REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE YAHIA FARES DE MEDEA



Faculté de **T**echnologie

Mémoire de fin d'études de Master

Filière : Génie Electrique
Spécialité : Réseaux Electriques

THEME

Analyse et Amélioration de la Stabilité Transitoire du Réseau Electrique en Présence de Plusieurs Types d'Energies Renouvelables

---

Présenté par :

Berdia Salem

Sadaoui Adel

Proposé et Dirigé par :

Dr : Tami Youcef

MLL : Aissat Nadjia

Promotion 2019/2020

Remerciement

Avant tout, Je remercie الله le Tout-puissant de m'avoir donné la santé, le courage, la volonté et la patience qu'il m'a donnée durant ces longues années d'études afin que je puisse arriver à ce stade, et de me mener à terme ce présent travail dans des meilleures conditions.

On premier lieu, Je tiens à remercier mon encadreur **Dr. TAMI YOUCEF** et **MELLE . AISSAT NADJIA**. Je lui exprime toute ma profonde gratitude pour son expérience, son soutien inconditionnel et ses qualités humaines, son encadrement et ses précieux conseils durant toute cette période qui m'a offert la possibilité de réaliser ce travail, et qui m'a permis d'élargir mon spectre de connaissances scientifiques.

Mes vifs remerciements vont également aux membres du jury pour leurs participations et leurs évaluations de mon travail.

J'adresse aussi mes remerciements à l'ensemble d'enseignants du département d'électrotechniques, et particulièrement ceux qui ont participé à ma formation.

Finalement, je remercie l'ensemble de mes amis et collègues d'études pour leurs soutiens et encouragements tout au long de mon cursus.

Merci à tous et à toute

Dédicace

C'est avec une grande joie et un immense plaisir que je dédie ce modeste travail qui est le fruit de plusieurs années d'étude aux êtres les plus chères :

Mes très chers parents et leurs amours ; soutiens et énormes sacrifices ; que dieu les protèges.

Mes frères et Mes sœurs qui mon soutienne durant toute la période de mes études.

A toute ma famille, qui porte le nom SAADAOUI *et* SAADOUDI *de plus grand au plus petit*

Mes chères amies et tous mes autres collègues d'études de loin et de prés.

A tous ceux qui me sont chers.

ADEL SADAOUI

Dédicace

Je dédie ce travail à ma chère mère, à mon très cher père, qui m'ont soutenus et encouragé durant toute ma vie et nulle chose ne récompensera leurs sacrifices.

Que dieu les garde pour nous.

Merci du fond du cœur

À mes frères

À mes sœurs

Tous mes ami(e)s et toute la promotion 2019/2020, Électrotechnique.

À mon binôme

À ceux qui m'ont soutenu pendant toute la durée de mes études

Finalement ; Je remercie Dr : Tami Youcef et Melle : Aissat nadjia

Berdia salem

Abréviations

AVR : Automatic Voltage Regulator

PSS : Power System Stabilizer

PSAT : Power System Analysis Toolbox.

SEE : Systèmes ElectroEnergétiques

IEEE : Institute of Electric al and Electronics Engineers

FACTS: Flexible Alternating Current Transmission Systems

TCID : Temps Critique d'Isolement de Défaut

SIME : SIngle Machine Equivalent

SVC : Static VAR Compensator

TCSC : Thyristor Controlled Series Capacitor

SSSC : Static Synchronous Series Compensator

PF : Power Factor

PV : PhotoVoltaïque

WT : Source éolienne

JB /BUS : Jeu de Barre

Symboles

δ : angle de rotor.

Xs : réactance

E : force électromotrice constante

Q : la puissance réactive

S : la puissance apparente

V : la tension

Δ : le couple

$\boldsymbol{Vg}$ **:** tension idéal

$\boldsymbol{Xg}$ **:** réactance

$\boldsymbol{XE}$ **:** la réactance de transfert

$\boldsymbol{J}$ **:** Moment d'étertie total de la machine synchrone.

$\boldsymbol{\theta}$: angle mécanique du rotor (rad).

$\boldsymbol{Cm}$ **:** couple mécanique de la turbine ou la charge ($N.m$).

$\boldsymbol{Ce}$ **:** Couple électrique du rotor ($N.m$).

$\boldsymbol{Pm}$ **:** la puissance mécanique exercée par le rotor (W).

$\boldsymbol{Pe}$ **:** la puissance électrique exercée par le rotor (W).

$\boldsymbol{P}$**:** Puissance de l'accélération (PU) ;

$\boldsymbol{P}$**:** Puissance mécanique (PU) ;

H : Constante d'inertie (rad)

$\boldsymbol{\omega_{\circ}}$ **:** Pulsation de référence.

$\boldsymbol{\Delta\omega i}$ **:** Déviation de la vitesse angulaire du rotor d'i ème machine (pu).

ω : vitesse de synchronisme (rad/s).

Tr : Temps de réponse

Tm : Temps de montée

D : Dépassement

Vt: Tension mesurée à la sortie de la machine synchrone.

Vs: Tension du nœud infini.

Efd: Tension d'excitation de la machine synchrone.

Efd_max: Limite supérieure de la sortie de l'AVR.

Efd_min: Limite inférieure de la sortie de l'AVR.

Vréf: Tension de référence.

Ta: Constante de temps de l'AVR.

Ka: Gain de l'AVR.

Δω : la variation de la vitesse de rotor,

ΔPe : la variation de puissance produite du générateur

Δ*f* : fréquence du jeu de barre

***ΔVer* :** l'entrée du système d'excitation

ΔTe : le couple électrique du générateur

GEP(s) : fonction de transfert l'entrée du système d'excitation et le couple électrique du générateur

Kpss : la valeur de l'amortissement introduit par le PSS

DC : la composante continue de la vitesse

Tω : La constante de temps du filtre washout

Liste des figures

Chapitre I

Figure I.1 : Classification des différents types de stabilité 2
Figure I.2 : Réseau électrique à deux nœuds 5
Figure I.3 : Cas 1 : Instabilité de première oscillation 9
Figure I.4 : Cas 2 : Instabilité de plusieurs oscillations 10
Figure I.5 : générateur synchrone connecté à un jeu de barres infini. 10
Figure I.6 : graphe de la puissance électrique P= ∫ (δ). 13
Figure I.7 : Variation temporelle d'angle rétorque. 13
Figure I.8 : Influence de la puissance Active sur la marge de la stabilité 18

Chapitre II

Figure II.1 : Régulation d'alternateur. 22
Figure II.2.a : Régulateur automatique de tension. 24
Figure II.2.b :Régleur de facteur de puissance. 24
Figure II.3: Diagramme de bloc d'un AVR. 25
Figure II.4 : Modèle du PSS conventionnel. 28

Chapitre III

Figure III.1 : la première fenêtre du PSAT 32
Figure III.2 : la fenêtre principale du PSAT. 33
Figure III.3 : la bibliothèque du PSAT. 33
Figure III.4 : bloc de défaut 34
Figure III.5 : bloc d'AVR et PSS 34
Figure III.6 : paramètre de fenêtre principale 35

Figure III.7 : Modèle d'IEEE 9 Jeux de barres 36
Figure III.8.a : Vitesses angulaires 38
Figure III.8.b : La tension 38
Figure III.8.c : La puissance active 38
Figure III.8.d : La puissance réactive 38
Figure III.9 : Application d'un défaut au niveau de JB 4. 39
Figure III.10.a : Vitesses angulaires 39
Figure III.10.b : La tension 39
Figure III.10.c : La puissance active 40
Figure III.10.d : La puissance réactive 40
Figure III.11.a : Vitesses angulaires 40
Figure III.11.b : La tension 40
Figure III.11.c : La puissance active 41
Figure III.11.d : La puissance réactive 41
Figure III.12 Application d'un défaut au niveau de JB 4 avec AVR au JB 2. Les résultats obtenus sont présentés sur les figures ci-dessous : 42
Figure III.13.a : Vitesses angulaires 43
Figure III.13.b : La tension 43
Figure III.13.c : La puissance active 43
Figure III.13.d : La puissance réactive 43
Figure III.14 Application d'un défaut au niveau de JB 4 avec AVR au JB 3. 44
Figure III.15.a : Vitesses angulaires 44
Figure III.15.b : La tension 44
Figure III.15.c : La puissance active 45
Figure III.15.d : La puissance réactive 45
Figure III.16 Application d'un défaut au niveau de JB 4 avec AVR au JB 1. 45
Figure III.17.a : Vitesses angulaires 46
Figure III.17.b : La tension 46
Figure III.17.c : La puissance active 46
Figure III.17.d : La puissance réactive 46
Figure III.18 Application d'un défaut au niveau de JB 4 avec AVR au JB 1et 2. 47
Figure III.19.a : Vitesses angulaires 48
Figure III.19.b : La tension 48
Figure III.19.c : La puissance active 48

Figure III.19.d : La puissance réactive 48
Figure III.20 Application d'un défaut au niveau de JB 4 avec AVR au JB 2et 3. 49
Figure III.21.a : Vitesses angulaires 49
Figure III.21.b : La tension 49
Figure III.21.c : La puissance active 50
Figure III.21.d : La puissance réactive 50
Figure III.22 Application d'un défaut au niveau de JB 4 avec AVR au JB 3et 1. 50
Figure III.23.a : Vitesses angulaires 51
Figure III.23.b : La tension 51
Figure III.23.c : La puissance active 51
Figure III.23.d : La puissance réactive 51
Figure III.24 Application d'un défaut au niveau de JB 4 avec 3 AVR. 52
Figure III.25.a : Vitesses angulaires 52
Figure III.25.b : La tension 52
Figure III.25.c : La puissance active 53
Figure III.25.d : La puissance réactive 53
Figure III.26 intégration d'un seul PSS au niveau de JB1. 53
Figure III.27.a : Vitesses angulaires 54
Figure III.27.b : La tension 54
Figure III.27.c : La puissance active 54
Figure III.27.d : La puissance réactive 54
Figure III.28 intégration d'un seul PSS au niveau de JB2. 55
Figure III.29.a : Vitesses angulaires 55
Figure III.29.b : La tension 55
Figure III.29.c : La puissance active 56
Figure III.29.d : La puissance réactive 56
Figure III.30 intégration d'un seul PSS au niveau de JB3. 56
Figure III.31.a : Vitesses angulaires 57
Figure III.31.b : La tension 57
Figure III.29.c : La puissance active 57
Figure III.29.d : La puissance réactive 57
Figure III.32 Intégration de PSS au niveau de JB 1 et JB 2 58
Figure III.33.a : Vitesses angulaires 59
Figure III.33.b : La tension 59

Figure III.33.c : La puissance active 59
Figure III.33.d : La puissance réactive 59
Figure III.34 Intégration de PSS au niveau de JB 1 et JB 3 60
Figure III.35.a : Vitesses angulaires 60
Figure III.35.b : La tension 60
Figure III.35.c : La puissance active 61
Figure III.35.d : La puissance réactive 61
Figure III.36 Intégration de PSS au niveau de JB 2 et JB 3 61
Figure III.37.a : Vitesses angulaires 62
Figure III.37.b : La tension 62
Figure III.37.c : La puissance active 62
Figure III.37.d : La puissance réactive 62
Figure III.38 Intégration de PSS au niveau de JB 1 et 2 et3. 63
Figure III.39.a : Vitesses angulaires 63
Figure III.39.b : La tension 63
Figure III.39.c : La puissance active 64
Figure III.39.d : La puissance réactive 64

Chapitre IV

Figure IV.1 : La source WT connectée au jeu de barre N°5. 66
Figure IV.2.a : vitesse angulaire 67
Figure IV.2.b : les tensions aux JB 67
Figure IV.2.c : puissance active 67
Figure IV.2.d : puissance réactive 67
Figure IV.3 : histogramme TCID pour différents emplacements des éoliennes 68
Figure IV.4.a : vitesse angulaire 68
Figure IV.4.b : la tension aux JB 68
Figure IV.4.c : puissance active 69
Figure IV.4.d : puissance réactive 69
Figure IV.5.a : vitesse angulaire 69
Figure IV.5.b : la tension aux JB 69

Figure IV.5.c : puissance active 69
Figure IV.5.d : puissance réactive 69
Figure IV.6.a : vitesse angulaire 70
Figure IV.6.b : la tension aux JB 70
Figure IV.6.c : puissance active 70
Figure IV.6.d : puissance réactive 70
Figure IV.7 : La source PV connectée au jeu de barre N°5Les résultats obtenus sont présentés sur les figures ci-dessous 71
Figure IV.8.a : Vitesse angulaire 71
Figure IV.8.b : la tension aux JB 71
Figure IV.8.c : puissance active 72
Figure IV.8.d : puissance réactive 72
Figure IV.9: histogramme TCID pour différents emplacements des PV 72
Figure IV.10.a : Vitesse angulaire 73
Figure IV.10.b : la tension aux JB 73
Figure IV.10.c : puissance active. 73
Figure IV.10.d : puissance réactive. 73
Figure IV.11.a : Vitesse angulaire 74
Figure IV.11.b : la tension aux JB 74
Figure IV.11.c : puissance active 74
Figure IV.11.d : puissance réactive 74
Figure IV.12.a : Vitesse angulaire 74
Figure IV.12.b : la tension aux JB 74
Figure IV.12.c : puissance active 75
Figure IV.12.d : puissance réactive 75
Figure IV.13: histogramme TCID pour différents quantités de puissances. 75
Figure IV.14 : La source PV connecter au JB N°5 et la source WT connecter au JB N°6. 76
Figure IV.15.a : Vitesse angulaire. 77
Figure IV.15.b : la tension aux JB. 77
Figure IV.15.c : puissance active. 77
Figure IV.15.d : puissance réactive. 77
Figure IV.16.a : Vitesse angulaire 78
Figure IV.16.b : la tension aux JB 78
Figure IV.16.c : puissance active 78

Figure IV.16.d : puissance réactive. 78
Figure IV.17.a : Vitesse angulaire 79
Figure IV.17.b : la tension aux JB 79
Figure IV.17.c : puissance active 79
Figure IV.17.d : puissance réactive. 79
Figure IV.18: histogramme TCID pour différentes quantités de puissances. 80
Figure IV.19 : La source PV et WT avec augmentation la charge. 81
Figure IV.20.a : Vitesse angulaire 81
Figure IV.20.b : la tension aux JB 81
Figure IV.20.c : puissance active 82
Figure IV.20.d : puissance réactive 82
Figure IV.21.a : Vitesse angulaire 82
Figure IV.21.b : la tension aux JB 82
Figure IV.21.c : puissance active. 83
Figure IV.21.d : puissance réactive. 83
Figure IV.22.a : Vitesse angulaire 83
Figure IV.22.b : la tension aux JB 83
Figure IV.22.c : puissance active 84
Figure IV.22.d : puissance réactive 84
Figure IV.23 : histogramme TCID pour différentes quantités de puissances. 85

Liste des tableaux

Chapitre II

Tableau II.1 Choix du type de PSS : 27

Chapitre III

Tableau III.1 : Paramètres du réseau test utilisé. 36

Chapitre IV

Tableau IV.1 : temps critique pour différents emplacements des éoliennes(WT) 67
Tableau IV.2 : temps critique pour différents emplacements des photovoltaïques 72
Tableau IV.3 : TCID pour différentes quantités de puissances. 75
Tableau IV.4 : TCID pour différentes quantités de puissances. 80
Tableau IV.5 : TCID pour différentes quantités de puissances. 84

Table des Matières

Liste des figures.

Liste des tableaux.

Liste des abréviations.

