour simuler le fonctionnement des relais.

II.4.2. Approche directe

Les inconvénients des méthodes temporelles ont motivé le développement de méthodes non conventionnelles, en particulier des méthodes directes basées sur le critère de stabilité de Lyapunov et sur la construction de la fonction de même nom.

La possibilité de réduire le temps de calcul dans les méthodes directes et celle d'étudier tous les incidents éventuels rendent les méthodes non conventionnelles très attractives. Ces méthodes sont utilisées dans l'objectif d'appliquer une commande préventive au réseau avant incident. Donc, si la méthode utilisée est suffisamment rapide, il sera possible d'analyser tous les incidents éventuels.

Les avantages des méthodes directes sont :

- La rapidité (le temps de calcul court)
- La capacité d'évaluer l'indice de stabilité

II.5. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté la modélisation du système de puissance pour les études de la stabilité aux petites et grandes perturbations. Puis présenter de façon général les différents types de stabilité d'un système monomachine

III. Chapitre III: Études de la stabilité d'un système électrique

III.1. Introduction

Les questions de stabilité sont devenues des préoccupations majeures depuis la venue des grands systèmes interconnectés pour les fournisseurs d'énergie électrique et pour les consommateurs au point de vue fiabilité du système. Ainsi l'analyse et l'étude du comportement du réseau face à de faibles ou importantes perturbations sont nécessaires. Dans ce chapitre, nous présentons les méthodes de résolution des équations différentielles qui régissent notre système en petits et grands mouvements ainsi que la simulation du système en l'absence de régulation.

III.2. Description du système monomachine

La figure III.1 représente le schéma simple d'un générateur G connecté à travers une ligne d'impédance Z_L au réseau à puissance infinie caractérisé par une tension \bar{V}_r constante en module et en phase et ce quels que soient les phénomènes affectant le réseau situé en amont. Une charge d'impédance équivalente Z_S est raccordée directement à la machine. \bar{V} est la tension aux bornes du générateur [20].

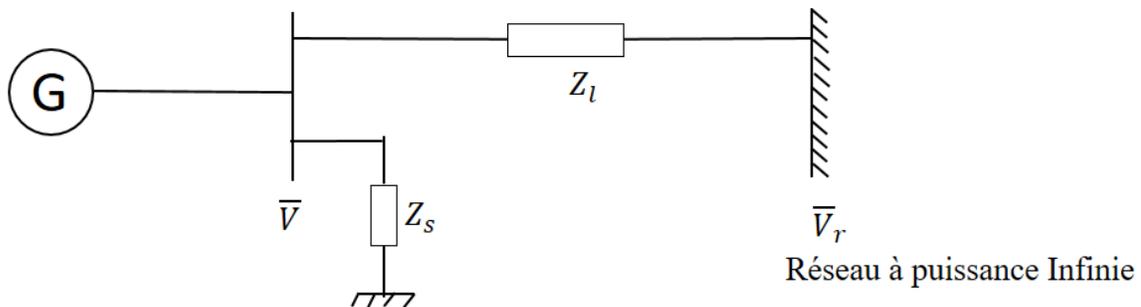


Figure III.1 Réseau monomachine

III.2.1. Equation du mouvement du générateur

Le comportement de la machine (générateur) est régi par son équation de mouvement indiquée par l'expression (II.1) où l'amortissement est négligé.

$$J \frac{d^2\theta_m}{dt^2} = T_a = T_m - T_e \quad (\text{III.1})$$

Avec

J: moment d'inertie des masses rotoriques en $\text{kg}\times\text{m}^2$

θ_m : position angulaire du rotor par rapport à un axe de référence fixe lié au stator en radians mécaniques

t: temps en secondes

T_m : couple mécanique d'entraînement de la machine sans les pertes dues à la rotation en N.m

T_e : couple électromagnétique en N.m

T_a : couple d'accélération en N.m

On désigne par ω_{sm} et ω_m (Figure III.2) les pulsations mécaniques du champ statorique et du champ rotorique.

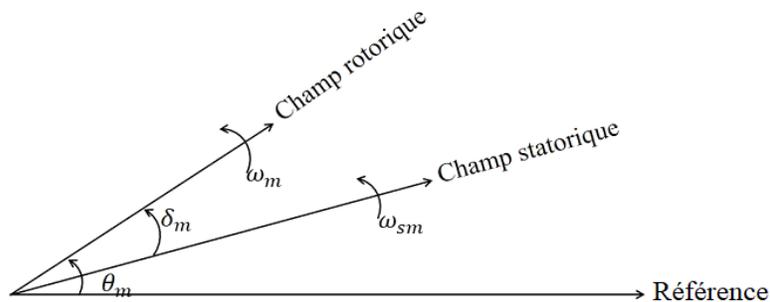


Figure III.2 les pulsations mécaniques du champ statorique et du champ rotorique.

θ_m étant mesuré par rapport à un axe fixe, c'est donc une mesure absolue de l'angle rotorique. Par conséquent, il croît d'une manière continue avec le temps même à vitesse synchrone. Comme c'est la vitesse relative du rotor par rapport à la vitesse synchrone (autrement dit la vitesse du champ rotorique par rapport à celle du champ statorique) qui nous intéresse, il est plus commode de mesurer la position angulaire du rotor par rapport à un axe de référence tournant à la vitesse synchrone. Ce sera l'angle δ_m . Dans ce cas, θ_m est tel que:

$$\theta_m = \omega_{sm} t + \delta_m \quad (\text{III.2})$$

Avec

ω_{sm} : vitesse synchrone de la machine en radians mécaniques par seconde

δ_m : position angulaire du champ rotorique par rapport à celle du champ statorique en radians mécaniques.

En utilisant l'équation (II.2), on peut écrire l'équation (II.1) sous la forme :

$$J \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = T_m - T_e \quad (\text{III.3})$$

En définissant la vitesse angulaire du rotor par

$$\omega_m = \frac{d\theta_m}{dt} \quad (\text{III.4})$$

On peut écrire l'équation (III.3) sous la forme:

$$J\omega_m \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (\text{III.5})$$

Avec

$P_m = T_m \omega_m$ est la puissance d'entraînement en watts

$P_e = T_e \omega_m$ est la puissance électromagnétique en watts

On désigne l'énergie cinétique de la machine à la vitesse synchrone par :

$$W_c = \frac{1}{2} J \omega_m^2 = \frac{1}{2} J \omega_{Sm}^2 \quad (\text{J}) \quad (\text{III.6})$$

On définit la constante d'inertie de la machine par :

$$H = \frac{W_c}{S_{mach}} \quad (\text{III.7})$$

Où S_{mach} est la puissance apparente de la machine synchrone en VA

H est exprimé en secondes

En remplaçant dans l'équation (III.5) $J\omega_m$ par son expression tirée de l'équation (III.6) et en

utilisant l'équation (III.7), on peut écrire l'équation (III.5) sous la forme:

$$\frac{2H}{\omega_{Sm}} \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = \frac{P_m}{S_{mach}} - \frac{P_e}{S_{mach}} \quad (\text{III.8})$$

L'angle et la pulsation électriques sont liés aux grandeurs mécaniques de même nom par les relations suivantes :

$$\delta = p \delta_m$$

$$\omega = p \omega_m$$

$$\omega_s = p \omega_{Sm}$$

Où

p est le nombre de paires de pôles de la machine

δ est l'angle rotorique électrique en rad.

ω est la pulsation rotorique électrique en rad/s

ω_s est la pulsation synchrone électrique en rad/s

En tenant compte des expressions ci-dessus, l'équation (III.8) s'écrit :

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (\text{III.9})$$

Avec H et t exprimés en s

ω_s exprimée en rad/s

δ exprimé en rad

P_m et P_e exprimées en pu

Remarque: L'expression (III.9) est analogue à l'expression (III.8). Ceci montre que l'angle et la vitesse peuvent être exprimés dans l'équation du mouvement indifféremment en grandeurs électriques ou en grandeurs mécaniques.

La différentiation de (III.2) donne :

$$\frac{d\theta_m}{dt} = \omega_{sm} + \frac{d\delta_m}{dt} \quad (\text{III.10})$$

En passant aux grandeurs électriques, on obtient :

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s \quad (\text{III.11})$$

où δ est exprimé en rad.

ω et ω_s sont exprimées en rad/s

Les équations (III.9) et (III.11) constituent le système d'équations différentielles liées au mouvement de la machine.

Remarque: Si on tient compte des pertes par frottement dues à la rotation, l'équation (II.9) est modifiée pour en tenir compte et s'écrit alors:

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2\delta}{dt^2} + D\omega = P_m - P_e \quad (\text{III.12})$$

avec ω en pu et D le coefficient d'amortissement qui rend compte des frottements en pu.

III.3. Réseau étudié

Le réseau test utilisé est celui de la figure III.3 ci-dessous. Le générateur alimente un réseau à puissance infinie à travers une liaison double terne.

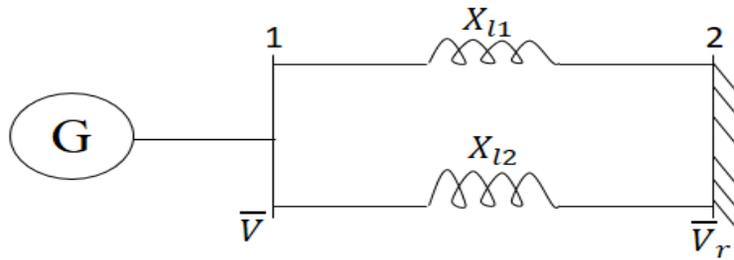


Figure III.3 Réseau test

Le schéma équivalent du générateur est donné en régime transitoire par la figure III.4

***Caractéristiques du générateur**

Réactance synchrone directe sur l'axe d $X_d = 1.15 pu$

Réactance transitoire sur l'axe d $X'_d = 0.15 pu$

Réactance transversale sur l'axe q $X_q = 1.15 pu$

Réactance transitoire sur l'axe q $X'_q = 0.2 pu$

Constante de temps transitoire selon l'axe d et à circuit ouvert $T'_{d0} = 2 s$

La constante d'inertie de la machine $H = 3 s$

***Puissance fournie par le générateur**

$P_e = 1.5 pu$

$Q_e = 0.6 pu$

***Caractéristiques de la liaison**

Réactance de la ligne 1 $X_{L1} = 0.4 pu$

Réactance de la ligne 2 $X_{L2} = 0.4 pu$

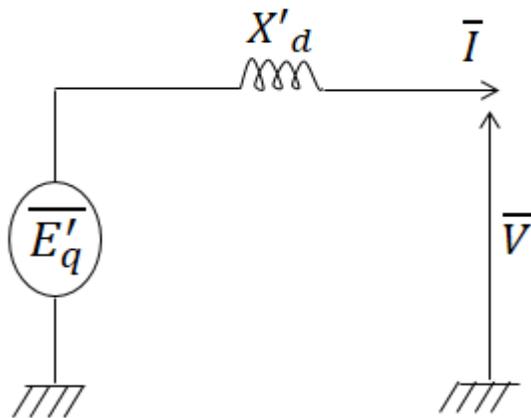


Figure III.4 Schéma équivalent du générateur

\bar{E}' est la f.e.m derrière la réactance transitoire X'_d

Le modèle de la machine retenu est un modèle à un axe et la variation de la fem derrière la réactance transitoire est donnée par la relation (III.13) ci-dessous :

$$\frac{dE'_q}{dt} = \frac{[E_{fd} - E'_q + (X_d - X'_d)I_d]}{T'_{d0}} \quad (\text{III.13})$$

avec

E_{fd} est la tension d'excitation

E'_q est la fem derrière la réactance transitoire selon l'axe q

III.3.1. Etude du système en petits mouvements

Le schéma de la figure III.5 ci-dessous montre le circuit équivalent du système monomachine étudié

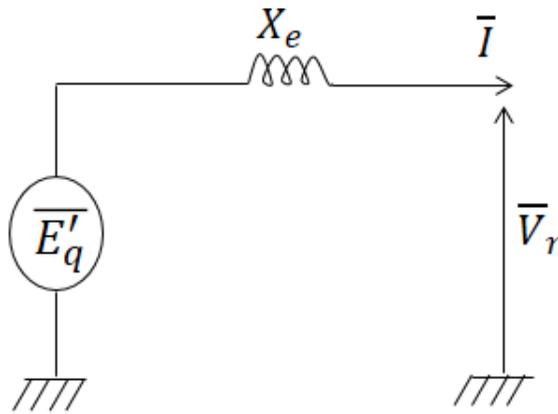


Figure III.5 équivalent du système monomachine étudié

La réactance de la liaison est telle que

$$X_e = X'_d + \frac{X_{L1}X_{L2}}{X_{L1} + X_{L2}} \quad (\text{III.14})$$

La tension \bar{V}_r est prise comme origine des phases d'où $\bar{V}_r = V_r \angle 0^\circ$

$$\bar{E}'_q = E'_q \angle \delta$$

δ est le déphasage entre \bar{E}'_q et \bar{V}_r .

S_e est la puissance absorbée par le réseau rigide, on aura :

$$S_e = P_e + jQ_e$$

$$S_e = \bar{V}_r \bar{I}^* = \bar{V}_r \left[\frac{\bar{E}'_q - \bar{V}_r}{jX_e} \right]^*$$

$$S_e = \frac{\bar{V}_r \bar{E}'_q{}^* - V_r^2}{-jX_e}$$

$$S_e = \frac{V_r e^{j0} E'_q e^{-j\delta} + V_r^2}{-jX_e}$$

$$S_e = \frac{V_r E'_q [\cos(-\delta) + j \sin(-\delta)] - V_r^2}{-jX_e}$$

$$S_e = \frac{-V_r E'_q \cos \delta - j V_r E'_q \sin \delta + V_r^2}{-jX_e}$$

$$S_e = \frac{-j V_r E'_q \cos \delta + V_r E'_q \sin \delta + j V_r^2}{X_e}$$

Par identification nous avons

$$P_e = \frac{E'_q V_r}{X_e} \sin \delta \quad (\text{III.15})$$

$$Q_e = -\frac{E'_q V_r}{X_e} \cos \delta + \frac{V_r^2}{X_e} \quad (\text{III.16})$$

A $t=0$, le module de la fem transitoire est E'_{q0} et l'angle de charge est δ_0 . La puissance électrique est donnée par l'expression (III.17) ci-dessous :

$$P_{e0} = \frac{E'_{q0} V_r}{X_e} \sin \delta_0 \quad (\text{III.17})$$

Une petite variation de charge entraîne une variation de la puissance électrique débitée par le générateur sous la forme (III.18) :

$$\Delta P_e = \left(\frac{E'_{q0} V_r}{X_e} \cos \delta_0 \right) \Delta \delta + \left(\frac{V_r}{X_e} \sin \delta_0 \right) \Delta E'_q \quad (\text{III.18})$$

L'expression (III.18) peut s'écrire sous la forme (III.19) ci-dessous :

$$\Delta P_e = K_1 \Delta \delta + K_2 \Delta E'_q \quad (\text{III.19})$$

où

$$K_1 = \frac{E'_{q0} V_r}{X_e} \cos \delta_0 \quad (\text{III.20})$$

$$K_2 = \frac{V_r}{X_e} \sin \delta_0 \quad (\text{III.21})$$

L'expression (III.13) après linéarisation autour du point de fonctionnement initial permet d'avoir la relation (III.22) ci-dessous où S est l'opérateur de Laplace :

$$(1 + ST'_{d0})\Delta E'_q = (X_d - X'_d)\Delta I_d + \Delta E_{fd} \quad (\text{III.22})$$

Le circuit électrique de la figure III.6 représente le schéma équivalent du système monomachine en régime transitoire.

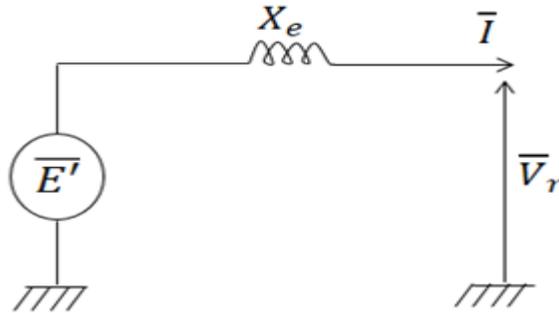


Figure III.6 Schéma équivalent du système monomachine

$$\bar{E}' = \bar{V}_r + jX_e I \quad (\text{III.23})$$

La figure III.7 montre le passage du repère synchrone (Rps) au repère de Park (dq) où δ est le décalage entre les deux repères.

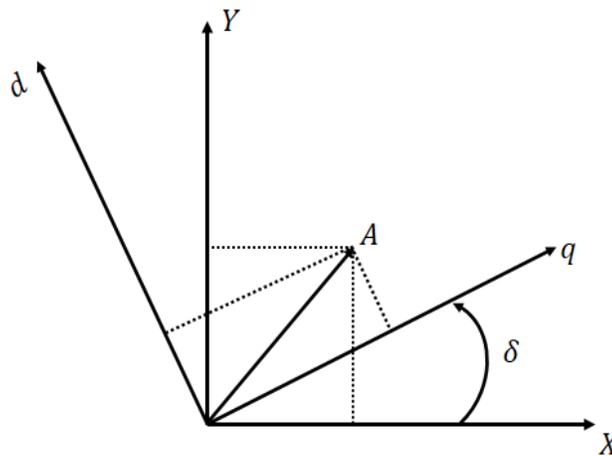


Figure III.7 Passage du repère (dq) au repère (Rps)

Le vecteur A est repéré dans le repère de Park par la relation (III.24) et dans le repère synchrone par la relation (III.25)

$$\bar{A} = A_q + jA_d \quad (\text{III.24})$$

$$\hat{A} = A_Q + jA_D \quad (\text{III.25})$$

Le passage du repère synchrone au repère de Park se fait par la relation (III.26) ci-dessous :

$$\hat{A} = T\bar{A} \quad (\text{III.26})$$

où $T=e^{j\delta}$ est la matrice de passage du repère de Park au repère synchrone.

La tension rigide \bar{V}_r dans le repère de Park s'écrit sous la forme (III.27) :

$$\bar{V}_r = e^{-j\delta}\hat{V}_r \quad (\text{III.27})$$

Soit

$$\bar{V}_r = V_r e^{-j\delta} \quad (\text{III.28})$$

Les expressions (III.23) et (III.28) permettent d'avoir l'expression (III.29) ci-dessous :

$$E'_q + jE'_d = jX_e(I_q + jI_d) + V_r \cos \delta - jV_r \sin \delta \quad (\text{III.29})$$

La relation (III.29) nous permet d'avoir la relation (III.30) ci-dessous :

$$E'_q = -X_e I_d + V_r \cos \delta \quad (\text{III.30})$$

d'où la variation autour du point de fonctionnement initial après la petite perturbation liée à la variation de charge donnée par la relation (III.31) :

$$\Delta E'_q = -X_e \Delta I_d - V_r \sin \delta_0 \Delta \delta \quad (\text{III.31})$$

On en déduit la relation (III.32) ci-dessous :

$$\Delta I_d = -\frac{\Delta E'_q}{X_e} - \left(\frac{V_r \sin \delta_0}{X_e} \right) \Delta \delta \quad (\text{III.32})$$

tenant compte de la relation (III.32), la relation (III.22) écrit sous la forme (III.33)

$$(1 + ST'_{do})\Delta E'_q = (X_d - X'_d) \left[-\frac{\Delta E'_q}{X_e} - \frac{V_r \sin \delta_0}{X_e} \Delta \delta \right] + \Delta E_{fd} \quad (\text{III.33})$$

le développement de (III.33) permet d'avoir la relation (III.34)

$$[X_e + X_d - X'_d + X_e ST'_{do}]\Delta E'_q = -(X_d - X'_d)V_r \sin \delta_0 \Delta \delta + X_e \Delta E_{fd} \quad (\text{III.34})$$

en posant $X = X_e + X_d - X'_d$, la relation (III.34) permet d'avoir :

$$\begin{aligned} \Delta E'_q &= -\frac{(X_d - X'_d)V_r \sin \delta_0}{X + X_e + ST'_{do}} \Delta \delta + \frac{X_e}{X + X_e + ST'_{do}} \Delta E_{fd} \\ &= -\frac{(X_d - X'_d)V_r \sin \delta_0}{X \left[1 + \frac{X_e}{X} ST'_{do} \right]} \Delta \delta + \frac{X_e}{X \left[1 + \frac{X_e}{X} ST'_{do} \right]} \Delta E_{fd} \\ \Delta E'_q &= -\frac{\frac{(X_d - X'_d)V_r \sin \delta_0}{X_e} \frac{X_e}{X}}{1 + \frac{X_e}{X} ST'_{do}} \Delta \delta + \frac{\frac{X_e}{X}}{1 + \frac{X_e}{X} ST'_{do}} \Delta E_{fd} \end{aligned} \quad (\text{III.35})$$

En posant

$$K_4 = \frac{(X_d - X'_d)V_r \sin \delta_0}{X_e}$$

$$K_3 = \frac{X_e}{X}$$

L'expression (III.35) s'écrit sous la forme

$$\Delta E'_q = -\frac{K_4 \cdot K_3}{1 + K_3 ST'_{do}} \Delta \delta + \frac{K_3}{1 + K_3 ST'_{do}} \Delta E_{fd} \quad (\text{III.36})$$

L'équation (III.9) linéarisée autour du point de fonctionnement s'écrit :

$$\frac{2H}{w_s} \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} = \Delta P_m - \Delta P_e$$

soit

$$\frac{d}{dt^2} \left(\frac{d\Delta \delta}{dt} \right) = \frac{w_s}{2H} (\Delta P_m - \Delta P_e) \quad (\text{III.37})$$

Dans le domaine de Laplace, elle s'écrit sous la forme

$$S \cdot \Delta\omega = \frac{\omega_s}{2H} (\Delta P_m - \Delta P_e) \quad (\text{III.38})$$

Les équations (III.19), (III.36), (III.38) permettent d'avoir le schéma bloc de la figure III.8 dit modèle de Heffron Philips

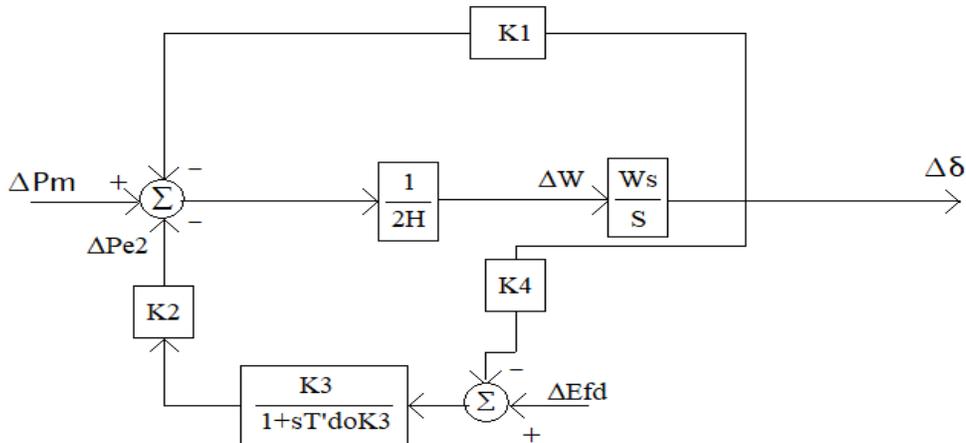


Figure III.8 Modèle de Heffron-Philips d'un système (monomachine - jeu de barre infini).

III.3.1.1. Simulation et résultats du système non régulé

Sur la base des données du réseau, on aura les valeurs des paramètres du bloc diagramme :

$K_1=1,96$; $K_2=0,8$; $K_3=0,35$; $K_4=0,8$; $\omega_s = 1$ pu

Pour une variation de la puissance $\Delta P_m=10\%$ et $\Delta P_m=30\%$

L'angle de charge varie comme indiqué sur la figure III.9

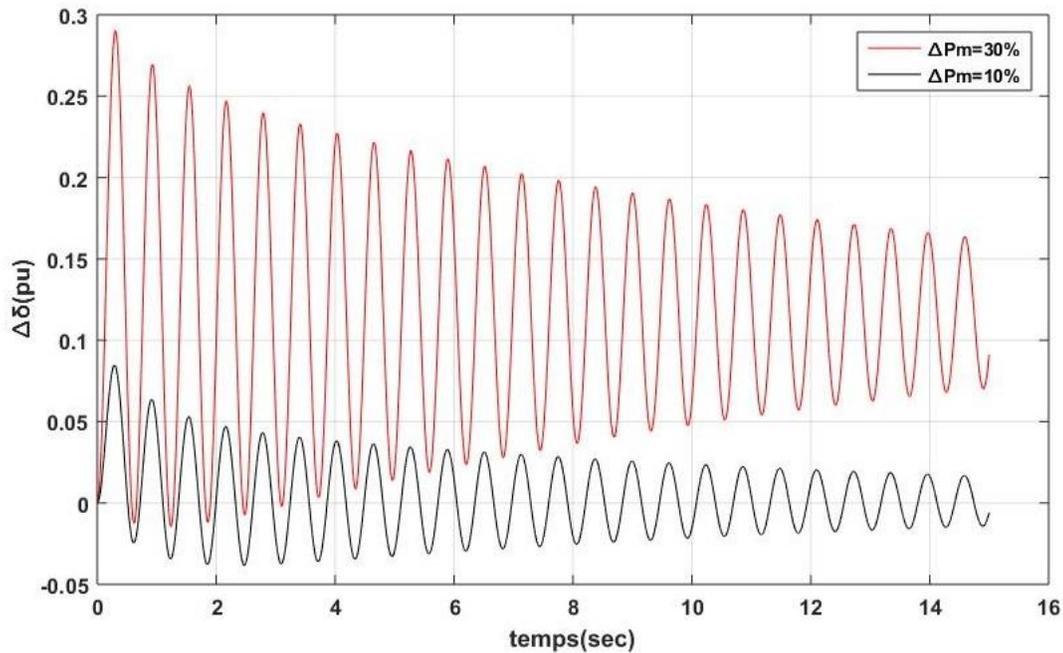


Figure III.9 Variation de l'angle

Les amplitudes des oscillations s'atténuent au cours du temps quel que soit le degré de contrainte de la perturbation avec cependant les amplitudes des oscillations qui augmentent avec le degré de contrainte : les amplitudes des oscillations relatives à $\Delta P_m = 30\%$ sont plus grandes que celles relatives à $\Delta P_m = 10\%$.