Introduction Générale

Chapitre I : La stabilité des réseaux électriques

I.1 : Introduction 1

I.2 : Définition de la stabilité des systèmes 1

I.3 : Classification de la stabilité 2

I.3.1 : Stabilité de tension 3

I.3.1.1 : Causes d'instabilité de tension 4

I.3.2 : Stabilité de fréquence 7

I.3.3 : Stabilité angulaire 7

I.3.3.1 : Stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique) 8

I.3.3.2 : Stabilité angulaire aux grandes perturbations (Stabilité transitoire) 8

I.4 : Détermination de temps critique d'isolement de défaut (TCID) 13

I.5 : Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire 14

I.5.1 : Méthodes d'intégration numériques 15

I.5.1.1 : Avantage des méthodes d'intégration numériques 15

I.5.1.2 : Inconvénients des méthodes d'intégration numériques 16

I.5.2 : Méthodes directes 16

I.5.2.1 : Avantage des méthodes directes 16

I.5.2.2 : Inconvénients des méthodes directes 16

I.5.3 : Méthodes hybrides 16

I.6 : Méthodes d'amélioration de la stabilité transitoire 17

I.6.1 : Augmentation de la constante d'inertie des générateurs 17

I.6.2 : Augmentation de la puissance active 17

I.6.3 : Installation des protections et des appareils de coupure rapides 18

I.6.4 : Implantation des valves rapides des turbines à gaz 18

I.6.5 : Installation des résistances d'amortissement 18

I.6.6 : Utilisation des PSS 19

I.7 : Conclusion 19

Chapitre II : Techniques d'Amélioration de la Stabilité

II.1. Introduction 20
II.2. Amélioration de la stabilité par les moyens modernes 20
II.2.1. les systèmes FACTS 21
II.2.2. Stabilisateur de système de puissance (Power System Stabilizer (PSS)) 21
II.2.2.1.Rôle du générateur 21
II.2.2.2.Description des régulations 22
II.2.2.3.Réglage de la fréquence 22
II.2.2.4.Réglage de la tension 23
II.2.2.4.1.Le Régulateur de tension AVR 24
II.2.2.4.2. Le PSS (Power System Stabilizer) 26
a)Les différentes configurations de PSS 26
b)Modèle du PSS 27
c)Réglage des paramètres de PSS 29
d)Emplacement optimal des PSS 29
II.3. Conclusion 30

Chapitre III : Résultats et discussions

III.1 Introduction 31
III.2 L'environnement de simulation 31
III.3 Outils de simulation 31
III.3.1 Qu'est-ce qu'est le PSAT 32
III.3.2 Mode d'emploi 34
III.4 Problématique 35
III.5 Réseau standard (modèle d'IEEE 9 jeux de barres) 36
III.5.1 caractéristiques du modèle étudié 36
III.5.2 Méthode d'analyse 37
III.6 Résultats de simulation et interprétation 37
III.6.1 L'état initial (cas N°1) 37
III.6.2 Influence du défaut sur la stabilité de réseau (cas N°2) 38
III.6.2.1 Analyse des résultats de simulations du (cas N°2) ..... ….41
III.6.3 Placement d'un seul AVR (cas N°3) 42
III.6.4 Avec 2 AVR et meilleur temps de défauts (cas N°4) 47

III.6.5 Avec 3 AVR et meilleur temps de défauts (cas N°5) 52
III.6.6 Intégration d'un seul PSS (cas N°6) 53
II.6.7 Intégration de 2 PSS (cas N°7) 58
III.6.8 Intégration de 3 PSS (cas N°8) 63
III.7 Conclusion 64

Chapitre VI : intégration des sources renouvelables

IV.1 Introduction 65
IV.2 Méthode d'analyse 65
IV.3 Résultats de simulation et interprétation 66
IV.3.1 influence du lieu de la source éolienne 66
IV.3.1.1 Taux d'intégration de l'éolienne dans le système 10%, 20%, 30% 68
IV.3.2 influence du lieu de la source photovoltaïque 70
IV.3.2.1 Taux d'intégration de photovoltaïque dans le système 10%, 20%, 30% 73
IV.3.3 Influence de l'hybridation (PV et WT) sur le réseau 76
IV.3.3.1 Taux d'intégration de PV et WT dans le système 10%, 20%, 30% 77
IV.3.3.2 Taux d'intégration de PV et WT avec défauts et augmentation de la charge dans le système : (figure IV.19) 81
IV.4 conclusion : 85

Conclusion Générale

ملخص

إن استخدام شبكة كهربائية قريبا من حدودها يمكن ان يسبب عدم استقرارها في حالة حدوث اضطراب يمكن تحقيق استقرار النظام عن طريق زيادة الاستطاعة النشطة من خلال اضافة مصادر الطاقة المتجددة وكذلك تور بينات الرياح، الخلايا الكهروضوئية وايضا عن طريق ادخال المثبتات في نظام لإثارة عبر منظم الجهد، تم إجراء دراسة على نموذج شبكة أكد تأثير الطرق المستخدمة على استقرار الشبكة.

كلمات مفتاحية: شبكات كهربائية، الطاقات المتجددة، المثبتات، استقرار الشبكة.

Résumé

L'utilisation d'un réseau électrique au plus près de ses limites peut entrainer son instabilité en cas de perturbation. La stabilité du système peut être obtenue par l'augmentation de la puissance active en ajoutant des sources des énergies renouvelables ainsi que les éoliennes et photovoltaïque, aussi par l'insertion des stabilisateurs dans le système d'excitation via le régulateur de tension. Une étude a été faite sur un modèle de réseau qui a confirmée l'impact des méthodes utilisées sur la stabilité des réseaux.

Mots clés : Réseaux électriques, énergies renouvelables, stabilisateurs, stabilité des réseaux.

Abstract

The use of an electrical network as close as possible to its limits can cause its instability in case of disturbance. The stability of the system can be achieved by increasing the active power by adding renewable energy sources as well as wind turbines and also by inserting the stabilizers into the excitation system via the voltage regulator. A study was done on a network model that confirmed the impact of the methods used on network stability.

Key words: electrical network, renewable energy, stabilizers, network stability.

INTRODUCTION GÉNÉRALE

INTRODUCTION GÉNÉRALE

La découverte de l'énergie électrique a bien changé le monde. Cependant notre vie sans électricité sera difficilement envisageable, elle occupe une place prépondérante dans l'industrie et l'usage domestique. Cette énergie ne se trouve pas dans la nature sous forme exploitable, il est donc nécessaire de la produire à partir de la conversion d'autres formes d'énergies telles que l'énergie solaire, nucléaire, éolienne …etc.

La fonction principale d'un réseau électrique est la liaison des différents centres de consommation aux centrales de production tout en satisfaisant la demande en énergie électrique et en assurant la continuité de la fourniture d'énergie dans les limites de puissance demandée, le maintien de la tension et de la fréquence dans les normes contractuelles.

Les systèmes d'énergie électrique sont souvent soumis à des interférences qui peuvent causer des pannes sévères sur leurs composants, notamment des générateurs, des lignes de transmission ou des courts-circuits. L'apparition des défauts dans un réseau d'énergie électrique nécessite une étude de la stabilité de réseau électrique. L'étude de la stabilité consiste à évaluer la capacité du système à supporter des éventuelles perturbations et de proposer par la suite les moyens adéquats permettant d'améliorer cette capacité.

L'étude de la stabilité reste un compte rendu de base et d'une grande importance dans la conception et le fonctionnement du système de transmission. Grâce à cette étude, nous pouvons faire un jugement sur la capacité du réseau à résister les incidents majeurs qui peuvent survenir à tout moment. Les perturbations qui surviennent dans un système électrique provoquent l'apparition d'une différence entre la puissance mécanique (production) et la puissance électrique (consommation). Ce déséquilibre de puissance provoque une variation des couples agissant sur le rotor du générateur des groupes de productions. Ce qui induit une accélération ou une décélération du rotor, entraîne une perte de synchronisme du générateur avec le reste du système. [1,2]

La complexité des réseaux d'interconnections et leur soumission à plusieurs contraintes économiques, écologiques et techniques ont amené les fournisseurs d'énergie électrique à faire fonctionner les réseaux à pleine capacité pour avoir un équilibre entre l'augmentation de

la consommation et la production, et ce dans des conditions de plus en plus proche des limites de stabilité. [3]

Dans ces conditions sévères et limites d'opération, l'occurrence de n'importe quelle contingences ou perturbations telles que les courts-circuits, les variations brusques des charges, les pertes dans lignes et les pertes d'ouvrage (lignes, générateurs, transformateurs, etc.) peuvent mener à une situation critique commençant par des oscillations électromécaniques souvent mal amorties suivies de la perte de synchronisme et d'instabilité de système. Ces oscillations électromécaniques de faibles fréquences sont associées à l'angle de rotor des machines synchrones fonctionnant dans un système les reliant ensemble par des lignes de transmission longues avec d'autres groupes des machines. Celles-ci limitent la capacité de transfert des systèmes de puissance et continuent à se développer entraînant la perte de synchronisme et la séparation du système si aucune réponse adéquate n'est rapidement prise. [4]

L'importance de la stabilité transitoire d'un système de puissance exige aux centrales de production de l'électricité d'intégré des outilles de surveillance et de régulation au niveau de l'alternateur pour surmonter le problème des oscillations électromécaniques et améliorer l'amortissement du système, des signaux supplémentaires stabilisateurs sont ajoutés dans le système d'excitation via le régulateur de tension (*AVR*).

Le Régulateur Automatique de Tension (*AVR*) et le Régulateur de Vitesse ou Gouverneur sont caractérisées par un échange faiblement amorti de puissance électrique entre deux ou plusieurs zones du réseau.

L'AVR et le Gouverneur ne peuvent donc pas garantir à eux seuls le bon fonctionnement des réseaux électriques sans l'aide d'un stabilisateur. Ce dernier communément appelé Stabilisateur de Réseaux Électriques (*PSS*) ajoute un amortissement supplémentaire à travers l'excitation du générateur à partir de l'erreur de vitesse ou de la variation de la puissance électrique. Il ajoute donc une boucle indépendante supplémentaire. [5]

Cette nouvelle structure a une meilleure performance et amortit relativement bien les oscillations locales et inter zones. Cependant. Le *PSS* et l'AVR agissent simultanément, de façon indépendante et non coordonnée sur l'excitation du générateur. Un compromis est donc effectué afin d'assurer le bon fonctionnement de l'ensemble.

L’ajout d’un stabilisateur de puissance (Power System Stabilizer PSS), le moyen le plus efficace et le plus couramment utilisé pour amortir les oscillations électromécaniques et assurer la stabilité de système, a suscité une attention permanente de la communauté scientifique, fournisseurs et chercheurs, concernée par l’énergie électrique.

Cependant, l'intégration de la production à partir des énergies renouvelables dans les systèmes électriques présente plusieurs défis et difficultés qui doivent être résolus. Ces problèmes comprennent la stabilité, la fiabilité, la qualité de l'alimentation, le contrôle de la fréquence et la protection du système.

Ce mémoire traitera le problème de la stabilité des groupes de productions associé à un système de régulation moderne AVR+PSS durant certains modes de fonctionnements spéciaux d’une part, et d’autre part nous allons analyser l’impact de l’intégration de énergies renouvelables (photovoltaïques et éoliennes) sur la stabilité transitoire du réseau électrique ou nous chercherons le taux de pénétration maximal de cette énergie dans le réseau sans que ce dernier perde sa stabilité.

Cette étude est élaborée sous le logiciel PSAT (Power System Analysis Toolbox), suite à sa riche bibliothèque contenant les éolienne et les PV’s. Pour ce faire ce mémoire est structuré comme suit :

- Le premier chapitre a été consacré pour l’évaluation et l’étude de la stabilité des réseaux électriques.
- Ensuite dans le deuxième chapitre nous allons présenter les techniques d’amélioration de la stabilité par des moyens modernes (AVR+PSS), en expliquant leurs principes de fonctionnement,
- Dans le troisième et quatrième chapitre, nous étudions le comportement des réseaux électriques face au défaut symétrique (court–circuit triphasé), avec et sans intégrations des dispositifs AVR, PSS et des énergies renouvelable (PV et éoliennes) seul et hybride, lors des régimes perturbés et l’intérêt de leurs utilisation.

Les simulations numériques, les résultats de calculs ainsi que les représentations graphiques ont été obtenus par le logiciel PSAT (Power System Analysis Toolbox).

Chapitre I

Stabilité des réseaux électriques

I.1 : Introduction

Malgré l'évolution rapide des dispositifs de régulation et de production, les systèmes électro énergétiques (SEE) sont souvent soumis à des perturbations qui peuvent engendrer des dégâts graves. La fiabilité d'un SEE est définie par ses limites de sécurité d'exploitation ainsi que son comportement vis- à-vis des défauts tels qu'un coup de foudre, un court-circuit, un faux couplage, un changement brusque de la charge, une rupture des circuits d'excitation, un déclenchement des lignes, une perte des unités de production, etc. Toutes ces perturbations conduisent à des contraintes supplémentaires par rapport à celles du régime permanent (contraintes d'ordre mécaniques, thermiques, électriques). En pratique, pour faire face aux incidents graves et limiter leurs conséquences, il est nécessaire d'adopter des mesures curatives et installer des automates spécifiques, qui constituent le plan de défense du système électrique, en limitant la propagation de ces incidents et en facilitant la reconnexion rapide des consommateurs des zones hors tension [6].

Dans ce chapitre, nous allons présenter les différents types de la stabilité. En donnant leurs définitions, ainsi que la détermination du temps critique d'isolement de défaut.

I.2 : Définition de la stabilité des systèmes

Pendant des années, des recherches diverses et complexes étaient effectuées pour comprendre les problèmes de stabilité des systèmes de puissance. Ainsi de nombreuses définitions de la stabilité de systèmes de puissance étaient proposées en insistant sur les divers aspects qui reflètent la manifestation de l'état stable de système. La définition la plus récente, que nous adopterons, est le résultat d'un groupe de travail IEEE [6] :

La stabilité d'un système de puissance est la capacité d'un système d'énergie électrique, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, de retrouver le même état ou un autre état d'équilibre proche après avoir subi une perturbation physique, en gardant la plupart des variables de système dans leurs limites, de sorte que le système entier reste pratiquement intact.

On dit qu'un système d'énergie électrique est stable si à la suite d'une perturbation, il peut passer d'un état ou régime stationnaire à un autre régime stationnaire en passant par le régime transitoire sans la perte du synchronisme. Suivant la nature et l'amplitude de la perturbation.

I.3 : Classification de la stabilité

La stabilité peut être étudiée en considérant la topologie du réseau sous différents angles. L'état de fonctionnement d'un réseau électrique est décrit selon des grandeurs physiques, telles que l'amplitude et l'angle de phase de la tension à chaque bus, et la puissance active/réactive circulant dans chaque ligne et la vitesse de rotation de la génératrice synchrone. Si elles ne sont pas constantes, le réseau électrique est considéré comme étant en perturbations.

La stabilité peut être classifiée selon la nature de la perturbation : stabilité de l'angle du rotor, stabilité de la tension et stabilité de la fréquence. La stabilité peut être classifiée en petite et grande amplitude de perturbation en fonction d'origine et de l'ampleur du défaut. Par rapport au temps d'évaluation, la stabilité peut être à court ou à long durée, tel qu'il est décrit dans la (**Figure I.1**) [7].