III.3.2. Etude en grands mouvements

On étudie le comportement du réseau quand il est soumis à un court-circuit triphasé en liaison avec la terre telle qu'indiqué sur la figure III.10 ci-dessous

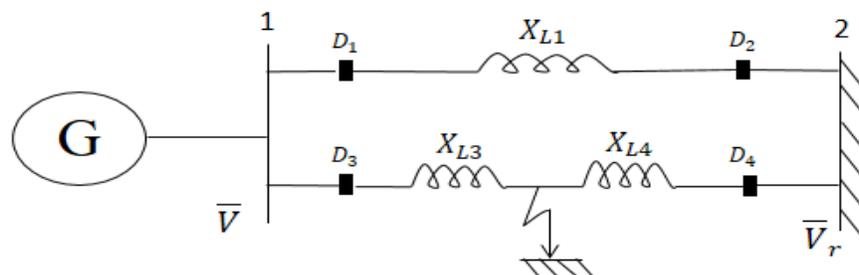


Figure III.10 Défaut de court-circuit sur un terre

III.3.2.1. Critère des aires

L'application du critère des aires nécessite la connaissance de la puissance débitée par la machine avant, durant et après incident. Le schéma équivalent de la machine utilisé dans ce cas est celui de la figure III.11 ci-dessous

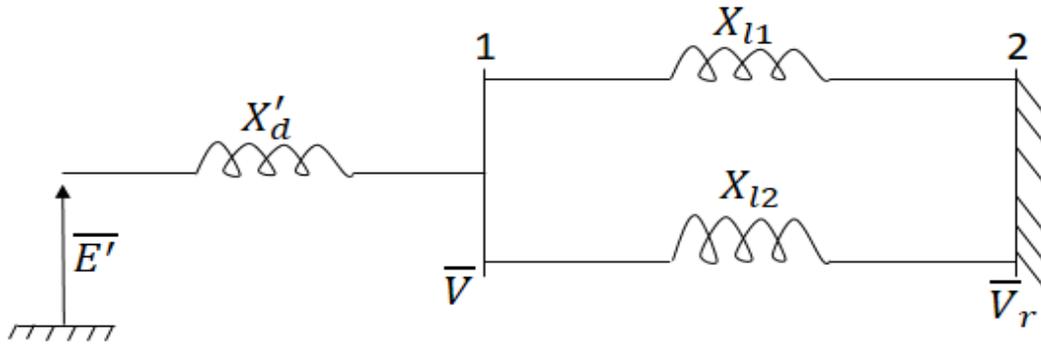


Figure III.11 Schéma équivalent du système

III.3.2.1.1. Détermination de la puissance avant incident

Le circuit électrique de la figure III.12 schématise le système monomachine avant incident

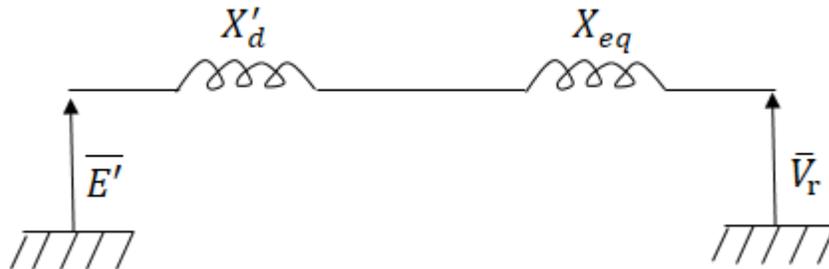


Figure III.12 Circuit électrique avant incident

Où

$$X_{eq} = \frac{X_{L1}X_{L2}}{X_{L1} + X_{L2}} = 0,2 pu$$

$$X_{e1} = X'_d + X_{eq}$$

$$P_{e1} = \frac{E'v_r}{X_{e1}} \sin \delta$$

$$P_{e1} = P_{max1} \sin \delta = 3,42 \sin \delta$$

III.3.2.1.2. Détermination de la puissance durant incident

Le circuit de la figure III.13 montre le système monomachine durant l'incident.

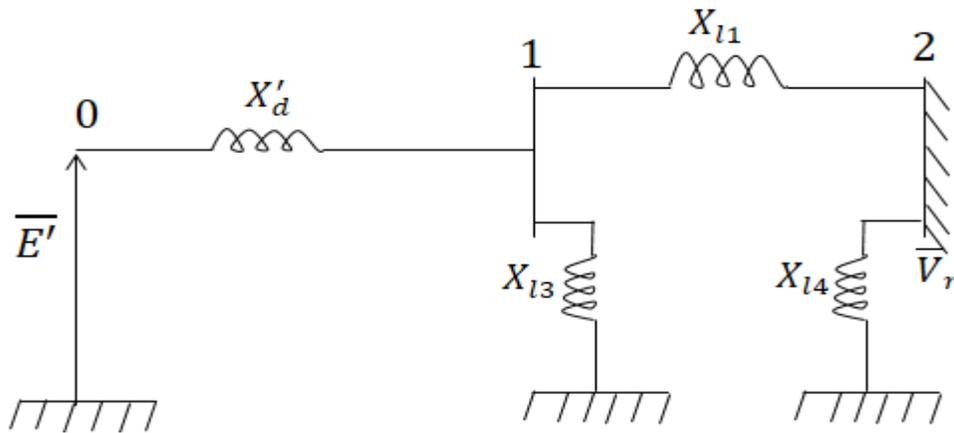


Figure III.13 Circuit électrique durant incident

La transformation étoile triangle permet d'avoir le schéma de la figure III.14

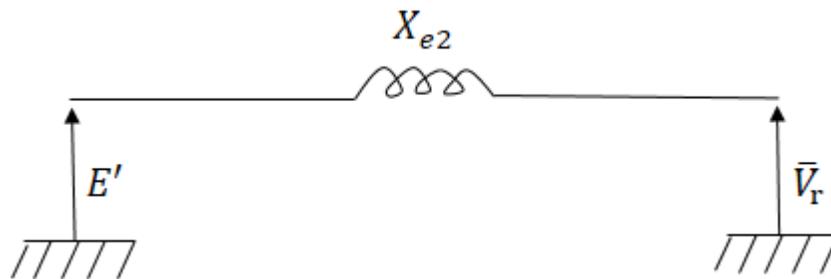


Figure III.14 Circuit électrique transformé

Où

$$x_{e2} = \frac{[X'_d X_{L1} + X_{L1} X_{L3} + X_{L3} X'_d]}{X_{L3}} = 0.72 pu$$

$$P_{e2} = \frac{E' v_r}{x_{e2}} \sin \delta$$

$$P_{e2} = P_{\max 2} \sin \delta = 1,66 \sin \delta$$

III.3.2.1.3. Détermination de la puissance après l'élimination du défaut

L'élimination du défaut se fait par ouverture des disjoncteurs D_3 et D_4 (figure III.10) avec donc changement de topologie du réseau, seul le premier terme de la ligne reste en fonctionnement

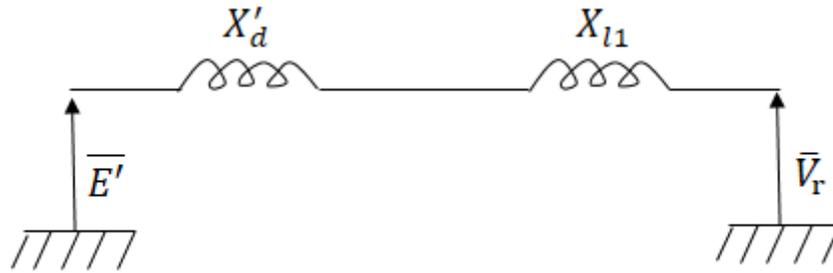


Figure III.15 Circuit électrique après incident

$$X_{e3} = X'_d + X_{L1} = 0.55 pu$$

$$P_{e3} = \frac{E'V_r}{X_{e3}} \sin \delta$$

$$P_{e3} = P_{\max 3} \sin \delta = 2.18 \sin \delta$$

III.3.2.1.4. Loi des aires

Cette loi est basée sur une interprétation graphique qui analyse l'énergie accumulée dans les masses tournantes laquelle détermine si la stabilité du système est maintenue ou non. Cette méthode n'est applicable qu'à un système monomachine.

Ce critère permet de voir dans quelle mesure l'énergie accumulée par les masses tournantes peut-être restituée afin que le système garde sa stabilité. La figure III.16 montre le comportement de la puissance électrique débitée par la machine avant, durant et après l'incident. Les courbes relatives à ces puissances permettent de déduire l'énergie accumulée durant l'incident (aire A1) qui devra être restituée après l'élimination de défaut (aire A2). L'égalité de ces deux aires permet de déduire l'angle critique δ_c de la machine au-delà duquel la stabilité est perdue.

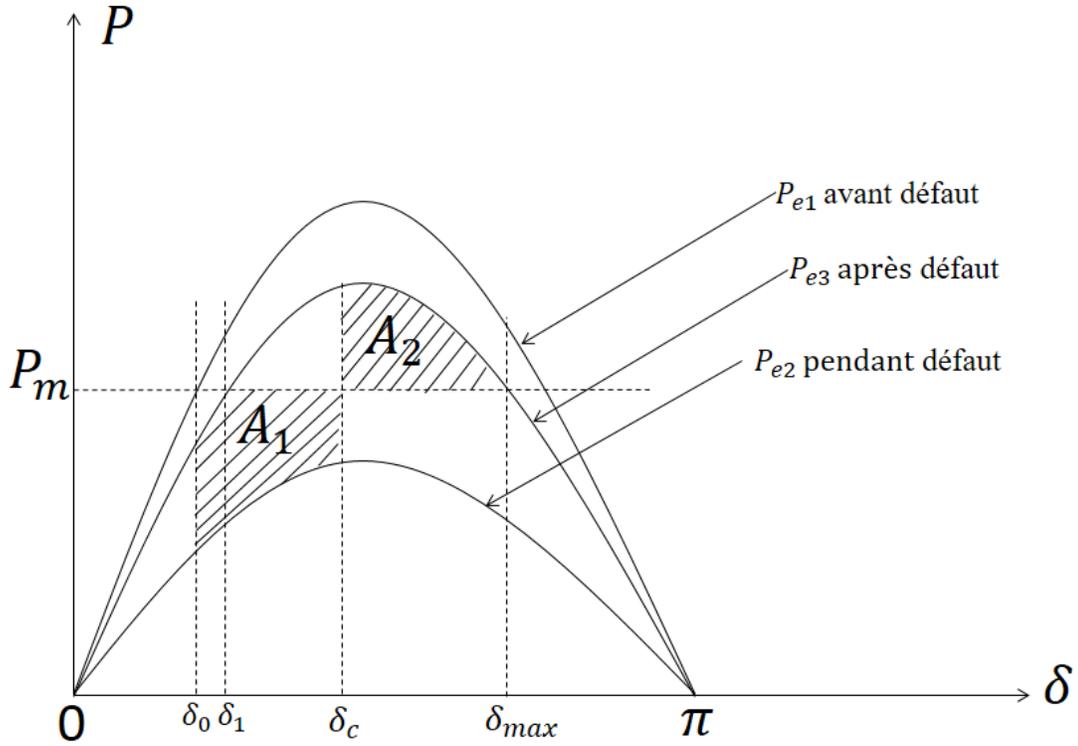


Figure III.16 Courbes délimitant les aires

L'aire A_1 est telle que :

$$A_1 = \int_{\delta_0}^{\delta_c} (P_m - P_{e2}) d\delta = P_m[\delta_c - \delta_0] + P_{max2}[\cos \delta_c - \cos \delta_0] \quad (\text{III.40})$$

L'aire A_2 est telle que :

$$A_2 = \int_{\delta_c}^{\delta_{max}} (P_{e3} - P_m) d\delta = P_{max3}[\cos \delta_c - \cos \delta_{max}] - P_m[\delta_{max} - \delta_c] \quad (\text{III.41})$$

Avec $\delta_{max} = \pi - \delta_1$ où $\delta_1 = \sin^{-1} \left(\frac{P_m X_{e3}}{E' V_r} \right)$

De l'égalité des aires A_1 et A_2 , on déduit :

$$\cos \delta_c = \frac{1}{(P_{max2} - P_{max3})} [P_{max2} \cos \delta_0 + P_m(\delta_0 - \delta_{max}) - P_{max3} \cos \delta_{max}] \quad (\text{III.42})$$

Et par suite

$$\delta_c = \cos^{-1} \left[\frac{1}{(P_{max2} - P_{max3})} [P_{max2} \cos \delta_0 + P_m(\delta_0 - \delta_{max}) - P_{max3} \cos \delta_{max}] \right] \quad \text{III.45}$$

III.3.3. La résolution des équations différentielles

Dans de nombreux cas, les systèmes d'équations différentielles que l'on rencontre en science peuvent se mettre sous la forme d'une équation différentielle ordinaire du premier ordre du type:

$$\begin{cases} \frac{dx}{dt} = f(t, x(t)), & 0 \leq t \leq T \\ x(0) = x_0 \end{cases} \quad (\text{III.46})$$

où $x(t)$ est la fonction que l'on recherche, x_0 sa valeur initiale et f une fonction connue suffisamment régulière pour que l'existence et l'unicité de la solution ne pose pas de problème.