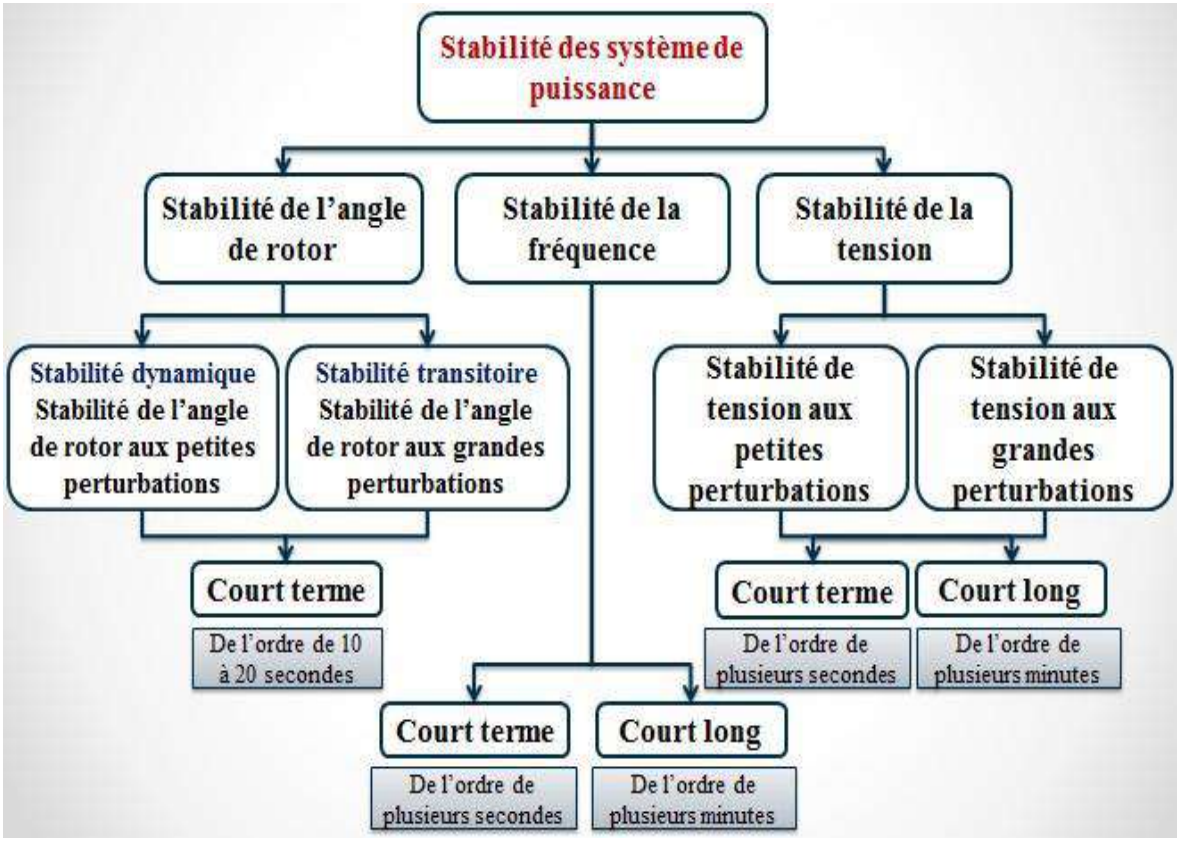


***Figure I.1** : Classification des différents types de stabilité*

I.3.1 : Stabilité de tension

La stabilité de tension est la capacité d'un réseau électrique de maintenir la tension de fonctionnement normal dans les limites admissibles à tous les jeux de barres, dans des conditions du fonctionnement normales ou suite à une perturbation.

L'instabilité de tension résulte de l'incapacité du système production-transport à fournir la puissance demandée par la charge. Elle se manifeste généralement sous forme d'une décroissance monotone de la tension. Il est important de noter que l'instabilité de tension ne se produit pas toujours toute seule.

Souvent, l'instabilité de tension et l'instabilité de l'angle de rotor se produisent ensemble, l'une pouvant entraîner l'autre, Selon l'amplitude de la perturbation, on distingue la stabilité de tension de petites perturbations et celle de grandes perturbations.

a) *Stabilité de tension vis-à-vis des petites perturbations*

La stabilité de tension de petites perturbations concerne la capacité du réseau électrique à maintenir la tension dans les limites permises en présence de perturbations telles que : une variation faible de la charge, de la production, ...etc.

b) *Stabilité de tension vis-à-vis des grandes perturbations*

Elle est définie comme étant la capacité du réseau électrique à maintenir les tensions des nœuds dans les limites de fonctionnement permises en présence des grandes perturbations à savoir la perte d'équipement de transport ou de production, le court-circuit, ...etc.
L'instabilité de tension englobe plusieurs phénomènes qui se produisent simultanément. Pour cela il existe plusieurs définitions de la stabilité de tension dans la littérature.

Définitions CIGRE

- Un réseau électrique, à un état de fonctionnement donné, est stable du point de vue stabilité de tension aux petites perturbations, si les tensions près des charges sont identiques ou près de la valeur initiale (pré-perturbation) suite à une faible perturbation.
- Un réseau électrique à un état de fonctionnement donné et sujet à une perturbation, est de tension stable, si la tension près des charges est identique ou près de la valeur initiale de fonctionnement (pré-perturbation).

- Un réseau électrique subit un effondrement de tension si les tensions de post-perturbation sont au-dessus des limites acceptables [8].

Définition IEEE

- La stabilité de tension est la capacité du réseau à maintenir la tension dans les limites permises de sorte que, lorsque l'admittance de charge augmente, la puissance demandée par la charge augmente, dans ce cas la puissance et la tension doivent êtres contrôlables.
- L'effondrement de tension est le processus par lequel l'instabilité de tension conduit à une tension très faible dans une partie ou dans la totalité du réseau qui cause un effondrement en cascade du réseau, sans détruire nécessairement le synchronisme entre les générateurs.
- D'autre part, la notion de la sécurité de tension et plus large que la stabilité de tension, elle est définie comme la capacité du réseau électrique à maintenir son fonctionnement stable après chaque perturbation ou changement défavorable du système [8].

I.3.1.1 : Causes d'instabilité de tension

Les problèmes d'apparition du phénomène d'écroulement de tension sont toujours liés à la difficulté de régler la tension au-dessus d'une certaine valeur appelée tension critique. Généralement, l'effondrement de tension se produit dans les réseaux électriques qui sont fortement chargés, court-circuités et/ou ont un manque de la puissance réactive ; dans cette situation le réseau électrique ne peut pas assurer la puissance réactive demandée par la charge. Ceci est dû à des limitations sur la production et la transmission de la puissance réactive, de telle sort que, la puissance réactive des générateurs et des systèmes FACTS est limitée par des contraintes physiques.

En plus la puissance réactive générée par des bancs de condensateur est relativement réduite à des tensions basses. La limite sur le transport d'énergie réactive est due principalement aux pertes réactives élevées dans les lignes électriques fortement chargées. Les principales causes de l'instabilité de tension sont présentées dans la section suivante [8].

***a)*Production trop éloignée de la consommation**

Dans la plupart du temps les sources d'énergie électrique se trouve loin des zones de consommation. Cette situation rend le transport de l'énergie réactive très difficile à cause des pertes réactives très élevées. Cette difficulté de transport d'énergie réactive augmente la probabilité d'apparition d'une instabilité ou d'un effondrement de tension.

b) Manque local d'énergie réactive

L'effondrement de tension et fortement lié au manque de la puissance réactive requise pour maintenir le profil de tension dans une marge de fonctionnement permise. A un certain niveau de charge, le réseau électrique ne satisfait pas la puissance réactive demandée par la charge à cause des limitations sur la production et la transmission de la celle-ci. La limitation de production de la puissance réactive inclut les générateurs et les équipements FACTS ainsi que la puissance réactive limitée des condensateurs. La limite de production de la puissance réactive des générateurs et due principalement aux contraintes thermiques exercées sur le bobinage rotorique et statorique. Sans la limitation thermique, l'instabilité et l'effondrement de tension sont souvent impossibles. Dans le même contexte, les équipements FACTS sont de très grande dimension.

Pour bien comprendre l'influence de la puissance réactive sur l'effondrement de tension, on considère un réseau simple à deux nœuds de la (**Figure I.2**).

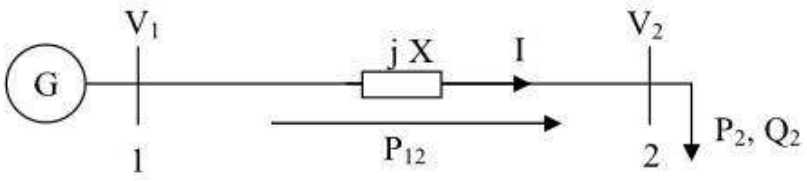


Figure I.2 : *Réseau électrique à deux nœuds*

$$\overline{S_2} = P_2 + jQ_2 = V_2[\frac{V_1 cos\delta + jV_2 sin\delta - V_2]}{jX}$$

$$= \frac{V_1 V_2}{X} sin\delta + j[\frac{V_1 V_2 cos\delta - {V_2}^2}{X}] \quad \textbf{(I.1)}$$

$$P_{2=}\frac{V_1V_2}{X}sin\delta P_{max}sin\delta \quad (\mathbf{I.2})$$

$$Q_2 = j[\frac{V_1V_2cos\delta - {V_2}^2}{X}] \quad (\mathbf{I.3})$$

De même pour le nœud 1 :

$$P_1 = \frac{V_1V_2}{X}sin\delta$$

$$= P_{max}sin\delta \quad (\mathbf{I.4})$$

$$Q_1 = \frac{{V_1}^2 - V_1V_2cos\delta}{X} \quad (\mathbf{I.5})$$

Pour la puissance active au bus 2, l'équation (I.2) montre clairement que lorsque la puissance P_2 augmente, la turbine doit fournir plus d'énergie pour augmenter l'angle de puissance δ afin de satisfaire la demande de la charge. Par conséquence, la puissance réactive Q_2 diminuera ou même reviendra négative à cause de la diminution du cos δ. Autrement, l'équation (I.5) montre que la puissance réactive Q_1 augmentera brusquement. Donc la différence entre la puissance réactive aux nœuds 1 et 2 (pertes réactives) augmentera rapidement. On peut conclure que le transport de la puissance réactive n'est pas économique à cause de l'augmentation des pertes réactives à des niveaux de charge relativement élevés.

La meilleure solution de ce problème est de produire cette énergie localement, proche de la consommation, par l'installation de batteries de condensateurs, de compensateurs synchrones (génératrices synchrones avec $P = 0$) ou des compensateurs statiques (FACTS).

c) Charge appelée trop importante

L'une des causes de l'instabilité de tension correspond à une charge élevée. Ceci est dû à l'augmentation croissante de la demande et à un large transfert d'énergie entre compagnies. Une instabilité de tension peut se produire en particulier lorsque la charge élevée est plus importante que celle prévue et le risque est d'autant plus grand que la consommation réactive est également plus grande que prévue [8].

I.3.2 : Stabilité de fréquence

C'est la capacité d'un réseau électrique à maintenir la fréquence dans les limites admissibles, suite à une perturbation grave dans le réseau, Cette perturbation résulte d'un déséquilibre significatif entre la production et la charge, Cette stabilité dépend des capacités de maintenir ou restaurer l'équilibre entre la production et la charge, avec une perte minimale involontaire de la charge , L'instabilité résultante se produit sous forme d'oscillations de la fréquence soutenue, menant au déclenchement des unités de production et/ou des charges pendant les variations de la fréquence, Le temps qui caractérise les processus et les dispositifs actifs, s'étend de la fraction de secondes à plusieurs minutes, Par conséquent, la stabilité de la fréquence peut être un phénomène à court ou à long terme.

I.3.3 : Stabilité angulaire

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, 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, le facteur principal qui détermine l'évolution de l'état du système est l'écart entre les angles de rotor, Nous pouvons dire que les angles de rotor d'un système de puissance peuvent évaluer selon deux scénarios :

- Soit, les angles de rotor s'accroissent ensemble et oscillent à l'unisson, Ils peuvent éventuellement atteindre de nouvelles valeurs stables, Tant que les écarts entre les angles de rotor restent constants, le système reste stable et il demeure au synchronisme.
- Soit, un ou plusieurs angles du rotor s'accroissent plus rapidement que les autres, Alors, les écarts entre les angles de rotor divergent dans le temps, Le système devient par conséquent instable et il perd le synchronisme.

La stabilité angulaire, ou stabilité d'angle rétorque, se rapporte aux capacités des machines synchrones d'un réseau électrique interconnecté à rester dans le synchronisme après avoir été

soumis à une perturbation [9]. Elle dépend de la capacité de maintenir ou restaurer l'équilibre entre le couple mécanique et le couple électromagnétique de chaque machine synchrone, L'instabilité, qui peut résulter, se produit sous forme d'augmentation d'oscillation angulaire de quelques générateurs menant à leur perte du synchronisme avec d'autres générateurs.

Selon l'amplitude de la perturbation, on parle de la stabilité angulaire à la petite perturbation ou de la stabilité transitoire.

I.3.3.1 : Stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique)

La stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique) concerne la capacité du système à maintenir le synchronisme en présence de petites perturbations comme, une petite variation de la charge ou de génération, manœuvre d'équipement, etc.

L'instabilité résultante se manifeste sous forme d'un écart croissant, oscillatoire ou non oscillatoire, entre les angles de rotor.

Pour des petites perturbations, la variation de puissance reste approximativement proportionnelle à la variation de l'angle Des exemples typiques des petites perturbations peuvent être donnés par des variations de niveau de 10 % de la puissance mécanique appliquée à une machine du système ou sur sa charge,... L'analyse d'un tel système peut être accomplie par la linéarisation du système d'équations différentielles non linéaires, La stabilité du système peut être évaluée par l'analyse des valeurs propres de la matrice d'état du système [6, 10,11].

I.3.3.2 : Stabilité angulaire aux grandes perturbations (Stabilité transitoire)

La stabilité transitoire reste toujours une considération de base et d'une grande importance dans le design et le fonctionnement du réseau électrique.

Elle se rapporte à l'aptitude du système électrique de retrouver une position d'équilibre stable après une perturbation brusque et de forte amplitude, Cette perturbation peut écarter notablement le réseau de sa position initiale, La réponse du système implique de grandes variations des angles rétorques, La stabilité transitoire dépend de la relation non-linéaire couples-angles. Le phénomène de la stabilité transitoire concerne les grandes perturbations telles que.

- Les courts-circuits affectant un élément du réseau, notamment aux bornes des machines ;

➢La perte d'un ouvrage (ex. une ligne de transmission, débranchement des transformateurs) ;

- La perte d'un groupe de production.

Les conséquences de ces défauts peuvent être très graves, pouvant même conduire à l'effondrement total du réseau, 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 (en anglais First Swing Instability) elle s'étend sur 3 à 5 secondes, elle peut résulter de la superposition des effets de plusieurs modes d'oscillation lents excités par la perturbation, provoquant ainsi une variation importante de l'angle de rotor au-delà de la première oscillation (instabilité de multi oscillations), (cas 2, **Figure (I.4)**).
La gamme de temps associée s'étend de 10 à 20 secondes [12].