III.3.4. La méthode de RUNGE KUTTA

Les équations qui régissent le système en l'absence de régulation sont :

La méthode de Runge Kutta d'ordre 4 est donnée par :

$$x(0) = x_0 \quad (\text{III.47})$$

$$x_{i+1} - x_i = hf \left(t_i + \frac{h}{2}; x_i + \frac{h}{2} f(t_i, x_i) \right) \quad i = 0, 1, 2, 3, \dots, N - 1 \quad (\text{III.48})$$

La méthode de Runge-Kutta du quatrième ordre, notée dans la littérature comme RK 4, est l'une des méthodes les plus populaires et largement la plus utilisée dans le domaine de l'ingénierie.

Elle garantit une précision suffisante dans la plupart des applications et est suffisamment stable. Un autre avantage de ce procédé est également la simplicité de l'algorithme de calcul [21].

La méthode De Runge Kutta d'ordre 4 est donnée par :

$$k_1 = h * f(t_i; x_i) \quad (\text{III.49})$$

$$k_2 = h * f \left(t_i + \frac{h}{2}; x_i + \frac{1}{2} k_1 \right) \quad (\text{III.50})$$

$$k_3 = h * f \left(t_i + \frac{h}{2}; x_i + \frac{1}{2} k_2 \right) \quad (\text{III.51})$$

$$k_4 = h * f(t_i + h; x_i + k_3) \quad (\text{III.52})$$

$$x_{i+1} = x_i + \frac{1}{6}(k_1 + k_2 + k_3 + k_4) \quad i = 0, 1, 2, 3, \dots, N - 1 \quad (\text{III.53})$$

III.3.5. Représentation vectorielle du système dans le repère de Park :

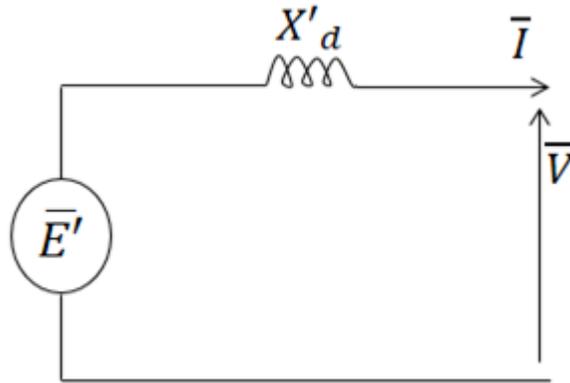


Figure III.17 schéma équivalent du générateur

$$\bar{E}' = \bar{V} + jX'_d\bar{I}$$

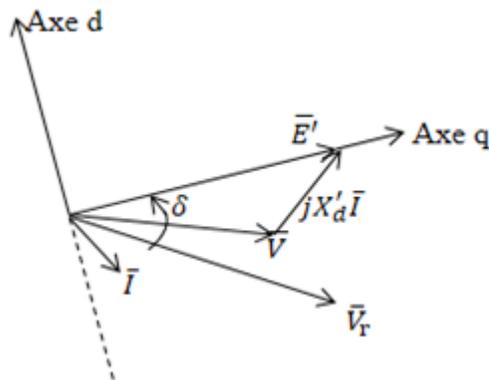


Figure III.18 Diagramme vectoriel tension

Le courant d'excitation crée un flux dirigé selon Dd. La f.e.m induite par ce flux est telle que :

$$\bar{E}_{fd} = \bar{V} + jX_d\bar{I}_d + jX_q\bar{I}_q$$

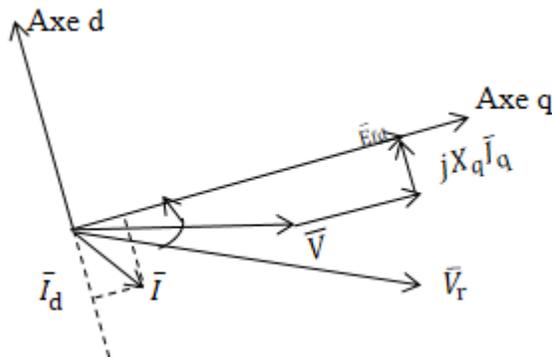


Figure III.19 Diagramme vectoriel de tension

Le diagramme vectoriel de tension de notre système est décrit par la figure III.20 obtenue en prenant comme origine des phases la tension rigide du nœud à puissance infinie \bar{V}_r .

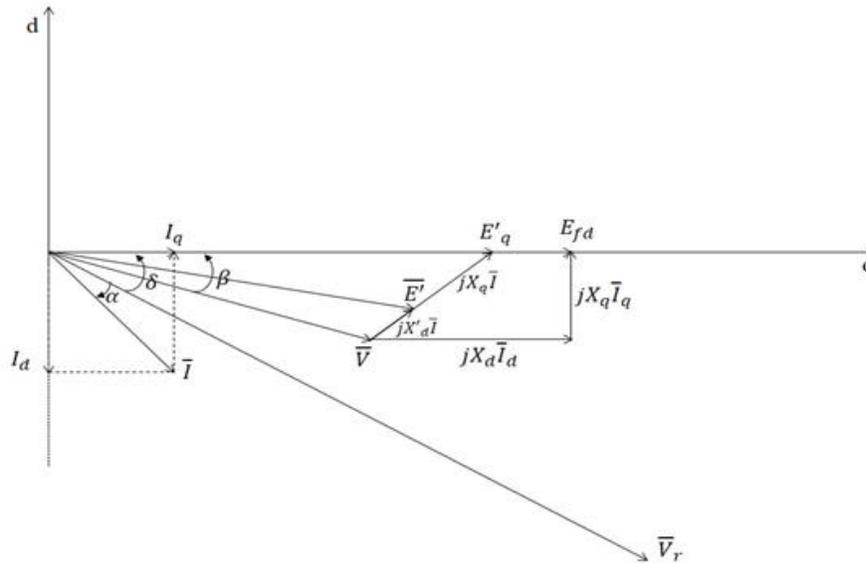


Figure III.20 diagramme vectoriel de tension du système

β : l'argument de E_q

θ : l'argument de v_t

argi: l'argument de I_a

III.3.6. Détermination des conditions initiales du système (avant incident)

$$\delta = \sin^{-1} \left(\frac{P_e X_e}{E' V_r} \right)$$

$$\delta = \sin^{-1} \left(\frac{1.5 * 0.35}{1.2 * 1} \right) = 26^\circ$$

$$\delta = 26^\circ$$

$$\bar{E}' = 1.2 \angle 26^\circ = 1.08 + j0.53$$

$$\bar{I} = \frac{S_e^*}{E'^*} = \frac{p_e - jq_e}{E'^*} = \frac{1.5 - j0.6}{1.08 - j0.53} = 1.34 + j0.1 pu$$

$$I = 1.34 \angle 4.2^\circ$$

$$\bar{V} = \bar{E}' - j(X_L)I = (1.08 + j0.53) - (j0.4 * (1.34 + j0.1))$$

$$\bar{V} = 1.1 + j0.33 = 1.14 \angle 17^\circ$$

Les grandeurs électriques dans le repère de Park sont déterminées par les relations suivantes :

$$\bar{I}_{dq} = I e^{-j\beta} \tag{III.54}$$

$$\bar{V}_{dq} = \bar{V}_t e^{-j\beta} \quad (\text{III.54})$$

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (\text{III.55})$$

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e \quad (\text{III.56})$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s \quad (\text{III.57})$$

$$T'_{d0} \frac{d\bar{E}'_q}{dt} = -E'_q + (X_d - X'_d)\bar{I}_d + \bar{E}_{fd} \quad (\text{III.58})$$

P_m : la puissance mécanique

P_e : la puissance électrique

\bar{E}'_q et \bar{E}'_d les composantes de \bar{E}' sur les axes q et d

La variation sur l'axe d de la f.e.m \bar{E}' est supposée nulle. On aura affaire à un modèle à un axe.

Seule la variation sur l'axe q de la f.e.m transitoire \bar{E}' est prise en compte, c'est à dire E'_q

III.3.7. Résultats de simulation du système non régulé

Les équations différentielles que régissent le système sont (III.56), (III.57) et (III.58)

Les variations de l'angle rotoriques, de la vitesse et de E'_q sont tels que

$$\Delta\delta = \frac{1}{6} [k_1(1) + 2k_1(2) + 2k_1(3) + k_1(4)] \quad (\text{III.59})$$

$$\Delta\omega = \frac{1}{6} [k_2(1) + 2k_2(2) + 2k_2(3) + k_2(4)] \quad (\text{III.60})$$

$$\Delta E'_q = \frac{1}{6} [k_3(1) + 2k_3(2) + 2k_3(3) + k_3(4)] \quad (\text{III.61})$$

III.3.7.1. Détermination de la localisation du défaut le plus contraignant :

On examine le comportement du réseau en cas de court-circuit triphasé avec liaison à la terre. Ce défaut est localisé aux points A et B non simultanément. Sa durée est égal à 140ms et son élimination est faite par l'ouverture des disjoncteurs D_3 et D_4 entraînant un changement de topologie du réseau. Après l'élimination du défaut, seul le premier terme de la ligne est en fonctionnement

La réactance de la ligne entre le jeu de barres 1 et le point A est égal à $\frac{X_{12}}{8} = 0.05$ pu. La réactance de la ligne entre le jeu de barres 1 et B est égale à $\frac{7}{8} X_{12} = 0.35$ pu

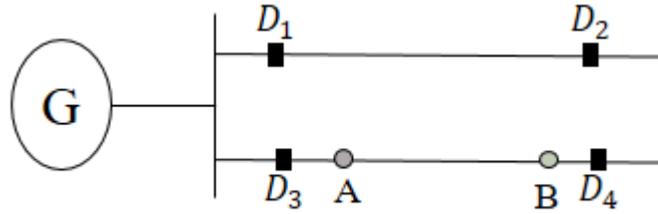
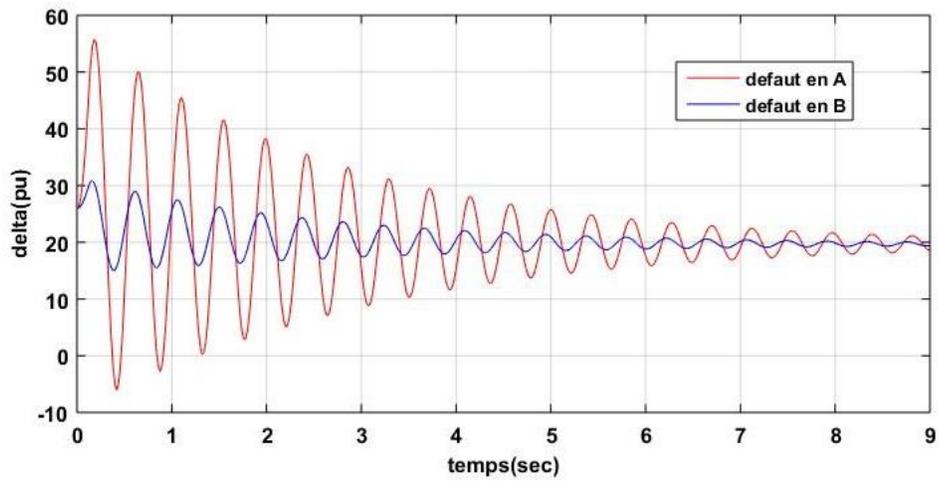
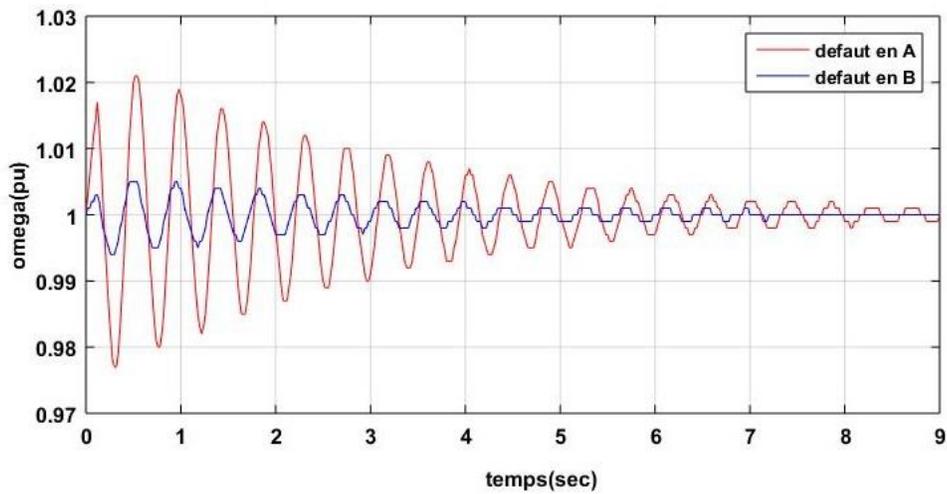


Figure III.21

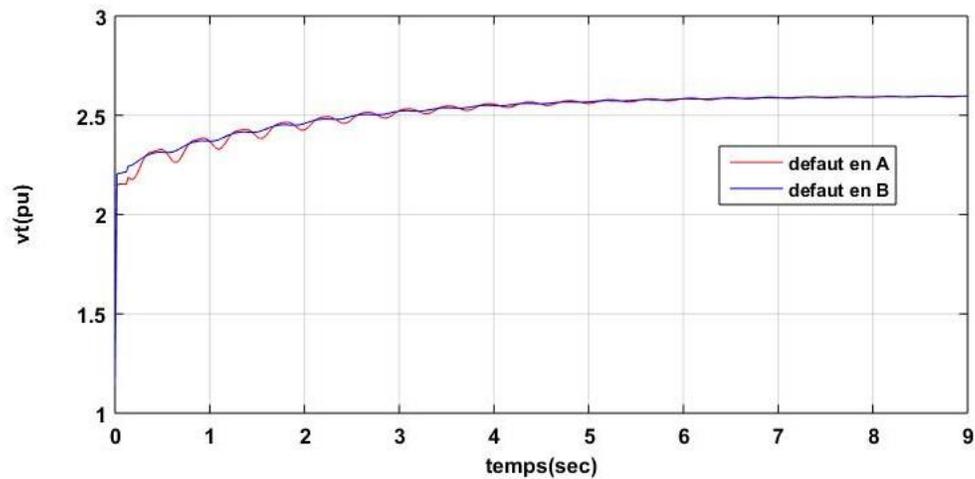
Les résultats de simulation obtenus sont montrés dans la figure III.22



a) Variation de l'angle



b) Variation de la vitesse



c)Variation de la tension

Figure III.22

III.4. Conclusion

La solution de l'analyse de l'écoulement de puissance représente un point de départ pour les méthodes d'analyse de la stabilité transitoire des réseaux électriques. En effet, les résultats obtenus de l'écoulement de puissance sont utilisés pour formuler les conditions initiales des angles du générateur, dans la résolution des équations de mouvement du générateur par les méthodes d'intégration numérique pour l'analyse de la stabilité transitoire. Donc, les outils mathématique et notions importante présentés dans ce chapitre vont nous aider à modéliser le réseau électrique afin de simuler le système non réguler

**iv. Chapitre IV:
Stabilisation d'un
système
électrique par
l'utilisation d'un
PSS**

IV.1. Introduction

Dans l'évaluation de la stabilité, la plus grande attention est portée au comportement du réseau face à de petites ou de grandes perturbations. Après l'élimination d'une perturbation, le réseau sera stable s'il continue à fonctionner en satisfaisant ses limites d'exploitation et en alimentant ses consommateurs. L'instabilité d'un réseau peut avoir différentes origines et se manifester de plusieurs façons. Dans l'analyse des réseaux électriques, l'identification des causes d'instabilité et la connaissance des méthodes qui peuvent améliorer l'exploitation stable du réseau sont très importantes. Nous allons présenter, dans ce chapitre, la technique d'amélioration de la stabilité transitoire et la stabilité statique par un dispositif de stabilisation de la puissance appelé PSS (Power System Stabilizer).

IV.2. Stabilité Transitoire

IV.2.1. Les régulateurs de tension

Le système d'excitation est un système auxiliaire qui alimente les enroulements d'excitation de la machine synchrone afin que cette dernière puisse fournir le niveau de puissance demandé. En régime permanent, ce système fournit une tension et un courant continu, mais il doit être capable également de faire varier rapidement la tension d'excitation en cas de perturbation sur le système. Les systèmes d'excitation sont équipés de contrôleurs appelés régulateurs de tension (*AVR* Automatic Voltage Regulator). Ces derniers interviennent dans la maîtrise de la puissance réactive fournie ou absorbée selon la tension souhaitée. Ces contrôleurs représentent un moyen très important pour assurer la stabilité transitoire du système de puissance. Le régulateur de tension agit sur le courant d'excitation de l'alternateur pour régler le flux magnétique dans la machine et donc la tension de sortie de la machine aux valeurs souhaitées. La figure IV.1 montre un modèle schématique du régulateur de tension utilisé dans notre étude.

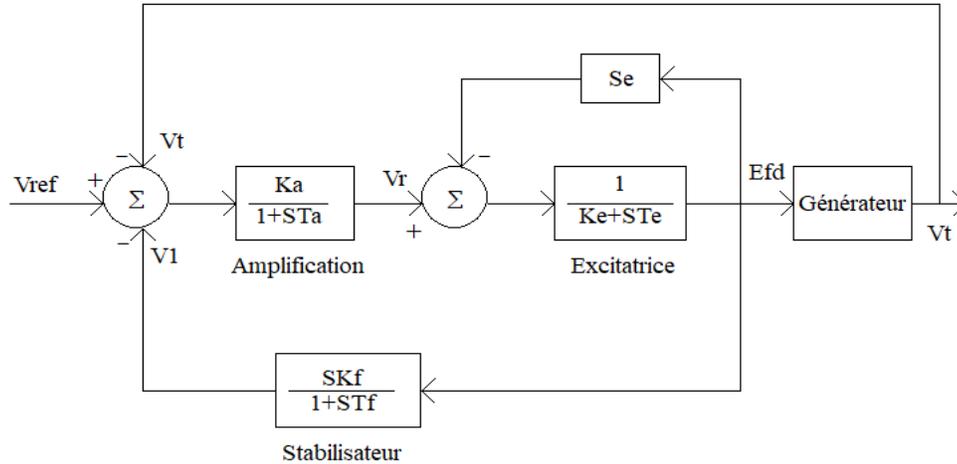


Figure IV.1 Modèle schématic d'un régulateur de tension AVR du type IEEE

IV.2.1.1. Description du régulateur de tension

Le régulateur choisi est composé de plusieurs blocs [22] à savoir :

Amplificateur :

L'amplificateur de tension est l'organe principal du système de régulation sa fonction est d'amplifier le signal d'erreur entre la tension de consigne (ou de référence) et la tension mesurée. Le signal amplifié est injecté ensuite vers l'excitatrice. L'amplificateur doit avoir une caractéristique de robustesse de haute qualité, afin de pouvoir affronter l'apparition brusque de larges signaux d'erreur. Pour protéger l'entrée de l'excitatrice contre les surtensions exagérées, les seuils de la tension V_r de l'application doivent être fixés a priori. Pour cette raison un limiteur de tension robuste est connecté en cascade entre l'amplificateur et l'excitatrice, ce dernier impose des valeurs de saturation V_{rmin} et V_{rmax} .

Excitatrice

Le système d'excitation ajuste la tension d'entrée du circuit d'excitation de la machine synchrone. Dans le cas où l'excitatrice est une machine à courant continu, on peut la représenter en valeur réduite par une fonction de transfert.

Saturation

On tient compte de l'effet de saturation par la fonction

$$S_e = A_{ex} e^{B_{ex} E_{fd}} \quad (IV.1)$$

A_{ex} et B_{ex} sont des constantes

E_{fd} est la tension d'excitation

La figure IV.2 illustre le régulateur utilisé dans notre travail

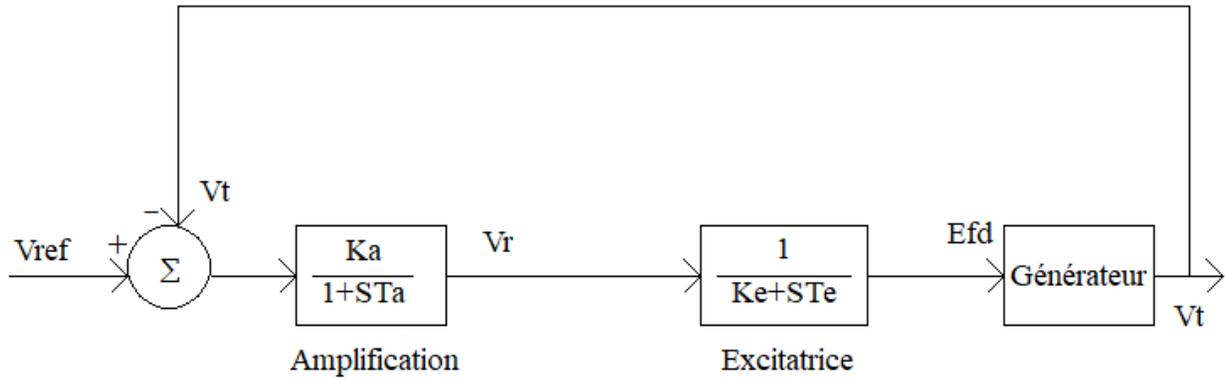


Figure IV.2 Modèle schématique d'un régulateur de tension AVR du type IEEE simplifié

D'après le schéma fonctionnel du régulateur de tension type IEEE1 (FigureIV.2), les équations différentielles liées à ce type de régulateur s'écrivent :

IV.2.1.2. Les Equation de la machine

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e \quad (IV.2)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_s \quad (IV.3)$$

$$T'_{d0} \frac{d\bar{E}'_q}{dt} = -\bar{E}'_q + (X_d - X'_d)\bar{I}_{ad} + \bar{E}_{fd} \quad (IV.4)$$

IV.2.1.3. Les Equation du régulateur de tension

$$\dot{V}_r = -\frac{1}{T_a} V_r - \frac{K_a}{T_a} V_t + \frac{K_a}{T_a} V_{ref} \quad (IV.5)$$

$$\dot{E}_{fd} = -\frac{1}{T_e} V_r - \frac{K_e}{T_e} E_{fd} \quad (IV.6)$$

IV.2.1.4. Résultats de simulation du système régulé en tension

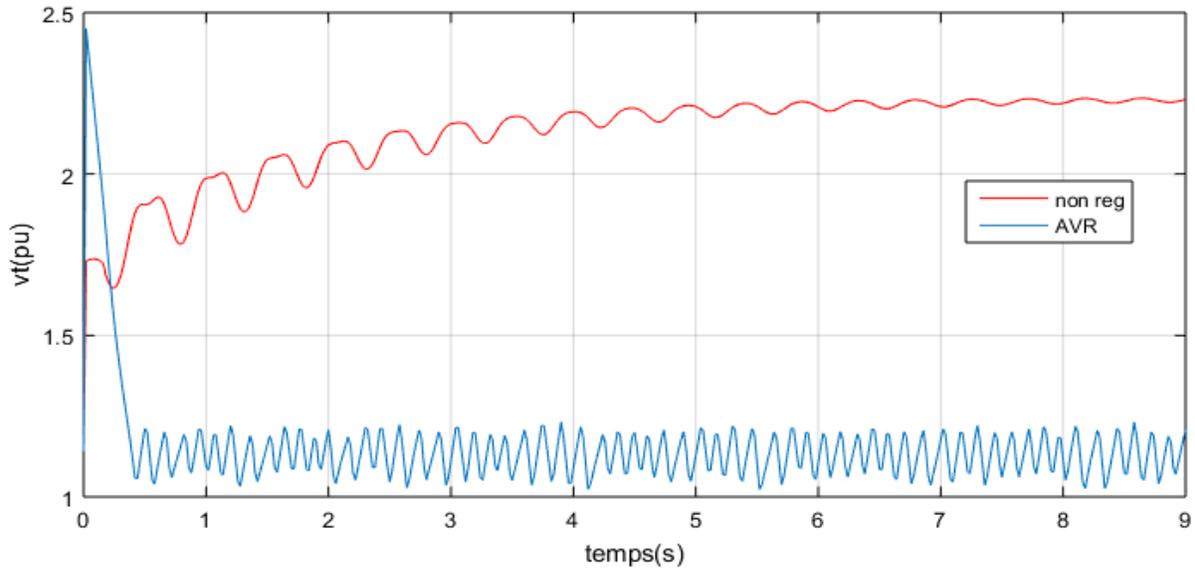
Les résultats des simulations obtenus sont montrés par la figureIV.3. Les courbes en rouge décrivent les résultats obtenus quand le système n'est pas régulé et les courbes en bleu quand le système est régulé en tension. Les courbes en bleu montrent clairement l'action bénéfique de l'AVR sur le réglage de la tension du système, la figure IV.3.b montre comment la tension régulée tourne au tour de sa valeur initiale (1,14pu), mais n'a aucun effet positif sur l'angle de charge et la pulsation (vitesse).