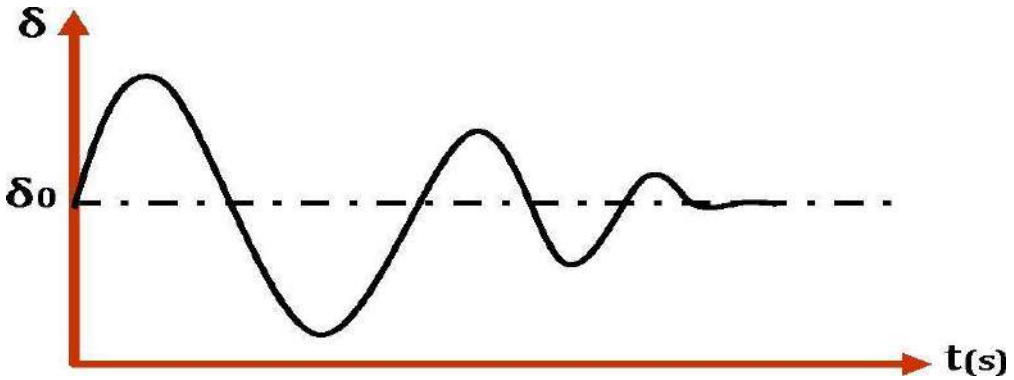


***Figure I.3 : Cas 1** : Instabilité de première oscillation*

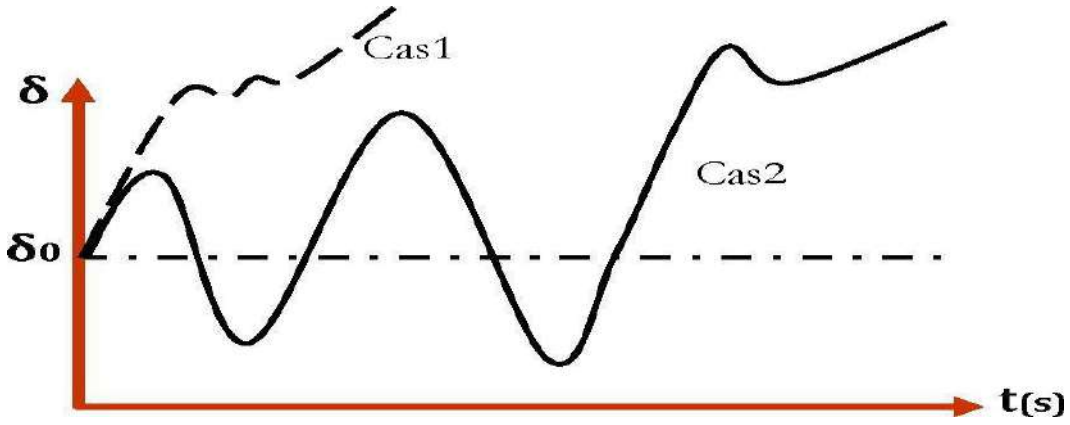


***Figure I.4 : Cas 2 :** Instabilité de plusieurs oscillations*

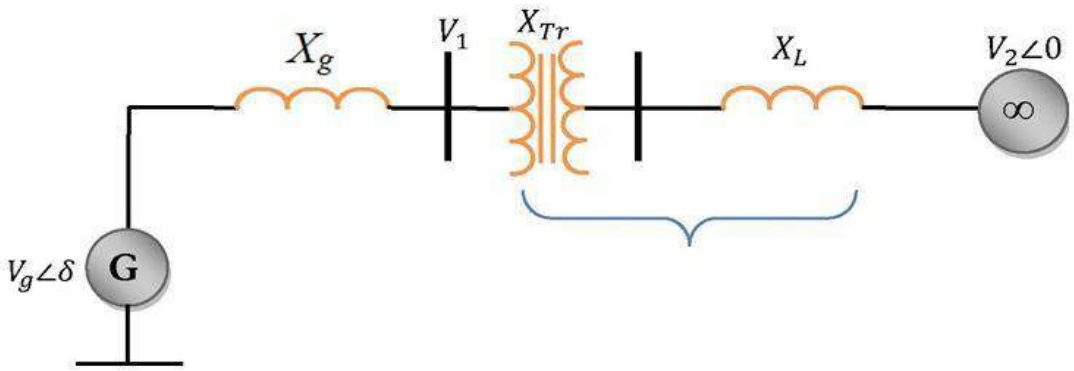


Figure I.5 : *générateur synchrone connecté à un jeu de barres infini.*

Le concept de la stabilité peut être expliqué par une approche graphique simple, à savoir le critère des aires égales (Equal Area Criteron). Cette rapproche regroupe l'équation du mouvement et le couple (P-δ) traditionnelle représentant la relation entre la puissance produite par le générateur et l'angle du rotor .pour expliquer cette approche , nous prenons un système de puissance simple constitué d'un générateur synchrone connecté à un jeu de barre infini via une ligne de transport **(Figure I.5)** .Le générateur est modélisé par une source de tension idéal Vg en série avec une réactance Xg(modèle classique) . La ligne et le transformateur sont représentés par la réactance X_E**.**

$$\boldsymbol{X_E = X_{TR} + X_L} \qquad \textbf{(I.6)}$$

Dans l'état d'équilibre la puissance produite Pe par le rotor est donnée par l'équation suivante :

$$\boldsymbol{P_e = \frac{V_g . V_2}{X_g + X_s}} \qquad \textbf{(I. 7)}$$

Le mouvement du rotor qui obéit à la deuxième loi du NEWTON est donné par l'équation différentielle suivante :

$$\mathbf{Cm - Ce = J\frac{d^2\theta m}{dt^2}} \qquad \textbf{(I.8)}$$

J : Moment d'étertie total de la machine synchrone.

θ : angle mécanique du rotor (rad).

Cm : couple mécanique de la turbine ou la charge $(N.m)$.

Ce : Couple électrique du rotor $(N.m)$.

Si l'équation (3.8) est multipliée par le terme de la pulsation mécanique angulaire, on obtient

$$\boldsymbol{\omega_m . J \frac{d^2\theta_m}{dt^2} = P_m - P_e} \qquad \textbf{(I.9)}$$

Tel que :

$\boldsymbol{P_m = Cm.\ \omega m}$ **:** la puissance mécanique exercée par le rotor (W).

$\boldsymbol{P_e = Ce.\ \omega m}$ **:** la puissance électrique exercée par le rotor (W).

Si l'accélération angulaire est exprimée en angle électrique, au lieu de l'équation (I.9), On aura

$$\boldsymbol{\frac{2}{p}\omega_m . J \frac{d^2\theta_e}{dt^2} = P_m - P_e} \qquad \textbf{(I.10)}$$

L'utilisation de

$$\boldsymbol{\omega_m = \frac{\omega_e}{p/2}} \qquad \textbf{(I.11)}$$

Nous donne :

$$\boldsymbol{\frac{2}{\omega_e}.\left(\frac{1}{2}J.\omega_m{}^2\right).\frac{d^2\omega_e}{dt^2} = P_m - P_e} \qquad \textbf{(I.12)}$$

Comme

$$\boldsymbol{H = \frac{1}{2}J.\omega^2.\omega_m} \qquad \textbf{(I.13)}$$

On obtient alors : $\boldsymbol{2\frac{H}{\omega_{e_0}}\frac{d^2\theta_e}{dt^2}}$ **(I.14)**

Donc l'équation du système est décrite comme suit :

$$\boldsymbol{\frac{H}{\omega_0}\frac{d^2\delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e} \qquad \textbf{(I.15)}$$

Avec :

$\boldsymbol{P_a}$ **:** Puissance de l'accélération (PU) ;

Pe: Puissance électrique (PU) ;

$\boldsymbol{P_m}$ **:** Puissance mécanique (PU) ;

δ : Angle interne de la machine (rad) ;

H : Constante d'inertie (rad) ;

$\boldsymbol{\omega_0}$ **:** Pulsation de référence.

L'équation (I.7) peut être écrite comme suit :

$$\boldsymbol{P_e = P_{max}\, sin\delta} \qquad \textbf{(I.16)}$$

L'équation (I.16) est représentée graphiquement par la (**Figure (I.6)**)

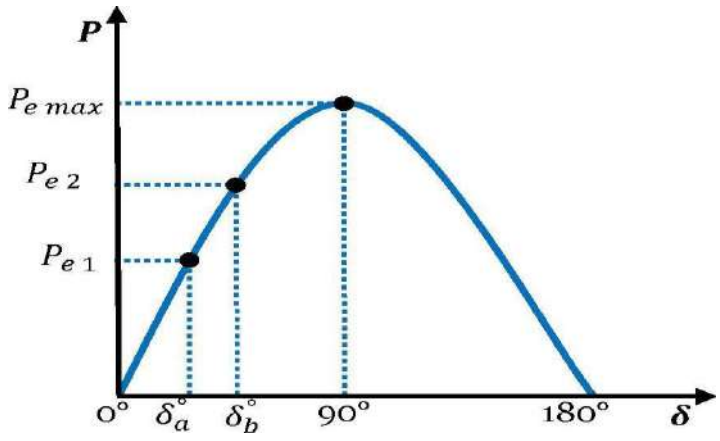


Figure I.6 : *graphe de la puissance électrique P= ƒ (δ).*

Lors de l'équilibre la puissance $\mathbf{P_{e1}}$ est égale à la puissance mécanique appliquée pour l'angle correspondant $\boldsymbol{\delta_a}$ un brusque changement sur la charge du générateur entraine une variation de la puissance mécanique par exemple de $\mathbf{P_{e1}}$ à $\mathbf{P_{e2}}$ (**Figure (I.6)**). Le rotor va accélérer de sorte que l'angle du rotor augmente de $\boldsymbol{\delta_a}$ à $\boldsymbol{\delta_b}$, pour pouvoir fournir une puissance supplémentaire à la charge. Ce pendant l'accélération du rotor ne peut pas s'arrêter instantanément. Ainsi bien que la puissance développée par l'angle $\boldsymbol{\delta_b}$ soit suffisante pour la charge, le rotor va dépasser l'angle $\boldsymbol{\delta_b}$ jusqu'à qu'un couple opposé suffisant soit développé pour arrêter cette accélération.

L'énergie supplémentaire va ralentir le rotor et la diminution de l'angle de puissance, suivant l'inertie et là l'amortissement du système les oscillations de l'angle du rotor résultant vont s'amortir et la machine restera stable (cas 1 **Figure (I.7)**) ou diverger et la machine deviendra instable en perdant le synchronisme avec le système (cas 2 **Figure (I.7)**).

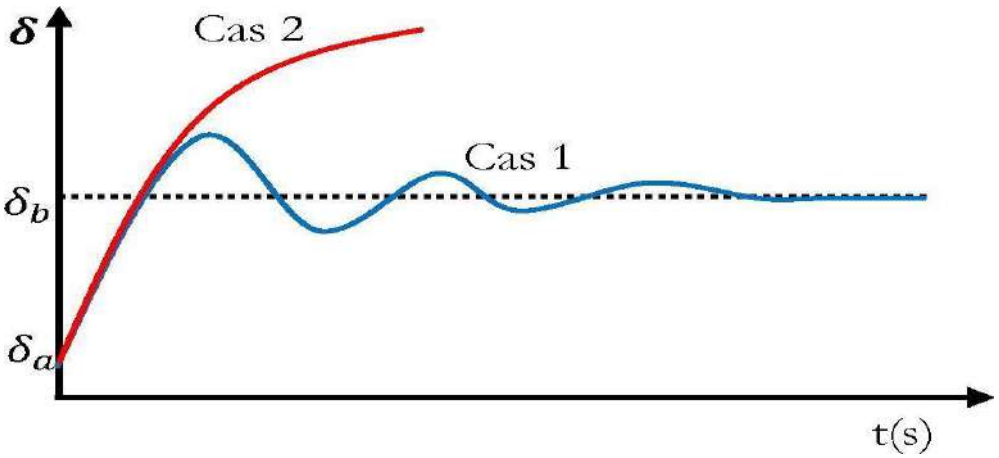


Figure I.7 : *Variation temporelle d'angle rétorque.*

I.4 : Détermination de temps critique d'isolement de défaut (TCID)

C'est le paramètre le plus décisif dans l'analyse de la stabilité transitoire d'un réseau électrique.

Mathématiquement c'est la solution de l'équation différentielle de second ordre non linéaire connue sous le nom de Swing équation ou équation de mouvement.

Physiquement, il représente le temps maximal durant lequel notre réseau peut supporter un défaut (court-circuit, surcharge, surtension surintensité,…) sans perdre sa stabilité [13, 14].

Le TCID est un paramètre important utilisé pour l'évaluation de la stabilité des réseaux électriques. Il est défini comme la durée maximale de défaut pendant laquelle une perturbation peut être appliquée sans que le système perdre sa stabilité. La valeur du TCID dépend de plusieurs facteurs, notamment les inerties du générateur, la répartition du générateur, les impédances de ligne, la topologie du réseau, le type et l'emplacement du défaut, etc.

Lorsque le système d'alimentation est soumis à une perturbation importante, le TCID distingue la condition de fonctionnement en tant que stable ou instable. Il est très important d'estimer le TCID afin d'éviter les pannes ou pannes dues à l'apparition de perturbations

importantes qui peuvent entraîner de grandes excursions des angles de rotor des machines synchrones entraînant une perte de synchronisme.

Le TCID fournit une limite supérieure de la stabilité sur la durée d'un court-circuit dans un réseau électrique avant qu'il ne soit supprimé "effacé" par l'action des mécanismes de protection pour isoler le circuit défaillant de telle sorte que le système retrouve la synchronisation une fois le défaut éliminé. En général, le TCID est une métrique utile pour la conception de systèmes d'alimentation ; en permettant de comparer la sévérité des différentes situations et l'efficacité des différentes interventions (dispatching de générations, modifications de contrôle, ou renforcements de réseaux).

D'après l'équation de mouvement de la machine :

$$t_c = \sqrt[2]{\frac{H(\delta c - \delta 0)}{90.f.P_m}} \qquad \textbf{(I.17)}$$

I.5 : Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire

Avec l'accroissement mondial sur la demande de l'énergie électrique, l'interconnexion entre les différents payés et les contraintes économiques pour la construction des nouvelles centrales électriques et la réalisation de nouvelles lignes de transports, la stabilité transitoire est devenue plus critique tous ces facteurs entrainent l'exploitation des réseaux électriques prés de leurs limites de stabilité. Ce qui donne une importance capitale à l'évaluation de la stabilité transitoire en temps réel. À cause de la forte non-linéarité une étude analytique rigoureuse n'est guère possible, la résolution nécessiterait la prise en compte d'un grand nombre des paramètres. Plusieurs méthodes d'évaluation ont été développées. Elles peuvent être classées en trois familles.

- Méthodes d'intégration numériques.
- Méthodes directes (ou énergétiques).
- Méthodes hybrides.

On va se limiter dans ce mémoire de donner un aperçu général de ces méthodes :

I.5.1 : Méthodes d'intégration numériques

Ces méthodes évaluent 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 integro-différentielles non linéaires qui gouvernent les phénomènes de stabilité transitoire, en donnant l'évolution des angles de rotor en fonction du temps, généralement, les méthodes implicites d'intégration numériques sont utilisées pour résoudre l'ensemble d'équations (ex. la méthode trapézoïdale). L'évaluation comporte deux phases :

- la phase pendant défaut caractérisée par une marge de temps très courte (de l'ordre de 100ms).
- la phase après élimination de défaut qui peut s'étendre à quelque secondes (généralement, un system qui n'a pas perdu le synchronisme après quelques secondes, est considéré stable) [15, 16]. Souvent, on évalue la stabilité :
  - Soit on cherche à savoir si le system perd le synchronisme pour un temps d'élimination de défaut donné.
  - Soit on évalue la limite de stabilité par le temps critique d'élimination de défaut TCID (en anglais : Critical Clearing Time).

Pour détecter la conservation de stabilité, il faut juste vérifier que les angles du rotor des différentes machines s'évoluent dans une marge de valeurs spécifiques durant la simulation [11].

I.5.1.1 : Avantage des méthodes d'intégration numériques

- Fournir des informations importantes sur les phénomènes transitoires, en particulier sur le comportement de leurs paramètres saillants et l'évolution temporelle du system (angles des rotors, vitesses, puissance. etc.).
- Peut s'accommoder à n'importe quelle modélisation (quel que soit le nombre des équations différentielles qui représente l'équipement), et n'importe quel scénario de stabilité (type de contingence, séquence d'évènements).
- Peut atteindre le degré de précision requise, sous l'hypothèse d'une bonne modélisation et de valeurs correctes des paramètres du system.

I.5.1.2 : Inconvénients des méthodes d'intégration numériques

- Ne fournit pas de marge de stabilité pouvant renseigner à quelle distance le système se trouve à l'instabilité et pouvant faciliter le calcul de sensibilité.
- Ne fournit pas d'outils efficaces de commande, c'est à dire de stabilisation de scénario instable

Finalement, il est très important de remarquer que les progrès spectaculaires réalisés sans cesse dans le domaine de la programmation ont contribués à rendre les méthodes d'intégration numériques bien plus rapides qu'à leurs débuts : des simulations nécessitant une heure de temps il y a à peine une vingtaine d'années ne demandent plus que quelques secondes.