Le défaut (court-circuit) localisé au point A figure III.21 est éliminé au bout de :**te=150ms.**

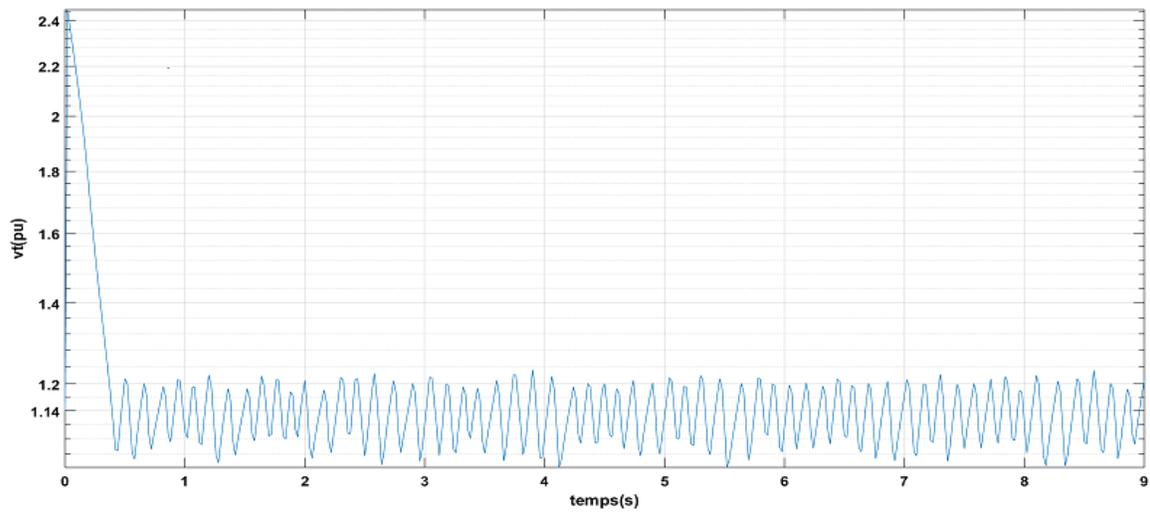
Chapitre IV: Stabilisation d'un système électrique par l'utilisation d'un PSS

Les Paramètre de l'AVR sont comme suite

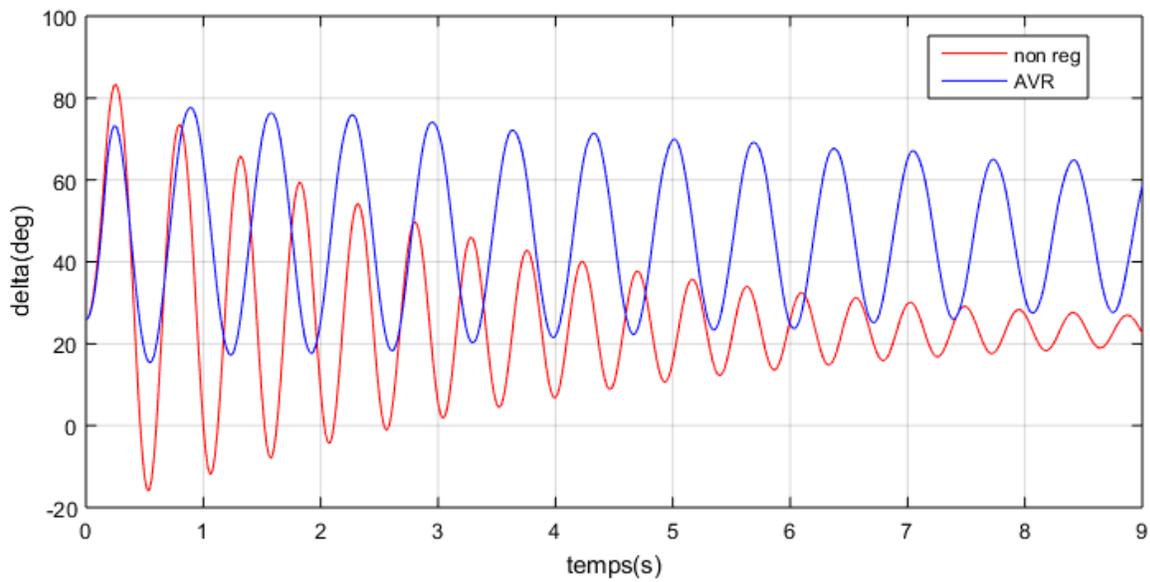
$$K_a=100; K_e=-0,17 ; T_a=0,05s ; T_e=0,001s$$



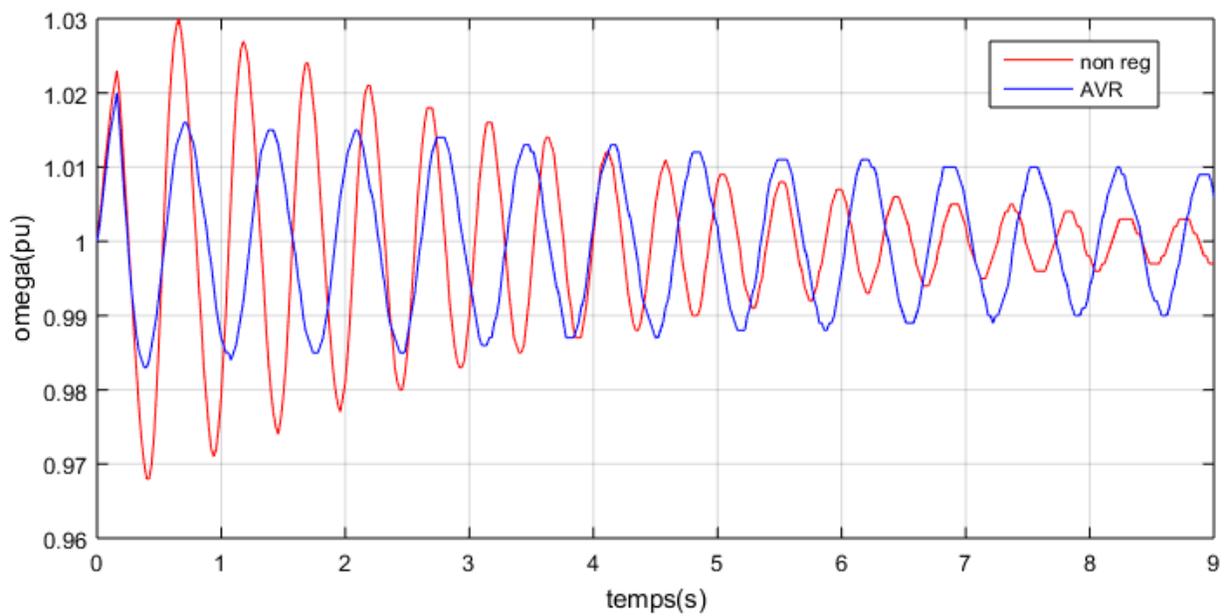
a) Variation de la tension



b) Variation de la tension



c) Variation de l'angle de charge



d) Variation de la pulsation(vitesse)

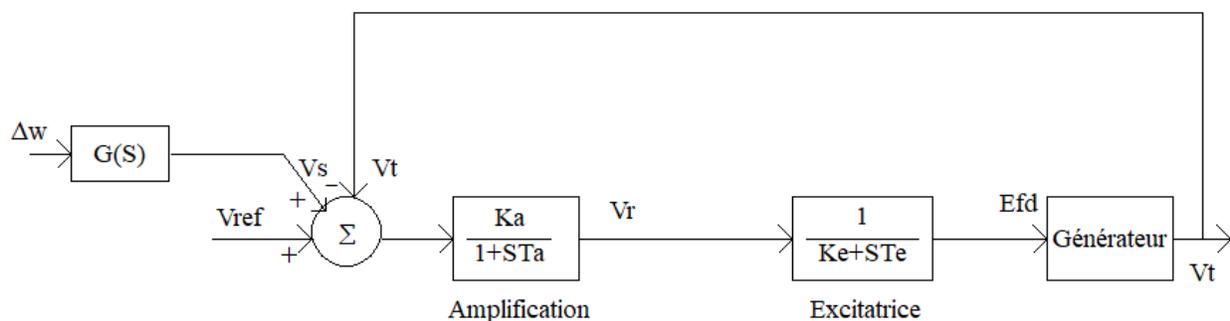
FigureIV.3

IV.2.2. Stabilisateur de puissance PSS

L'idée de la régulation par la stabilisation de puissance PSS est d'introduire un amortissement additionnel à l'oscillation du rotor de l'alternateur en commandant le système d'excitation afin

Chapitre IV: Stabilisation d'un système électrique par l'utilisation d'un PSS

d'améliorer la caractéristique d'amortissement des réseaux électriques et d'amortir les oscillations de puissance. Le système de stabilisation de puissance PSS détecte les variations de la vitesse du rotor ($\Delta\omega$), ou de la puissance électrique (oscillation de puissance) du générateur (ΔP_e) ou de la fréquence du jeu de barres (Δf). Etant donné que le PSS est utilisé pour produire un couple électrique proportionnel à la variation de vitesse, il apparaît donc plus convenable d'utiliser la variation de vitesse ($\Delta\omega$) comme entrée du PSS. Il peut ainsi produire un couple d'amortissement additionnel qui compense l'effet négatif du système d'excitation sur les oscillations de puissance en les amortissant. Le PSS réagit à une modification de la puissance de la turbine et ce par l'introduction de la vitesse angulaire du rotor comme grandeur additionnel dans le système de régulation de tension (Automatic Voltage Régulator AVR). Les écarts de la puissance électrique sont utilisés pour élaborer un signal de stabilisation V_s optimal en grandeur et phase via un filtre différentielle comprenant un gain, un bloc avance-retard ou passe-haut. Le gain doit être prévu pour adapter la sortie du signal de stabilisation V_s avec l'erreur de tension du régulateur de tension. La plage de réglage doit être suffisante pour s'adapter aux divers systèmes d'excitations existants sur lesquels le stabilisateur peut être implanté la figure IV.4 montre un modèle simplifié de liaison entre un PSS et un système électrique [23].



Avec $G(s)$ représenté par la figure ci-dessous

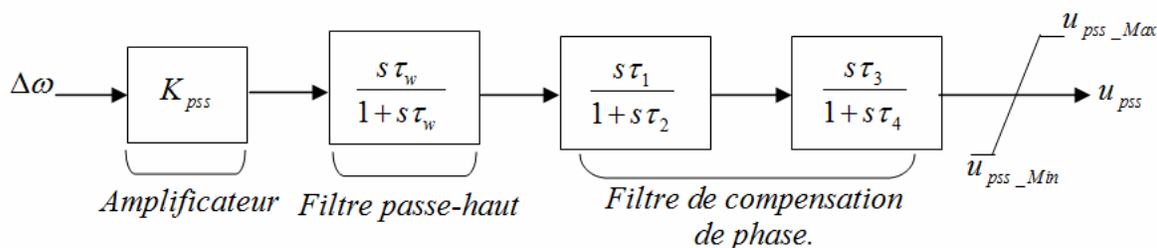


Figure IV.4. Modèle schématique d'un PSS avance/retard.

L'amplificateur détermine la valeur de l'amortissement introduit par le PSS. La valeur K_{PSS} doit correspondre à l'amortissement maximal. Toutefois, la valeur du gain doit satisfaire l'amortissement des modes dominants du système sans risquer de dégrader la stabilité des autres modes.

K_{PSS} varie généralement de 0.01 à 50s.

Le filtre passe-haut "filtre washout élimine les oscillations à très basse fréquence (inférieure à 0.2 Hz) correspondant au régime statique. La constante de temps de ce filtre ($T\omega$) doit être suffisamment grande pour permettre aux signaux dont la fréquence est située dans la bande utile d'être transmis sans atténuation. Mais, elle ne doit pas être trop grande pour éviter de mener à des variations indésirables de tension de générateur pendant les conditions d'ilotage. Généralement, $T\omega$ varie de 1 à 20s.

Le filtre de compensation de phase est nécessaire à cause de l'origine de l'amortissement négatif qui est associée au retard de phase introduit entre le couple électrique du générateur (ΔT_e) et l'entrée du système d'excitation (ΔV_{er}). Le PSS fournit ainsi l'avance de phase nécessaire pour compenser le retard de phase de la fonction de transfert du système. Pratiquement, un bloc de phase d'avance pure ne suffit pas pour réaliser la compensation de phase nécessaire ; ainsi, un bloc d'avance/retard de phase est souvent utilisé. Pour mieux garantir la stabilité du système, deux étages au moins de compensations de phase sont nécessaires. La fonction de transfert de chaque étage est une simple combinaison de pôles et zéros, les constantes de temps d'avance (T_1, T_3) et de retard (T_2, T_4) étant réglables. La gamme de chaque constante de temps s'étend généralement de 0.01 à 6s. Mais pour des considérations de réalisation physique, les constantes de temps de retard (T_2, T_4) sont considérées fixes et généralement autour de la valeur de 0.05s.

Le limiteur réduit l'influence indésirable du PSS durant les phases transitoires. En effet, ce dernier est conçu pour améliorer l'amortissement du système en cas de petites variations autour d'un point d'équilibre. Son objectif n'est donc pas de restaurer la stabilité du système aux perturbations sévères (la stabilité transitoire). Il a même parfois tendance à perturber le bon fonctionnement du régulateur de tension en le saturant lorsque ce dernier essaie de maintenir la tension lors de conditions transitoires d'où la nécessité d'équiper le PSS d'un limiteur réduisant son influence négative. Les valeurs minimales et maximales du limiteur s'étendent de ± 0.02 à 0.1pu [23].