I.5.2 : Méthodes directes

Les inconvénients des méthodes temporelles précités ont motivés le développement des méthodes non conventionnelles, en particulier, des méthodes directes basées sur le critère de stabilité de Lyapunov dont les tout premiers travaux remontent à 1947 et 1958 (même s'ils n'appliquent pas à la lettre la théorie générale de Lyapunov mais bien le concept énergétique, qui en est un cas particulier. Contrairement aux méthodes de simulations, les méthodes directes évaluent la stabilité transitoire en évitant de faire recours à la résolution des équations différentielles. La méthode des aires égales est la méthode la plus utilisée pour évaluer la stabilité transitoire d'un system mono machine reliée à un jeu de barres infini, les résultats d'application de cette méthode est l'angle critique du générateur.

I.5.2.1 : Avantage des méthodes directes

- La rapidité (le temps de calcul court) ;
- La capacité d'évaluer l'indice de stabilité [17].

I.5.2.2 : Inconvénients des méthodes directes

- Ces méthodes ne permettent pas de considérer un system de grande taille.
- Une limitation dans la modélisation du réseau.
- Ne fournit pas les réponses temporelles de tous les paramètres du réseau.

I.5.3 : Méthodes hybrides

Les méthodes hybrides surmontent les deux limitations des méthodes directes comme suit :

- L'estimation du problème de stabilité peut être abordée en considérant un système mono machine ou un système à deux machines équivalent du système multi machines.
- Le problème de modélisation peut être résolu en incluant la fonction de Lyapunov calculée par les méthodes d'intégration numériques.

La méthode dite SIME (Single Machine Equivalent), est souvent utilisée pour évaluer la stabilité transitoire, c'est une méthode hybride résultant de la combinaison de la méthode d'intégration temporelle pas à pas appliquée au système multi machine à l'étude, et le critère d'égalité des aires appliqué sur le système mono machine équivalent. Cette combinaison fournit deux informations essentielles sur la stabilité transitoire, à savoir.

- L'identification des machines critiques (responsables de la rupture éventuelle du synchronisme).
- Evaluation de la marge de la stabilité.

I.6 : Méthodes d'amélioration de la stabilité transitoire

En vue de son importance dans la planification, la conception et l'exploitation des réseaux d'énergie électrique, l'amélioration de la stabilité transitoire reste un défi majeur pour les ingénieurs pour éviter tous événement qui peut conduire vers un blackout [18]. Les solutions envisageables d'amélioration de la stabilité transitoire se basent sur [18, 19].

I.6.1 : Augmentation de la constante d'inertie des générateurs

Cette méthode permet au rotor d'accélérer moins vite, quand le réseau subit un défaut quelconque (**équation (I.15)**). L'énergie cinétique regagnée est réduite et le risque de perdre le synchronisme est alors diminué. Dans la plupart des cas, cette méthode coûte très chère, et ne peut être appliquée que dans des cas particuliers.

I.6.2 : Augmentation de la puissance active

Pour un défaut affectant le réseau de la **Figure (I.5)** le système conservera sa stabilité si δ n'atteint pas δ_{m1} (limites de stabilité). Par l'augmentation de la puissance active, et pour une puissance mécanique donnée, les marges de stabilité augmentent également (**Figure I.8**).

En se référant à l'équation (I.7) cette solution peut être réalisée soit en augmentant la tension de service, soit en diminuant la réactance de transfert X_E par la construction des lignes en parallèle ou par l'installation des condensateurs série (compensation série), afin de diminuer la

réactance effective de la ligne (Cette méthode a été employée pendant plusieurs années comme dans le cas du réseau Suédois).

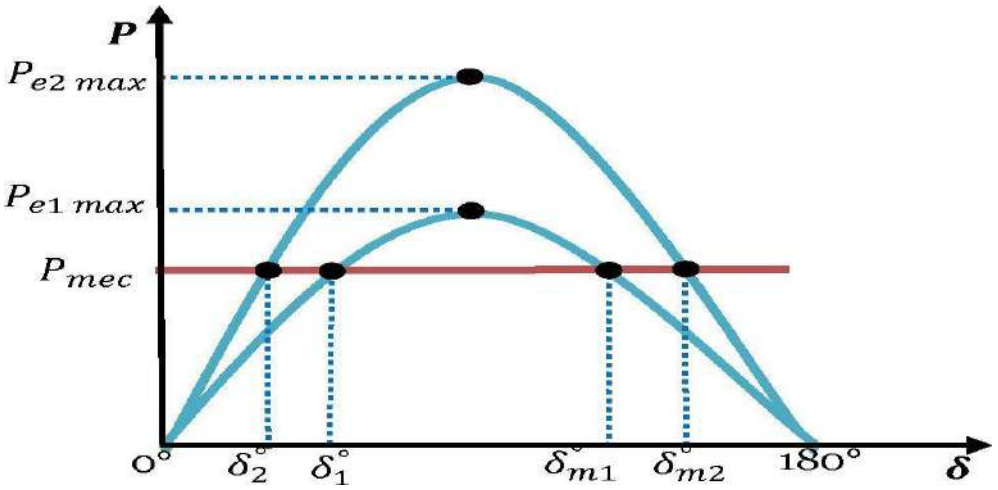


Figure I.8 : *Influence de la puissance Active sur la marge de la stabilité*

I.6.3 : Installation des protections et des appareils de coupure rapides

Cette méthode réduit le temps d'existence du défaut, par conséquent, le temps d'accélération du rotor est réduit. La capacité du système d'amortir les oscillations du rotor est renforcée. Une autre voie dans le même contexte consiste en la fermeture automatique des disjoncteurs après l'élimination du défaut.

I.6.4 : Implantation des valves rapides des turbines à gaz

Par un contrôle rapide de la puissance mécanique durant et après le défaut, l'accélération du rotor peut être réduite. Pour des raisons de sécurité, cette méthode n'a pas été appliquée au niveau des centrales nucléaires.

I.6.5 : Installation des résistances d'amortissement

Ce sont des résistances connectées en shunt avec des disjoncteurs rapides afin de réduire l'accélération du rotor après le défaut et par conséquent le risque de perdre le synchronisme est aussi réduit.

I.6.6 : Utilisation des PSS

Les stabilisateurs de puissance (**PSS** : Power System Stabilizers) qui sont des systèmes simples et faciles à installer, pratiques, efficaces et moins chers. Ils sont les plus utilisés essentiellement pour réduire les problèmes liés aux oscillations locales et interrégionales.

I.7 : Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les définitions et les caractéristiques des différents types de stabilité d'un système de puissance. Nous avons montré des détails sur la stabilité transitoire et la stabilité de la tension dans un réseau, puis nous avons illustré comment peut-on l'évaluer et l'améliorer en augmentant la puissance injectée ou en déterminant le temps critique d'isolement de défaut. Ce dernier paramètre est le plus décisif dans l'analyse de la stabilité transitoire des réseaux électriques.

Chapitre II

Techniques d'Amélioration de la Stabilité

II.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. [4]

Nous allons présenter, dans ce chapitre, les différentes techniques d'amélioration de la stabilité par les FACTS et par les PSS (Power System Stabilizers).

La complexité des réseaux électriques et leur soumission à plusieurs contraintes économiques, écologiques et techniques ont amené les fournisseurs d'énergie électrique à faire fonctionner les réseaux à pleine capacité pour avoir un équilibre entre l'augmentation de la consommation et la production, et ce dans des conditions de plus en plus proche des limites de stabilité. Dans ces conditions sévères et limites d'opération, l'occurrence de n'importe quelle contingences ou perturbations telles que les courts-circuits, les variations brusques des charges, les pertes dans les lignes et les pertes d'ouvrage (lignes, générateurs, transformateurs, etc.) peuvent mener à une situation critique commençant par des oscillations électromécaniques souvent mal amorties suivies de la perte de synchronisme et d'instabilité de système.

II.2. Amélioration de la stabilité par les moyens modernes

La stabilité peut être, considérablement, améliorée en utilisant des systèmes en boucle fermée avec des systèmes de contrôle adaptés. Au fil des années, un effort de recherche important était effectué pour une meilleure conception de tels contrôleurs.

Il y a principalement deux moyens rapides permettant d'améliorer la stabilité : [4]

- **l'utilisation d'un contrôleur côté générateur** : signal de contrôle supplémentaire dans le système d'excitation du générateur.
- **l'utilisation d'un contrôleur côté lignes de transmission** : signal de contrôle supplémentaire dans les systèmes FACTS (Flexible AC Transmission System).

II.2.1. les systèmes FACTS

Qui sont des dispositifs basés sur les récentes avancées en électronique de puissance, peuvent être modifiés pour participer à l'amortissement des oscillations électromécaniques. Les systèmes FACTS (tels SVC (Static VAR Compensator), TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor), SSSC (Static Synchronous Series Compensator),…) sont principalement placés dans le système de puissance pour différentes raisons, (tels le contrôle des transits de puissance, des échanges de puissance réactive, les tensions de réseau, …). Toutefois, un contrôleur et un signal de stabilisation supplémentaires peuvent être ajoutés pour améliorer la stabilité. Outre ces principaux rôles, les FACTS peuvent alors satisfaire les problèmes de la stabilité [4].

Ces systèmes restent très chers pour être installés uniquement pour une raison d'amortissement des oscillations.

II.2.2. Stabilisateur de système de puissance (Power System Stabilizer (PSS))

Le problème d'oscillations électromécaniques est résolu en ajoutant au générateur un contrôleur spécifique appelé : (Power System Stabilizer (PSS)). Ce contrôleur détecte les variations de vitesse de rotor ou de puissance électrique du générateur et applique un signal, adapté, à l'entrée du régulateur de tension (AVR). Le générateur peut ainsi produire un couple d'amortissement additionnel qui compense l'effet négatif du système d'excitation sur les oscillations [20].

Les contrôleurs PSS's qui sont des systèmes simples et faciles à installer, pratiques, efficaces et moins chers, sont les systèmes les plus utilisés pour améliorer la stabilité aux petites perturbations.

II.2.2.1.Rôle du générateur

Les générateurs doivent produire une onde de tension dont la fréquence et l'amplitude se situent à l'intérieur de certaines tolérances. Le maintien de la fréquence est assuré par un équilibre de puissance active alors que le maintien de l'amplitude est assuré par un équilibre de puissance réactive. Si la génération de puissance active dépasse la consommation, alors la fréquence augmente et si la génération de puissance réactive dépasse la consommation, l'amplitude de la tension augmente. La source de puissance active est la force motrice qui est dans le cas des générateurs hydroélectriques la chute de l'eau dans la conduite forcée. La source de puissance réactive est le flux magnétique dans la machine qui est régulé par le courant d'excitation de l'alternateur.

II.2.2.2.Description des régulations

Les paramètres principaux pour la sureté du système de puissance sont : La tension, La vitesse de la turbine, La fréquence et Le courant d'excitation. La régulation pendant des perturbations est faite selon ces paramètres.

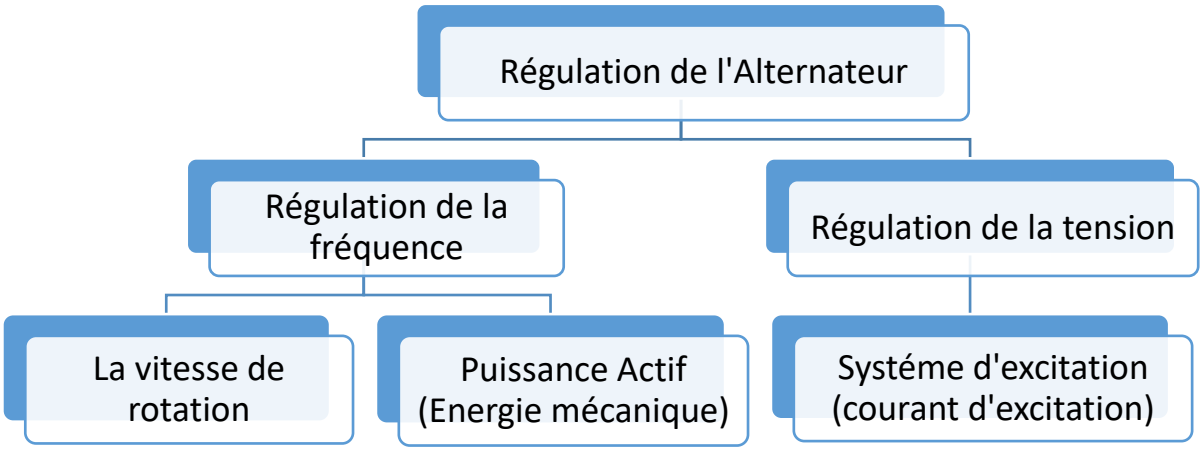


Figure II.1 *: Régulation d'alternateur.*

II.2.2.3.Réglage de la fréquence

Les centrales de production d'électricité sont interconnectées grâce au maillage du réseau de transport. Pour que le réseau interconnecté fonctionne, les alternateurs de toutes les centrales doivent tourner à la même vitesse électrique, afin de produire une tension de fréquence uniforme dans tout le réseau. C'est ce qu'on appelle le synchronisme des alternateurs.

La fréquence doit être alors maintenue autour de la valeur nominale de 50 Hz, quelles que soient les variations de consommation ou de production. En effet, d'une part, une fréquence évoluant sans cesse rendrait l'électricité inutilisable pour de multiples usages, d'autre part, la plupart des composants du système électrique sont conçus pour fonctionner dans une plage de fréquence donnée, en dehors de laquelle des dysfonctionnements de matériels peuvent apparaître. La fréquence varie en permanence très légèrement en fonction de la consommation d'électricité et des événements affectant la production. On distingue :

- les petites variations globales et aléatoires autour de 50 Hz dues aux évolutions continues de la consommation.

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

Prenons l'exemple de variations de fréquence liées à des variations de consommation. Lorsque la consommation exactement égale à la production (situation d'équilibre) l'arbre de la turbine conserve son rythme, la fréquence est donc maintenue. Si la consommation augmente, l'arbre de la turbine va ralentir, donc la fréquence du courant produit va baisser. Si la consommation baisse, l'arbre de la turbine accélère et la fréquence augmente. Des systèmes de régulation permettent de corriger ces variations de fréquence [21].

II.2.2.4.Réglage de la tension

Pour les machines synchrones connectées au réseau de transport, il existe deux types de régulation de tension : soit la régulation automatique de tension (AVR), soit le régulateur de facteur de puissance Var/PF (PF – Power Factor, en anglais).

Le choix du type de régulation dépend de la puissance des machines ou du niveau de tension au point de raccordement du générateur [3].

L'AVR vise à maintenir la tension au nœud de raccordement de la machine constante.

Le principe est en général d'agir sur la puissance réactive échangée avec le réseau.

Si la tension au point de raccordement de la machine tend à diminuer, le système d'excitation réagit en fournissant plus de puissance réactive. Si la tension au point de raccordement de la machine tend à augmenter, le système d'excitation réagit en absorbant de la puissance réactive.

Ce régulateur est souvent utilisé pour les grands générateurs synchrones qui fonctionnent en mode « support de la tension » [3]**.**

Le régulateur de facteur de puissance vise à maintenir le facteur de puissance ou la puissance réactive de la machine constante. Ce type de régulateur est spécifique pour les petits générateurs synchrones de quelques KVA à quelques dizaines de MVA connectés aux réseaux de distribution. La tension des générateurs utilisant ce régulateur n'est pas constante, mais varie selon les variations de la tension du réseau [3].