IV.2.2.1. Les Equation du régulateur de puissance (PSS)

D'après le schéma fonctionnel du stabilisateur de puissance figure I.4on a:

$$\dot{V}_{s1} = -\frac{V_{s1}}{T_0} - \frac{K_0 \omega_s}{2H} (P_m - P_e) \quad (IV.7)$$

$$\dot{V}_{s2} = -\frac{V_{s2}}{T_2} + \frac{T_0 - T_1}{T_0 T_2} V_{s1} - \frac{T_1 K_0 \omega_s}{T_2 2H} (P_m - P_e) \quad (IV.8)$$

$$\dot{V}_s = -\frac{V_s}{T_4} + \frac{T_2 - T_3}{T_4 T_2} V_{s2} + \frac{(T_0 - T_1) T_3}{T_0 T_2 T_4} - \frac{T_1 T_3 K_0 \omega_s}{T_2 T_4 2H} (P_m - P_e) \quad (IV.9)$$

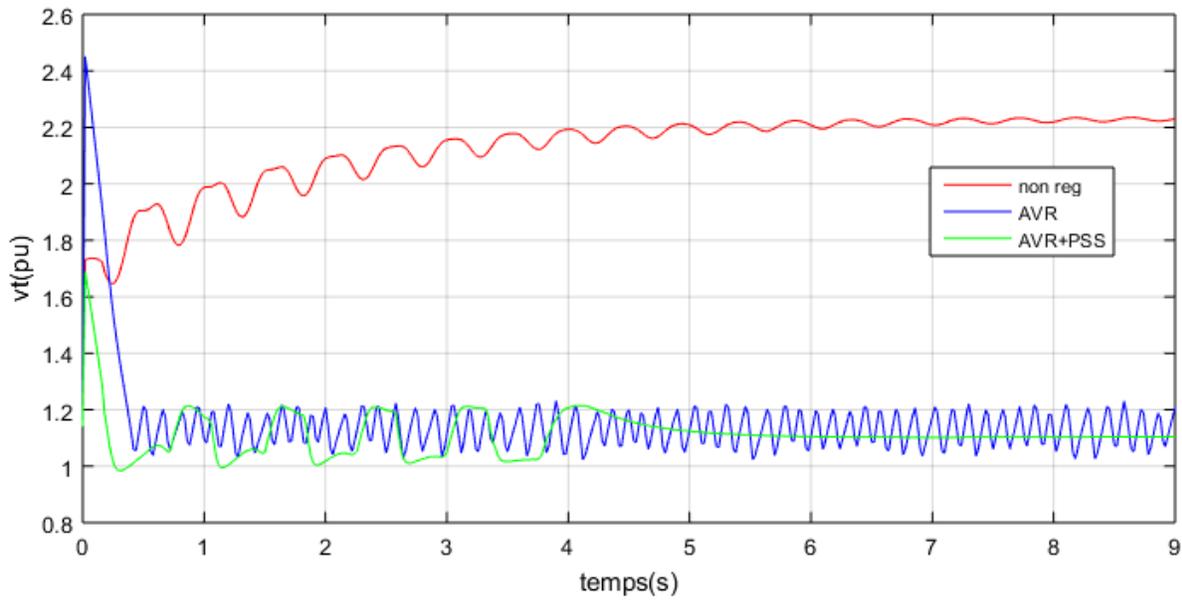
IV.2.2.2. Simulation du Système de puissance et résultats

Le réseau est soumis à un défaut triphasé proche de la machine au point A FigureIV.8: variation de l'angle de charge et éliminé au bout de 150ms. L'objectif est d'évaluer la performance du PSS dans les conditions d'exploitation du réseau cette évaluation se fera par comparaison avec les performances de la régulation AVR la figureIV.5montre la fonction de transfert relatif à la régulation par PSS.

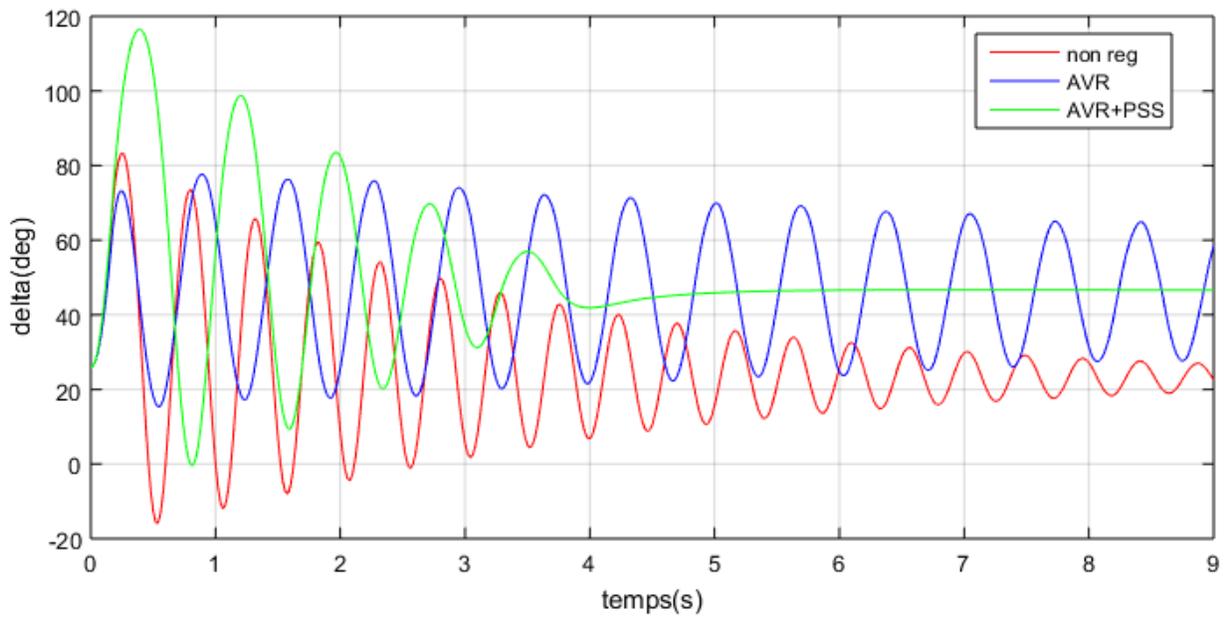
Les paramètres du PSS utilise sont :

$$K_{pss}=1 ; T_w=10s ; T_1=0,076s ; T_2=0,028s ; T_3=0,076 ; T_4= 0,028$$

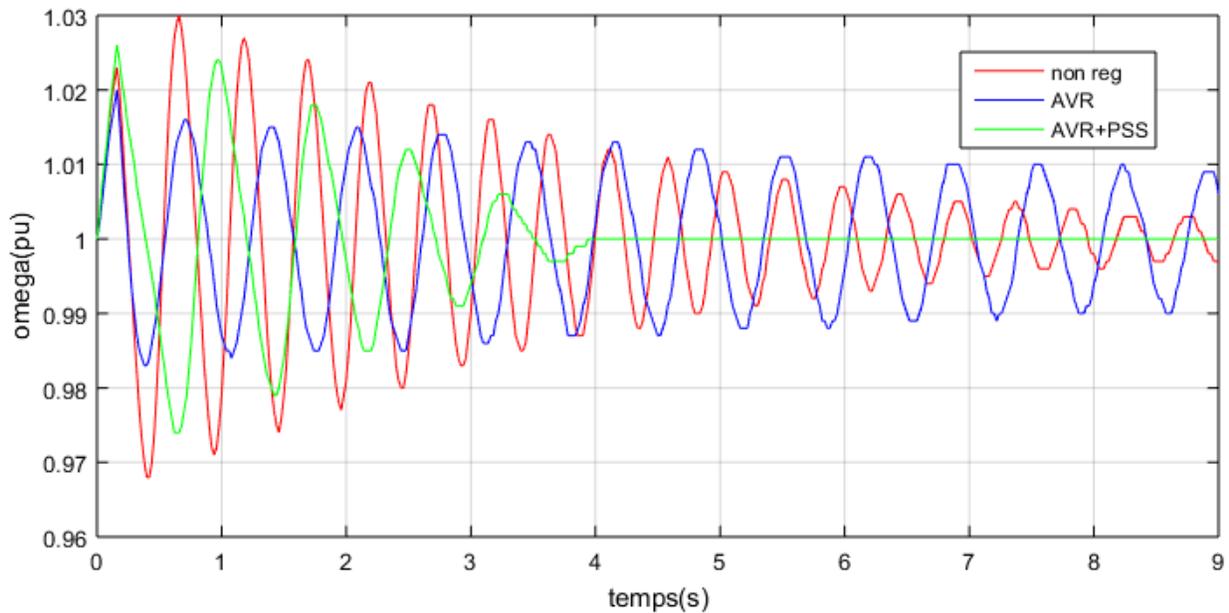
Les résultats obtenus avec le PSS comme régulateur sont montrés en vert dans la figureIV.5 si dessous. Les courbes sont celles obtenue quand le système est équipé du régulateur AVR seul. Les résultats montrent clairement l'avantage l'ajout du PSS par rapport à l'utilisation de l'AVR seul que ça soit pour l'angle de charge, la pulsation (vitesse), et la tension



Variation de la tension



La variation de l'angle de charge



Variation de la pulsation (vitesse)

FigureIV.5

IV.3. Stabilité Statique

Elle se définit par la capacité du système de puissance de maintenir le synchronisme en présence des petites perturbations. L'instabilité résultante se manifeste sous forme d'un écart croissant, oscillatoire ou non-oscillatoire, entre les angles de rotor.

Dans cette partie nous allons utiliser le modèle d'Heffron Philips comme montre la figureIV.6

Les termes K_1, K_2, \dots, K_6 sont des constantes.[24]

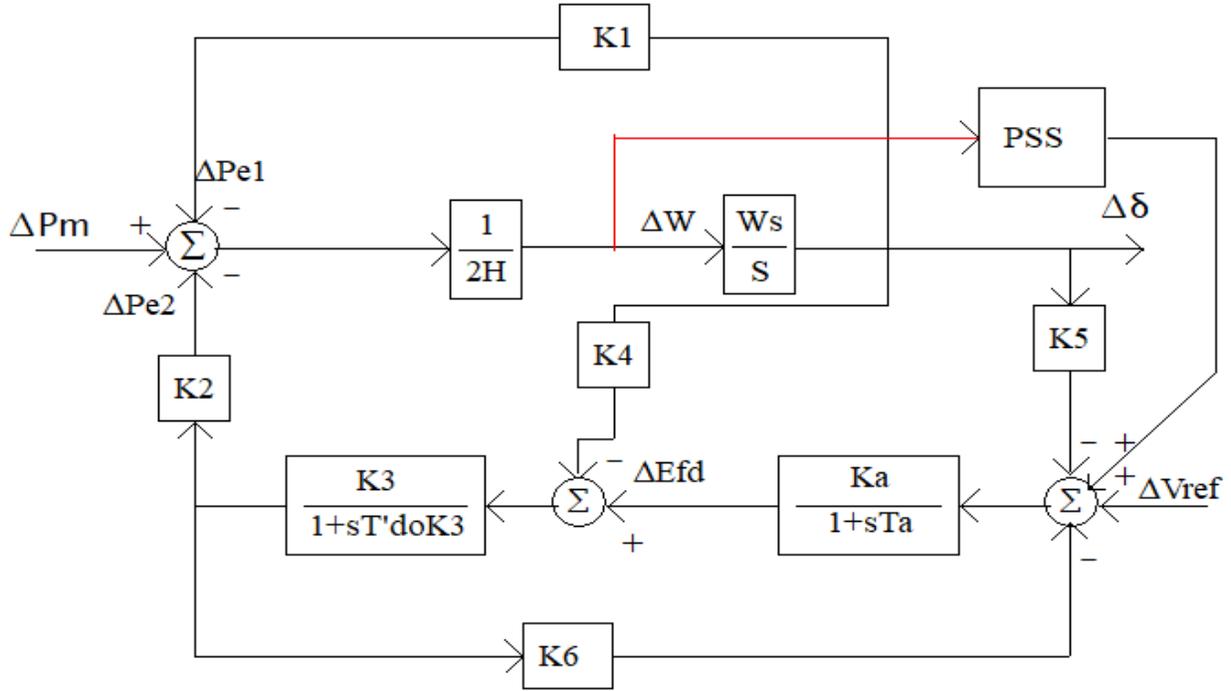


Figure IV.6 Modèle de Heffron-Philips d'un système (monomachine - jeu de barre infini).