Les modèles génériques des systèmes de régulation de tension sont présentés sur la **Figure (II.2.a et II.2.b).**

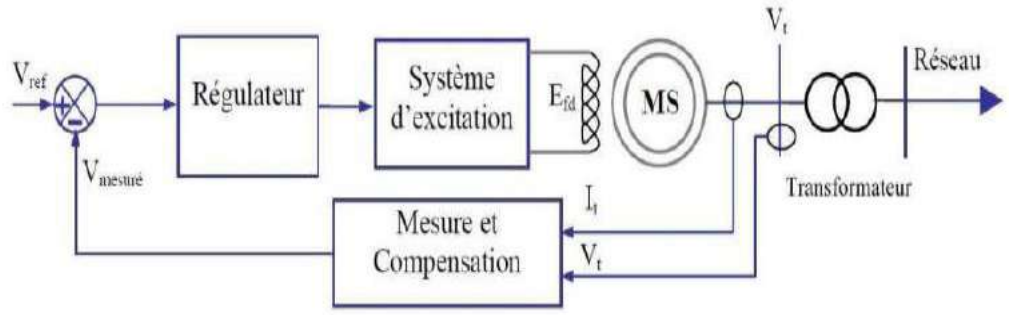


***Figure.II.2.a** : Régulateur automatique de tension.*

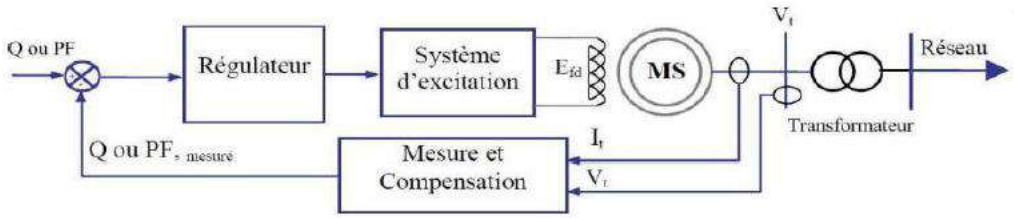


***Figure.II.2.b** : Régleur de facteur de puissance.*

II.2.2.4.1.Le Régulateur de tension AVR

Les systèmes d'excitation sont équipés de contrôleurs, appelés habituellement régulateurs de tension (AVR : Automatic Voltage Regulator) **[20].**

Ces derniers sont très importants pour l'équilibre de la puissance réactive qui sera fournie où absorbée selon les besoins des charges. En outre 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 "ramener" la tension de sortie de la machine aux valeurs souhaitées. Une caractéristique très importante d'un régulateur de tension est sa capacité à faire varier rapidement la tension d'excitation.

Le but principal de l'AVR est de contrôler la tension de sortie (Vg), du générateur, avec le signal de commande E_{FD} ou le champ du rotor. L'AVR se compose du régulateur PID et de l'excitateur. Le schéma fonctionnel de l'AVR est illustré à la **Figure II.3.**

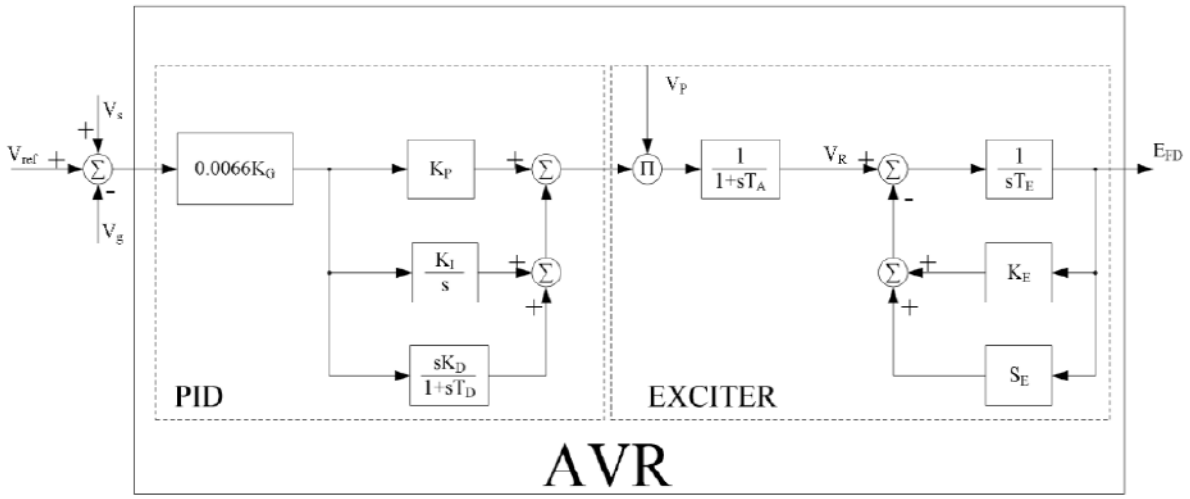


Figure II.3 *: Diagramme de bloc d'un AVR. [2]*

Le ***Vg*** est le signal de sortie de générateur, ***$V_{réf}$*** est la tension de consigne et ***Vs*** est le signal de sortie du PSS. La sortie ***E_{FD}*** est la tension aux bornes de l'enroulement du rotor qui induit le champ magnétique afin de contrôler la tension de sortie (Vg) du générateur.

Le côté de l'excitatrice avec ***Vp*** est la tension de la source d'alimentation constante qui est contrôlée par la tension de sortie du régulateur PID, pour obtenir la tension ***E_{FD}*** suffisamment élevée pour créer le champ magnétique du rotor. Le signal de sortie du régulateur PID et ***Vp*** passe par un filtre passe-bas pour éliminer tout bruit et utiliser comme signal de commande. Les paramètres de l'excitateur T_A, K_E, T_E et S_E, la valeur idéale $T_A = 0$ et tous les autres paramètres sont différents d'une station à une autre qui ne peut pas être modifiée. Le modèle de signal pour AVR dans le domaine de Laplace est : [2]

$$E_{FD} = 0.0069K_G \cdot V_P \cdot G_{EXC}(s) \cdot \left(K_P + \frac{K_I}{s} + \frac{sK_D}{1+T_D} \right) \cdot \left(V_{réf} + V_S - V_g \right) \qquad \text{(II.1)}$$

V_p sert de gain d'amplification, K_G gain de boucle d'AVR.

$$G_{EXC}(s) = \frac{1}{ST_E + K_E + S_E} \qquad \text{(II.2)}$$

G_{EXC} est la fonction de transfert de l'excitatrice qui dépend du corps de cette dernière et peut être modifiée dans les conditions normales. Lorsque PSS n'est pas installé, ***Vs*** = 0. Dans ce cas, l'AVR ne règle que la tension de sortie $\mathbf{V_g}$. Lorsque PSS est installé, l'AVR doit aider à augmenter le taux d'amortissement du système en boucle fermée. [2]

II.2.2.4.2. Le PSS (Power System Stabilizer)

Le contrôle supplémentaire d'auxiliaire du système d'excitation AVR, vaguement connu sous le nom du Stabilisateur type PSS (Power System Stabiliser) est devenu le moyen le plus répandu pour l'amélioration de l'amortissement des oscillations basse fréquence dans les réseaux électriques (*i.e.* l'amélioration de stabilité dynamique et statique).
La puissance de sortie d'un générateur est déterminée par le couple mécanique. Cependant cette dernière peut varier par l'action du champ d'excitation de l'alternateur. Le PSS étant ajouté, il détecte la variation de la puissance de sortie électrique et contrôle l'excitation de manière à amortir rapidement les oscillations de puissance [4].

Un PSS permet d'ajouter un signal de tension proportionnel à la variation de vitesse de rotor dans l'entrée du régulateur de tension (AVR) du générateur. Par conséquent, l'ensemble du système de contrôle d'excitation (AVR et PSS) doit assurer les points suivants [4] :

- Supporter les premières oscillations faisant suite à une grande perturbation ; c.-à-d. Assurer la stabilité transitoire du système ;
- Maximiser l'amortissement des oscillations électromécaniques associées aux modes locaux ;
- Ainsi qu'aux modes interrégionaux sans effets négatifs sur les autres modes ;
- Minimiser la probabilité d'effets défavorables, à savoir :
  - les interactions avec les phénomènes de hautes fréquences dans le système de puissance telle la résonance dans le réseau de transport ;
  - les instabilités locales dans la bande de l'action désirée du système de contrôle ;
  - être suffisamment robuste pour permettre au système de contrôle d'assurer ses objectifs pour divers points de fonctionnement probables du système de puissance.

a) Les différentes configurations de PSS

Le type d'un PSS peut être identifié par la nature de son signal d'entrée. Les plus répandus sont ceux ayant comme signal d'entrée la variation de la puissance ***ΔP***. Cependant, récemment, des signaux d'entrée comme ***Δω*** (variation de la vitesse) et/ou ***Δf*** (variation de la fréquence) sont, adoptés pour améliorer la stabilité des modes interzones vu l'augmentation sans cesse grandissante des interconnections dans les réseaux électriques. [4]

Le choix du type de PSS à adopter est en fonction des oscillations et modes à amortir. Le Tableau III.1 résume ces cas d'application. Lorsqu'il s'agit de modes locaux, c'est le PSS type ***ΔP*** qui est recommandé, sinon s'il s'agit de modes interzones c'est le PSS type ***Δω*** qui doit être inséré.

Tableau II.1 *Choix du type de PSS :*

Mode	Nature du mode	Type du PSS
Local	La machine oscille seule avec l'intégrité du réseau. Fréquence au voisinage de 1 Hz	PSS à entrée unique (***Δf ou (Δω) et ΔP***). Mais le plus recommandé est PSS type ***ΔP***.
Interzone (à cycle long)	Deux ou plusieurs zones oscillent avec une transite de puissance très grande. Fréquence entre 0,2 à 0,5 Hz	PSS à entrer unique (***Δf ou (Δω) et ΔP***). Mais le plus recommandé est PSS type ***ΔP*** *(ou* ***Δω****)*.
Complexe	Des modes de nature locale et interzone	PSS à entrée multiple (***Δf ou (Δω) et ΔP***).

b) Modèle du PSS

Le type de PSS le plus utilisé est connu sous le nom de PSS conventionnel (ou PSS avance/retard). Ce type a montré sa grande efficacité dans le maintien de la stabilité aux petites perturbations. Ce PSS utilise la variation de vitesse de rotor comme entrée. Il se compose généralement de quatre blocs, **figure (II.5)** [4] :

- un bloc d'amplificateur.
- un bloc de filtre passe-haut "filtre washout».
- un bloc de compensation de phase.
- un limiteur.

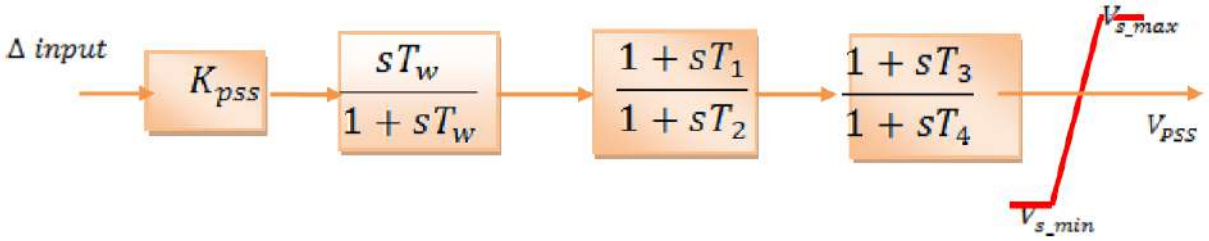


Figure II.4 : *Modèle du PSS conventionnel.*

- **L'amplificateur**

  K_{PSS} varie de 0.01 à 50, idéalement sa valeur (K_{PSS}) doit correspondre à l'amortissement maximal. La valeur du gain doit satisfaire l'amortissement des modes dominants du système sans risquer de dégrader la stabilité des autres modes ou la stabilité transitoire [4].

- **Le filtre passe-haut "filtre washout"**

  Il élimine les oscillations à très basse fréquence. La constante de temps de ce filtre (T_W) 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'îlotage. Généralement, T_W varie de 1 à 20 secondes [4]. T_W fixée à 10 secondes.

- **Bloc de compensation de phase**

  Composé de deux avance/retard de phases compensatrices comme montre la **figure (II.5)**.

  L'avance de phase est utilisée pour compenser le retard de phase introduit entre le couple électrique du générateur et l'entrée du système d'excitation. 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 6 secondes.

- **Le limiteur**

  Le PSS est munit d'un limiteur afin de réduire son influence indésirable durant les phases transitoires. Les valeurs minimales et maximales du limiteur s'étendent de ± 0.02 à 0.1 per-unit [4].

La fonction du transfert du PSS et décrite comme suit :

$$V_{PSS} = K_{PSS}\frac{sT_w}{1+sT_w}\frac{(1+sT_1)}{(1+sT_2)}\frac{(1+sT_3)}{(1+sT_4)}\Delta input \qquad (II.3)$$

Où :

V_{PSS} : Signale de sortie du correcteur ;

K_{PSS} : Gain du correcteur ;

T_w : Constante de temps du filtre passe haut ;

T_1, T_2, T_3, T_4 : Constante de temps avance-retard ;

$\Delta input$: Signale d'entrée du correcteur.

c) Réglage des paramètres de PSS

Le problème de la conception d'un PSS est de déterminer les valeurs de ses paramètres pour :

- Augmenter l'amortissement des modes du système.
- Assurer une stabilisation robuste.

La minimisation des risques probables des interactions défavorables et des effets négatifs sur les autres modes oscillatoires du système représente aussi un point critique important qui influence le réglage de PSS. En outre, les valeurs des paramètres du PSS doivent être réglées sans entraîner d'effet négatif dans la restauration de la stabilité transitoire. De nombreuses méthodes sont proposées dans la littérature pour le réglage des paramètres de PSS. Généralement, la plupart de ces méthodes sont basées sur l'analyse des valeurs propres du système.

d) Emplacement optimal des PSS

Tous les générateurs du système ne participent pas aux modes dominants : tous les générateurs n'ont donc pas besoin d'être équipés des PSS's. En outre, il faut tenir compte des interactions négatives entre les PSS's qui augmentent avec le nombre de ces derniers. Enfin, il faut tenir compte des critères économiques.

Ainsi, la première étape de la mise en œuvre des PSS's, est de trouver les emplacements optimaux des PSS's nécessaires et de déterminer leur nombre. Ce problème a fait l'objet, depuis une dizaine d'années, d'un grand nombre de recherche [20].

Les approches les plus efficaces proposées sont basées sur l'analyse modale du système linéarisé :

- Le mode Shape.
- Les facteurs de participations.
- Les résidus.

Comme nous l'avons vu, les amplitudes des résidus associés aux modes dominants de la fonction de transfert du système en boucle ouverte peuvent être utilisées pour déterminer les placements les plus efficaces pour installer les PSS's. Les amplitudes des facteurs de participation ou du mode Shape permettent de déterminer l'influence de chaque variable d'état dans les modes oscillatoires associés. Ces méthodes peuvent donc nous fournir des indications importantes sur l'emplacement optimal des PSS's dans le système pour réaliser un meilleur amortissement par rapport à des critères donnés.

Sachant que des emplacements différents des PSS's entraînent des oscillations totalement différentes, des PSS's "mal placés" peuvent donc ne pas répondre aux objectifs. Pour cela, il faut bien choisir la méthode qu'il faut appliquer pour déterminer les bons emplacements des PSS's.

II.3. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté d'une façon générale les régulateurs de tension AVR, son modèle schématique ainsi que son principe de fonctionnement. On a présenté d'une façon générale le modèle de fonctionnement d'un stabilisateur PSS. En outre, Les différents blocs de réglage des paramètres du PSS et leurs emplacements ont été analysés.

Chapitre III

Résultats et discussions

III.1 Introduction

Les SEE sont souvent sujets à des perturbations pouvant entrainer de sérieux dégâts sur leurs constituants, notamment les générateurs et les lignes de transmission. Ces perturbations peuvent être externes (telles que les coups de foudre) ou internes (telles que les défauts de court-circuit, les variations brusques de charge, etc.).

Elles affectent les conditions de fonctionnement normal, et conduisent souvent à la perte de la stabilité de tout le système.

L'équilibre production consommation de l'énergie électrique, et par conséquent, la continuité de service ne sont alors plus assures [22].

Dans le présent chapitre, nous allons étudier le comportement du réseau modèle d'IEEE 9 nœuds, soumis aux défauts symétriques (court-circuit triphasé) sur les trois jeux de barres au niveau des postes d'évacuations des centrales et l'intégration des AVR et PSS en cherchant le temps maximal pour maintenir le fonctionnement normal des centrales.