IV.3.1. Détermination des constantes

$$\Delta V_t = \left[\frac{V_{d0}}{V_{t0}} \left(\frac{-X_q}{X_q - X_e} V_r \cos \delta_0 \right) - \frac{V_{q0}}{V_{t0}} \left(\frac{X'_d}{X_e - X'_d} V_r \sin \delta_0 \right) \right] \Delta \delta + \left[\frac{V_{q0}}{V_{t0}} \left(1 + \frac{X'_d}{X_e - X'_d} \right) \right] \Delta E'_q \quad (\text{I.V.10})$$

$$K_5 = \frac{\partial V_t}{\partial \delta} = \frac{V_{d0}}{V_{t0}} \frac{X_q}{X_q - X_e} V_r \sin \delta_0 + \frac{V_{q0}}{V_{t0}} \frac{X'_d}{X_e - X'_d} V_r \cos \delta_0 \quad (\text{IV.11})$$

$$K_6 = \frac{\partial V_t}{\partial E'_q} = \frac{V_{q0}}{V_{t0}} \frac{X_e}{X_e - X'_d} \quad (\text{IV.12})$$

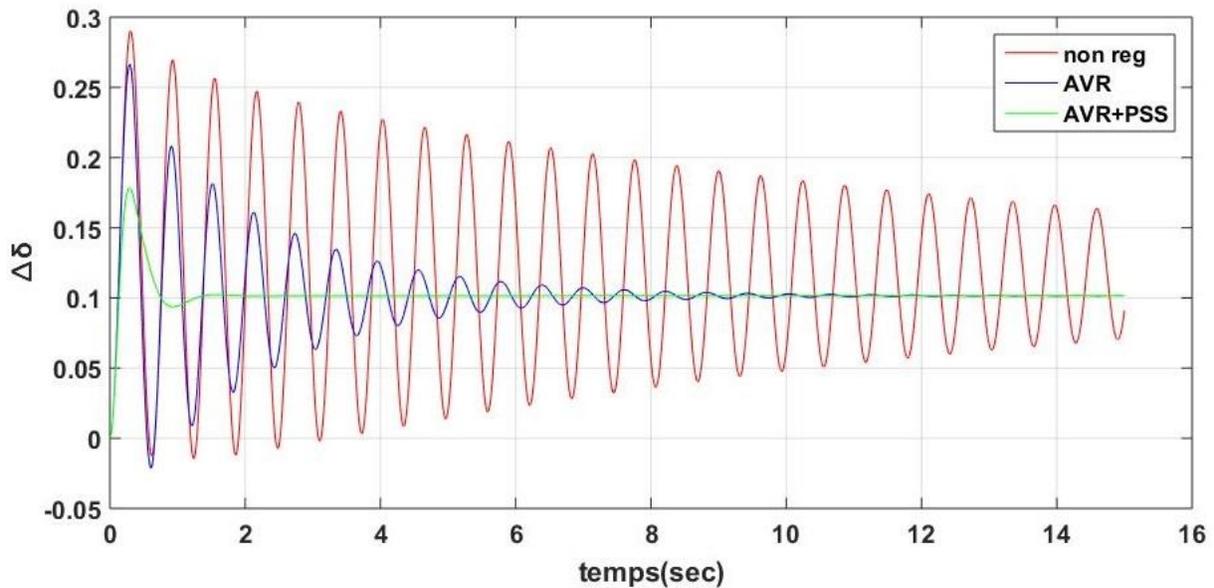
IV.3.2. Résultats de simulation de Système non régulé, régulé en tension et en puissance

La réponse du système en termes de variation de l'angle δ , pour une variation de 30% de la puissance mécanique est illustrée sur la figure IV.7. Dans ces conditions de fonctionnement, le PSS proposé a été en mesure de réagir efficacement, se comportant de la même manière qu'un système amorti (courbe

verte). Le contrôle basé sur l'AVR montre un meilleur amortissement (en bleu) que le système non régulé (en rouge).

Les Paramètres Modèle de Heffron-Philips sont comme suit

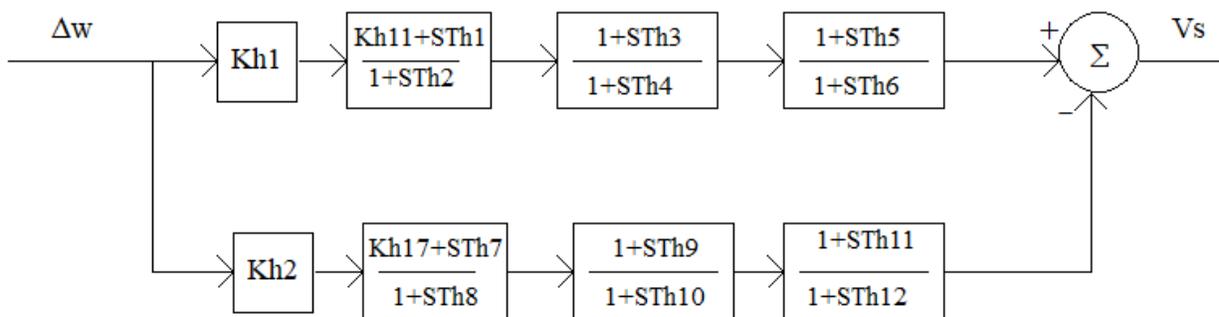
$K_1=1,96$; $K_2=0,8$; $K_3=0,35$; $K_4=0,8$; $K_5=2,7$; $K_6=3,75$;



FigureIV.7 Variation de l'angle de charge

IV.3.3. Stabilisateur de puissance à deux niveaux

Le schéma de la figureIV.7 montre la structure du PSS à deux niveaux



FigureIV.7Modèle schématique d'un PSS avance/retard à 2 niveaux

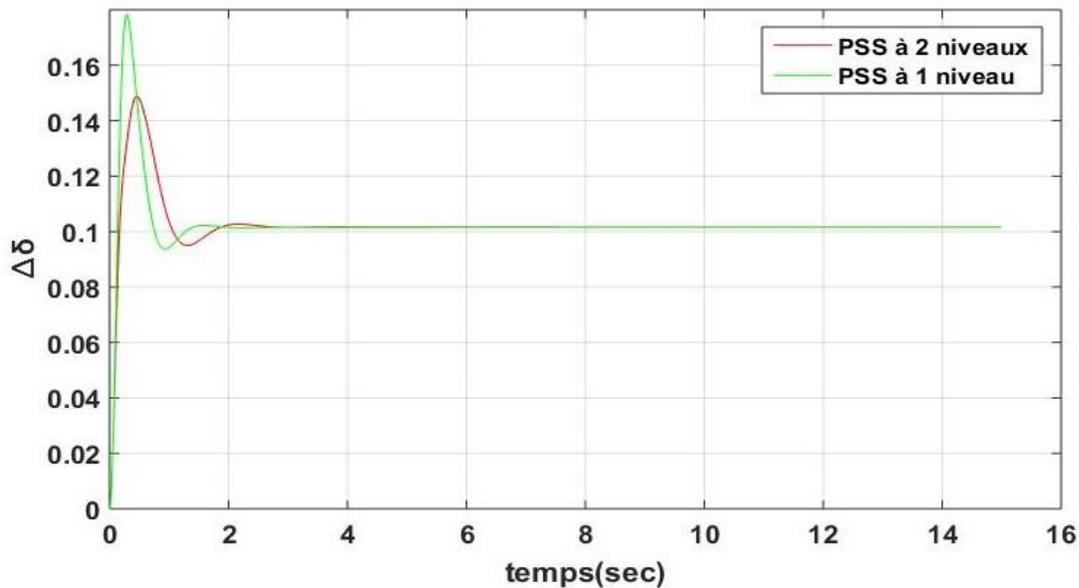
IV.3.3.1. Résultats de simulation de Système régulé en puissance avec PSS à 2niveaux

La figure IV.8 montre le résultat de la simulation du système de puissance intégrant un PSS à 2 niveaux, la comparaison est faite avec un PSS à un niveau. Nous observons que le PSS à 2 niveaux courbe en rouge atténué le dépassement contrairement à celui du PSS à 1 niveau courbe en vert.

Les paramètres du PSS a deux niveau sont comme suite

$K_{h1}=66$; $K_{h11}=1$; $T_{h1}=2$; $T_{h2}=0.012$; $T_{h3}=T_{h4}=T_{h5}=T_{h6}=1$

$K_{h2}=66$; $K_{h17}=1$; $T_{h7}=0.012$; $T_{h8}=10.14$; $T_{h9}=T_{h10}=T_{h11}=T_{h12}=1$



FigureIV.8 Variation de l'angle de charge

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté le système de régulation de tension et de régulation de puissance, établi les performances du dispositif PSS en grand et petit mouvement en l'appliquant sur un générateur connecté à un réseau à puissance infini et en comparant les résultats obtenus avec ceux de la régulation de tension simple, nous remarquons que le PSS agit plus efficacement sur l'angle de charge et la fréquence de notre réseau contrairement à la régulation de tension seul, que ça soit en petit ou grand mouvement.

V. Conclusion général

Les smart grids représentent pour l'instant des réseaux de production et de distribution de l'énergie électrique, intégrant de nouvelles technologies de l'information. Ces systèmes d'information permettent d'améliorer l'efficacité énergétique globale, en gérant tant la production d'électricité que son stockage, sa distribution, de manière efficace.

Le développement des smart grids constitue une étape nouvelle dans l'histoire des systèmes électriques. Il s'insère dans un cadre technologique et institutionnel faisant converger les nouvelles possibilités de gestion avancée et de flexibilité avec les attentes d'efficacité de marché. La technologie smart grids représente en cela des solutions inédites pour accompagner les politiques de transition énergétique entamées dans de nombreux pays, en même temps qu'elle constitue un nouveau levier pour renforcer la concurrence.

Le travail présenté dans ce mémoire concerne l'étude de la stabilité d'un système électrique par la méthode de stabilisateur de puissance. Le PSS représente un moyen efficace pour l'amortissement des oscillations de basse fréquence qui peuvent nuire au système.

Dans un premier temps nous avons présenté le fonctionnement et l'architecture du réseau électrique intelligent, ainsi que les concepts des micro-réseaux. Nous avons aussi exposé les caractéristiques et fonctionnalités des panneaux photovoltaïques.

Le deuxième chapitre présente la modélisation du système de puissance afin d'étudier la stabilité aux petits et grands mouvements puis nous avons présenté de façon générale les différents types de stabilité.

Dans le troisième chapitre nous avons énuméré les méthodes d'évaluations de la stabilité et déterminé les conditions initiales qui nous ont permis de simuler notre système sans régulation.

Nous avons présenté dans le quatrième chapitre le système de régulation de tension et de puissance, établi les performances du dispositif PSS en grand et petit mouvement en l'appliquant sur un

Conclusion générale

générateur connecté à un réseau à puissance infini et en comparant les résultats obtenus avec ceux de la régulation de tension simple et nous remarquons que le PSS agit plus efficacement sur l'angle de charge et la fréquence de notre réseaux contrairement a la régulation de tension seul, que ça soit en petit ou grand mouvement.

Bibliographie

- [1] Jonas E "Modelling and Simulation of Smart Grids" [juin 2013]
- [2] Hintere Bahnhofstrasse "Smart Grid Suisse" [2014]
- [3] Charte Smart Grid Côte d'Azur décembre [2012]
- [4] Julien Monereau "SMART GRIDS les réseaux électriques intelligents et la cyber sécurité" - [2011]
- [5] Houti-Aberkane- "Smartgrid" -Tlemcen-[2012]
- [6] Nourredine-Hadjsaïd_JeanClaude-Sabonnadier_"reseaux-electriques Smart grids" [décembre 2015]
- [7] <https://www.energuide.be/fr/questions-reponses/cest-quoi-un-reseau-electrique-intelligent/1581/.html> [consulté le 15/04/2019]
- [8] REALISATION D'UN COMPTEUR INTELLIGENT
- [9] Robin Roche' 'Qu'est-ce qu'un micro-réseau électrique' 'Février [2018]
- [10] <https://www.france-science.org/Les-micro-reseaux-grandissent.html> consulté le [14/04/2019]
- [11] OUABDELKADER Katia, MERSEL Houria "Modélisation et contrôle d'un système photovoltaïque connecté au réseau" [2015]
- [12] Saad Motahhir, Abdelaziz El Ghzizal, Aziz Derouich<<Modélisation et commande d'un panneau photovoltaïque dans l'environnement PSIM>>[2018]
- [13] Ouada Mehdi, Tarfaya Anis, Dr M.S. Meridjet, Dr Dib Djalel<< Etude et Caractérisation sous Matlab/Simulink d'un Générateur Photovoltaïque>> [15, 16 et 17 Octobre 2012]
- [14] M. MOUDJAHED « Conduite de réseaux électriques 2 », Cours polycopié, Master 2, Option Réseaux Electriques et Haute Tension Université Ibn Khaldoun-Tiaret, 2015/2016

Bibliographie

- [15] OLOULADE Arouna
- [16] P.M. Anderson and A.A. Fouad, Power system control and stability, IEEE Press, New York,
- [17] CIGRE Task Force 38.02.17,
- [18] H. ALKHATIB « Etude de la stabilité aux petites perturbations dans de grands réseaux électriques » Thèse de Doctorat de l'Université Paul-Cézanne d'Aix Marseille, 2008.
- Advanced Angle Stability Controls,
A Technical Brochure for International Conference on Large High Voltage Electric Systems (CIGRE), December 1999.
- [19] ESKANDAR GHOLIPOUR SHAHRAKI « Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques » Thèse de Doctorat de l'Université Henri Poincaré, Nancy-I
Octobre 2003
- [20] M. MOUDJAHED, « stabilité de réseaux électriques », Cours polycopié, Master 2, Option Réseaux Electriques, Université Ibn Khaldoun-Tiaret, 2018/2019
- [21] BOUNOUIRA ADLANE"ETUDE DE LA STABILITE TRANSITOIRE DES RESEAUX ELECTRIQUES [2014]
- [22] Azouzi Khaled et Allahoui Mohamed <<l'étude de l'effet de stabilisateur de puissance sur la stabilité Dun système mono-machine>>[1997]
- [23] M. MOUDJAHED, « stabilité de réseaux électriques », Cours polycopié, Master 2, Option Réseaux Electriques, Université Ibn Khaldoun-Tiaret, 2018/2019
- [24] Matta" Vers une gestion décentralisée", thèse de doctorat, université libanaise,2014
- [25] Ziyad BOUCHAM Stabilisateurs Synergétiques des Systèmes de Puissance 12Dec2013