L'utilisation du logiciel PSAT nous avons permis d'obtenir plusieurs paramètres indiqués sur les figures qui représentent les tensions aux niveaux des différents jeux de barres, les vitesses angulaires des générateurs, les puissances actives et réactives produites par les groupes présence d'un défaut triphasé.

III.2 L'environnement de simulation

L'environnement que nous avons choisi est un logiciel de simulation travaillant sous MATLAB C'est le PSAT (**Power System Analyses Toolbox**).

III.3 Outils de simulation

Plusieurs outils de simulation ont été utilisés pour l'analyse de la stabilité transitoire telle que (MATLAB, EMTP, ETAP, POWER World, PSAT, etc.). Ces logiciels permettent de nous renseigner sur les différents facteurs d'un réseau électrique et à simuler les différents cas pour avoir les paramètres du réseau. Ces derniers utilisent les mêmes concepts.

Dans le présent travail, on a choisi PSAT comme outil de simulation, Développé en 2001, par FEDERICO MILANO, PSAT est une boite à outils qui s'exécute sous environnement MATLAB. Elle est dédiée pour l'analyse statique et dynamique et le contrôle des réseaux

électriques. PSAT est actuellement dans un stade précoce de développement de ses caractéristiques, ses structures et ses formes de données, mais être partiellement ou complètement changer dans les versions futures. Le PSAT inclut [22] L'écoulement de puissance base sur la méthode de NEWTON-RAPHSON, L'écoulement de puissance continue (CPF), L'écoulement de puissance optimal, la stabilité de tension … ;

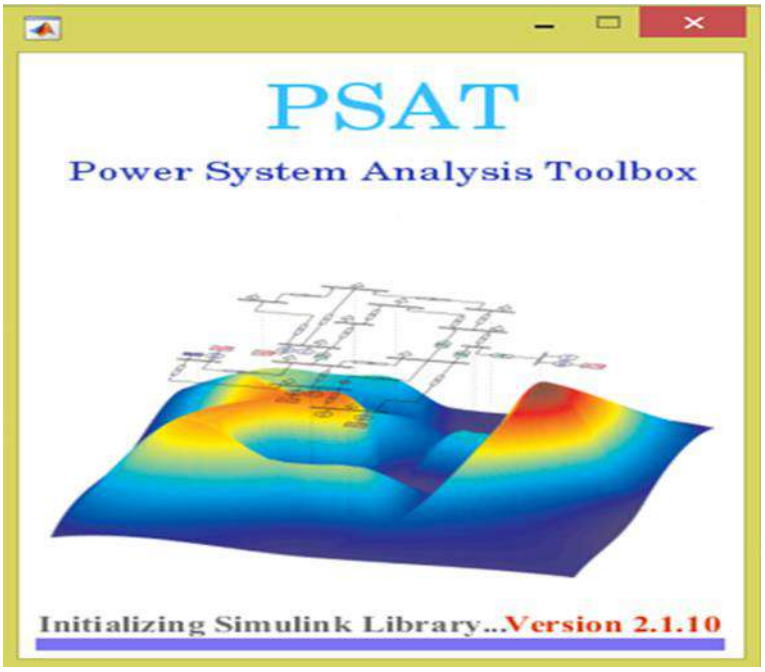


Figure III.1 : *la première fenêtre du PSAT*

III.3.1 Qu'est-ce qu'est le PSAT

PSAT est une boîte à outils d'analyse de système d'alimentation open source pour Matlab et GNU / Octave et écrit par Federico Milano, en septembre 2001, de l'université de la Castille –depuis cette date plusieurs versions sont apparues, nous exploitons dans notre présent mémoire la version 2.1.10 datée en 26 mai 2016 dont la page principale est illustrée ci-dessous :

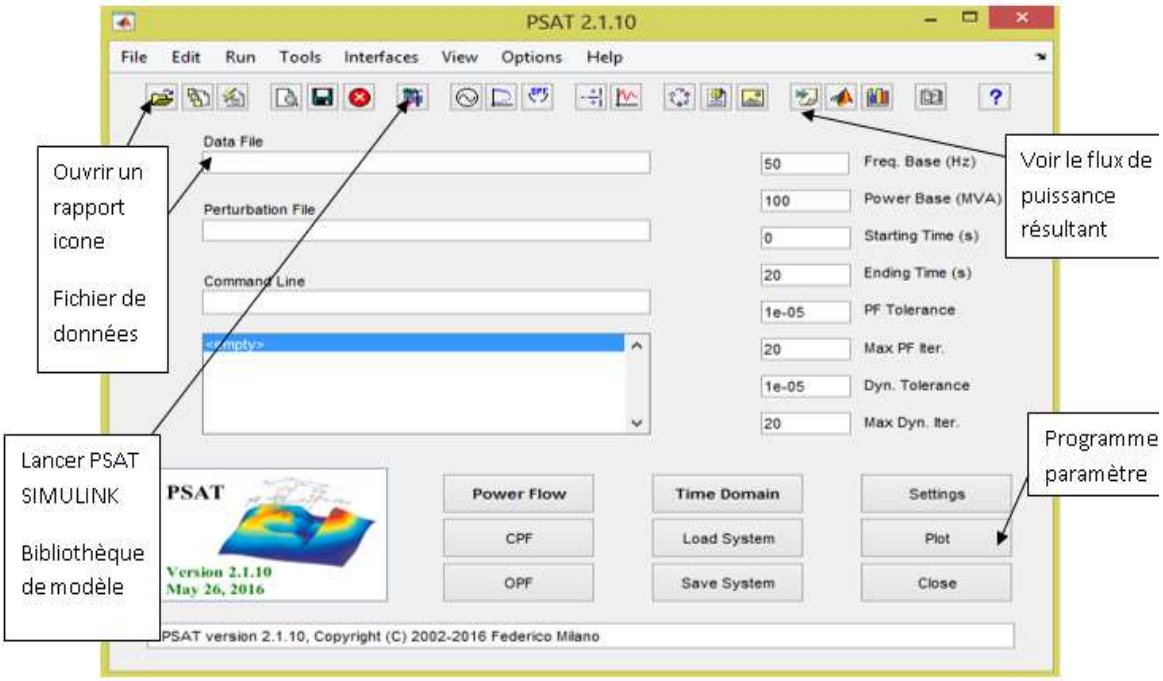


Figure III.2 *: la fenêtre principale du PSAT.*

Toutes les opérations de PSAT sont réparties en deux types d'analyse :

- ✓ La première analyse est le calcul de l'écoulement de puissance. Cette application s'effectue dans une page de commande ou un éditeur.
- ✓ La seconde opération consiste à construire le réseau à étudier en utilisant une bibliothèque de SIMULINK qui contient de nombreux modèles unifilaires.

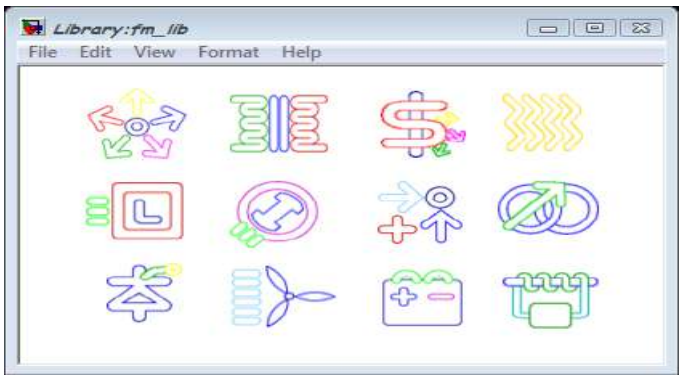


Figure III.3 : *la bibliothèque du PSAT.*

Dans la fenêtre suivante on utilise le block de défaut :

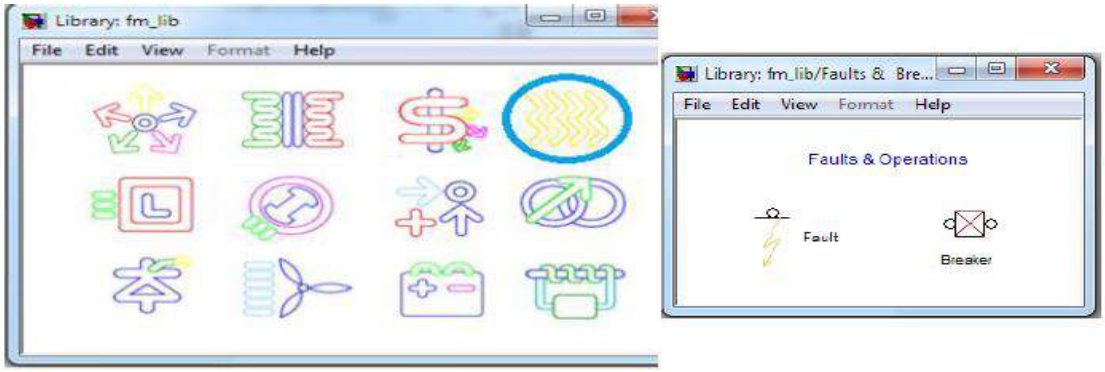


Figure III.4 : *bloc de défaut*

La fenêtre suivante on utilise le block d'AVR et PSS:



Figure III.5 : *bloc d'AVR et PSS*

III.3.2 Mode d'emploi

Les étapes d'utilisation de PSAT se résument comme suit :

1- Ouvrir un nouveau fichier ;

2- Créer du réseau électrique à étudier ;

3- Lancer le modèle de la bibliothèque de simulation ;

4- Introduire les données numériques des éléments (générateurs, lignes, transfos, FACTS) ;

5- Exécuter l'écoulement de puissances ;

6- Exécuter la simulation dans le domaine temporel.

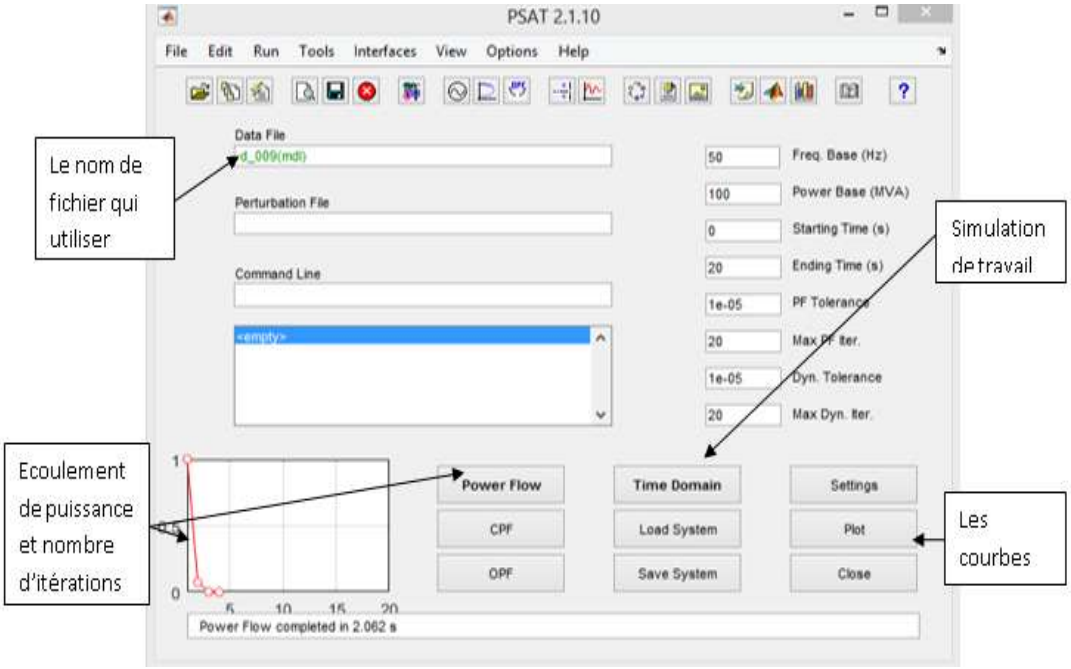


Figure III.6 : *paramètre de fenêtre principale*

III.4 Problématique

Dans notre étude nous avant présenté huit cas :

- Cas N°1 : fonctionnement normal (sans AVR et sans défauts).
- Cas N°2 : avec défauts (déférents temps de défauts).
- Cas N°3 : avec un seul AVR et TCID =273 ms.
- Cas N°4 : avec 2 AVR et TCID =273 ms.
- Cas N°5 : avec 3 AVR et TCID =273 ms.
- Cas N°6 : intégration d'un seul PSS.
- Cas N°7 : intégration de 2 PSS.
- Cas N°8 : intégration de 3 PSS.

III.5 Réseau standard (modèle d'IEEE 9 jeux de barres) [5]

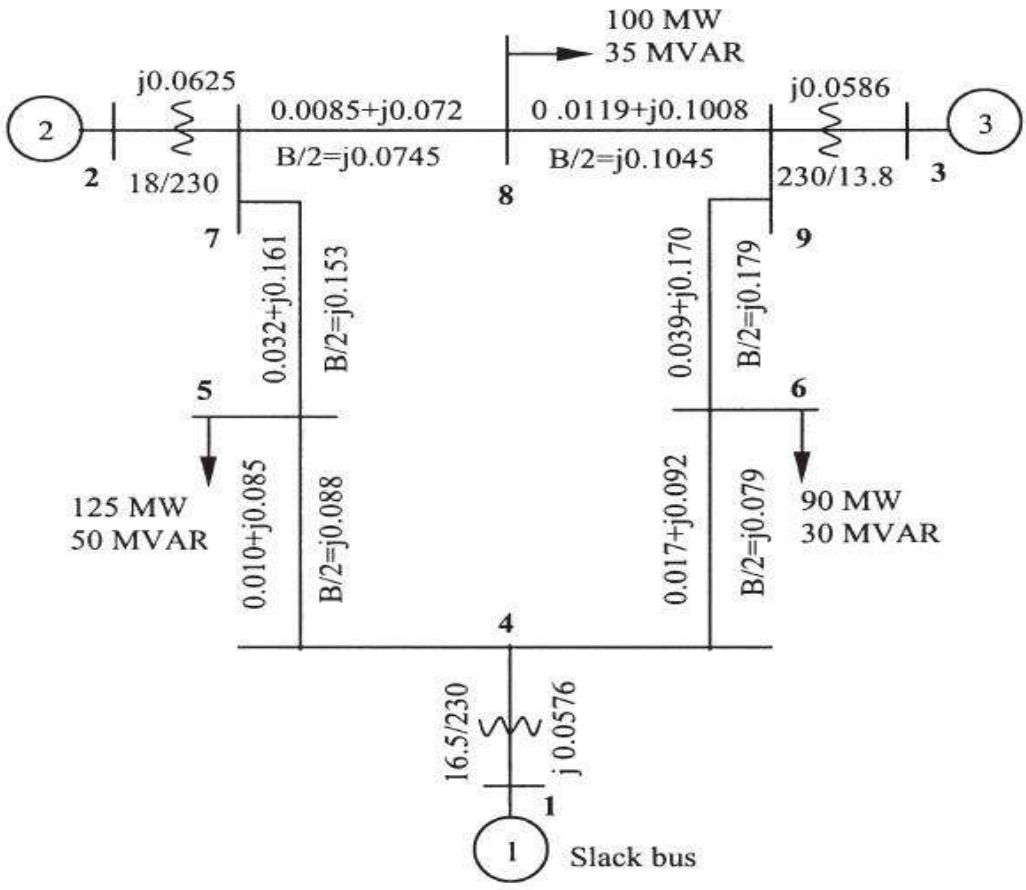


Figure III.7 : *Modèle d'IEEE 9 Jeux de barres*

III.5.1 caractéristiques du modèle étudié

Tableau III.1 : Paramètres du réseau test utilisé. [5]

Generator no.	1	2	3
Rated MVA	247.5	192.0	128.0
kV	16.5	18.0	13.8
H (s)	23.64	6.4	3.01
Power factor	1.0	0.85	0.85
Type	Hydro	Steam	Steam
Speed	180 r/min	3600 r/min	3600 r/min
x_d	0.1460	0.8958	1.3125
x'_d	0.0608	0.1198	0.1813
x_q	0.0969	0.8645	1.2578
x'_q	0.0969	0.1969	0.25
x_l (leakage)	0.0336	0.0521	0.0742
T_{do}	8.96	6.00	5.89
T'_{qo}	0	0.535	0.600
Stored energy at rated speed	2364 MW s	640 MW s	301 MW s

III.5.2 Méthode d'analyse

Pour examiner l'influence de plusieurs paramètres dans le réseau électrique sur la stabilité de ce dernier, nous avons procédé à une étude comparative vis-à-vis des valeurs du temps critique d'isolement de défaut correspondant à chaque simulation.

Pour ce faire on procède comme suit :

- ✓ Création d'un défaut au niveau d'un jeu de barre quelconque, il s'agit d'un court-circuit triphasé équilibré car il représente le défaut le plus sévère qui peut affecter le réseau électrique.
- ✓ Changement du temps d'isolement de défaut pour chaque cas d'étude.
- ✓ Par la suite une visualisation des vitesses angulaires, des puissances actives et réactives des différents générateurs synchrones et des tensions au niveau de jeux de barres du réseau model pour chaque cas d'étude.
- ✓ L'observation du comportement transitoire du système ne peut révéler que deux cas

  a) Système stable : si toutes les vitesses angulaires des générateurs tendent vers une valeur fixe très proche de la vitesse du synchronisme.

  b) Système instable : si au moins une vitesse angulaire d'un générateur ne converge pas vers la vitesse de synchronisme.
- ✓ Nous avons calculé le temps critique d'isolement de défaut « TCID » selon les deux cas précédents (a) et (b) en augmentant ou en diminuant respectivement le temps d'isolement de défaut suivant la méthode de dichotomie.

III.6 Résultats de simulation et interprétation

III.6.1 L'état initial (cas N°1)

Après la simulation du fonctionnement normal du réseau, les résultats des paramètres du réseau : les vitesses angulaires, les tensions, les puissances actives et les puissances réactives sont présentés ci-dessous (Le système est parfaitement stable).

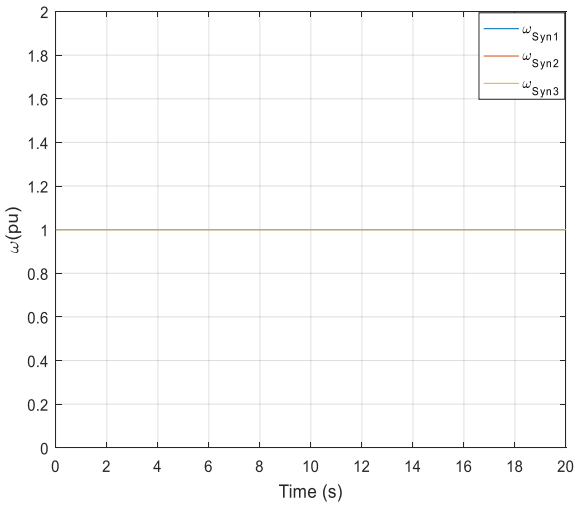


Figure III.8.a *: Vitesses angulaires Des 3 générateurs.*

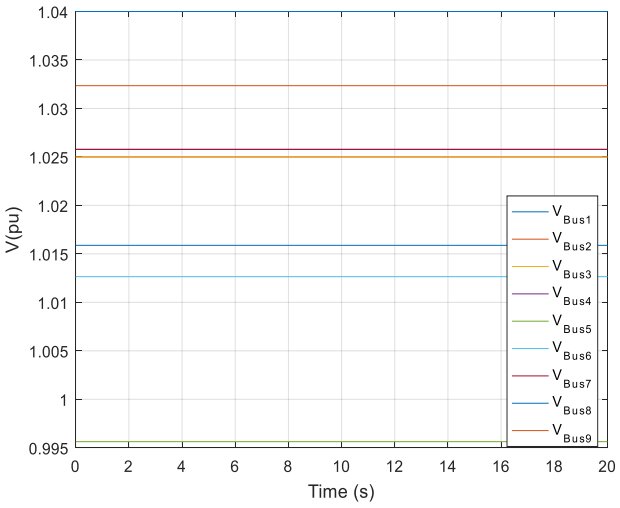


Figure III.8.b *: La tension aux Jeux de barres.*

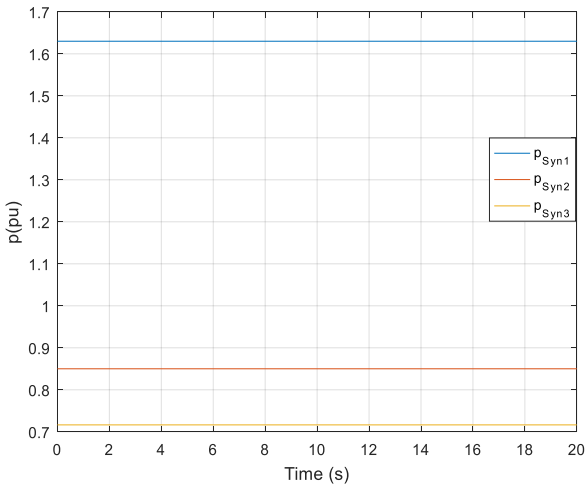


Figure III.8.c *: La puissance active Des générateurs.*

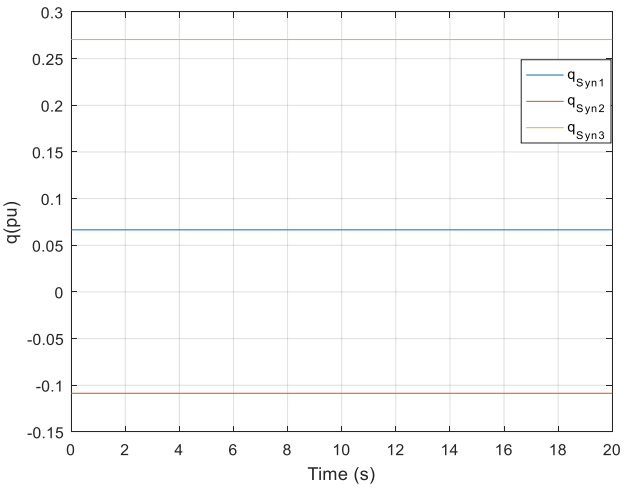


Figure III.8.d *: La puissance réactive Des générateurs.*

III.6.2 Influence du défaut sur la stabilité de réseau (cas N°2)

- **Le défaut au jeu de barre N°4 :**

Nous avons simulé un défaut au niveau du jeu de barre N°4 avec une durée t=273ms

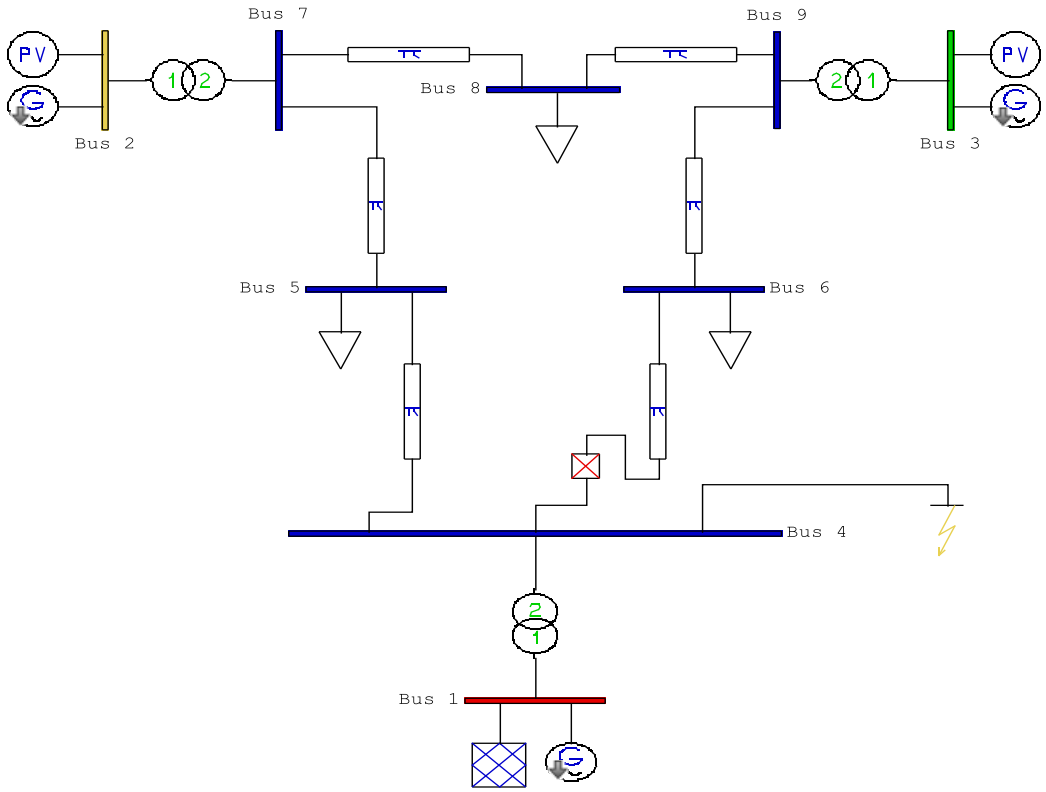


Figure III.9 : *Application d'un défaut au niveau de JB 4.*

Les résultats obtenus sont présentés sur les figures ci-dessous :

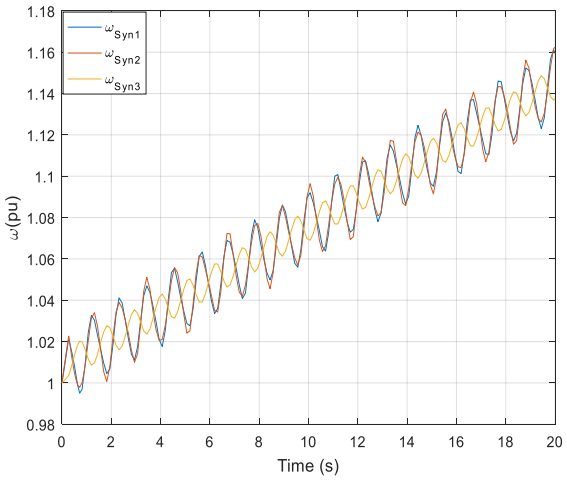


Figure III.10.a *: Vitesses angulaires Des 3 générateurs*

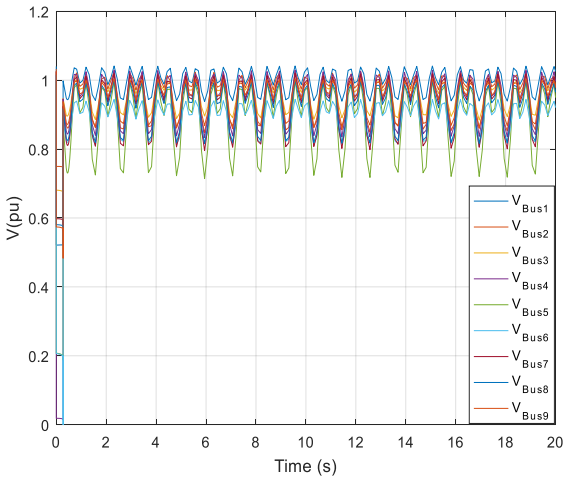


Figure III.10.b *: La tension aux jeux de Barres*

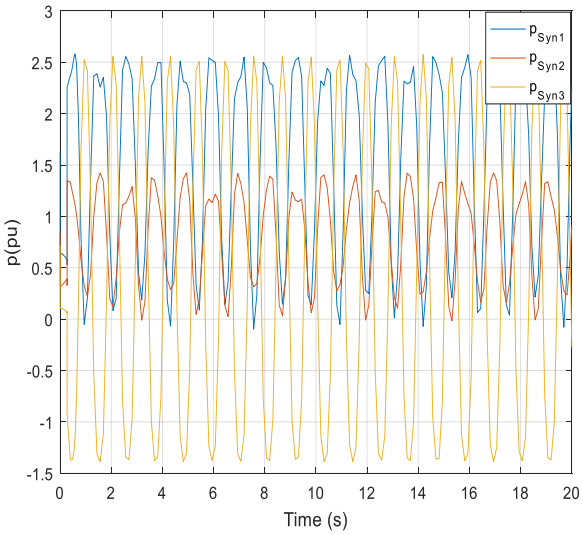


***Figure III.10.c** : La puissance active Des générateurs.*

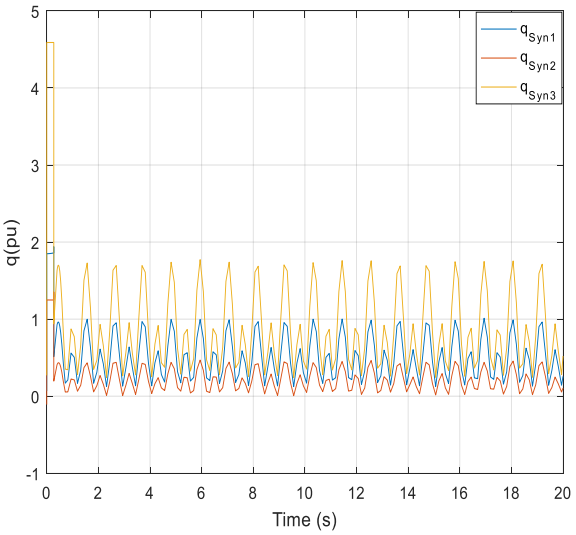


***Figure III.10.d** : La puissance réactive Des générateurs.*

Nous avons augmenté la durée d'isolement du défaut d'un pas de t =1 ms, soit t = 274ms

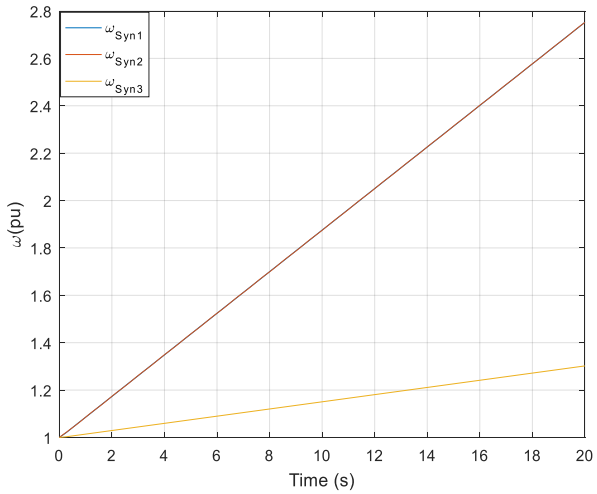


***Figure III.11.a** : Vitesses angulaires Des 3 générateurs.*

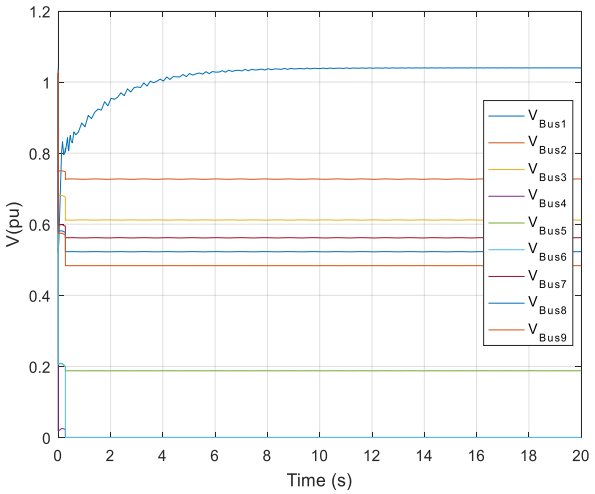


***Figure III.11.b** : La tension aux jeux de Barres.*

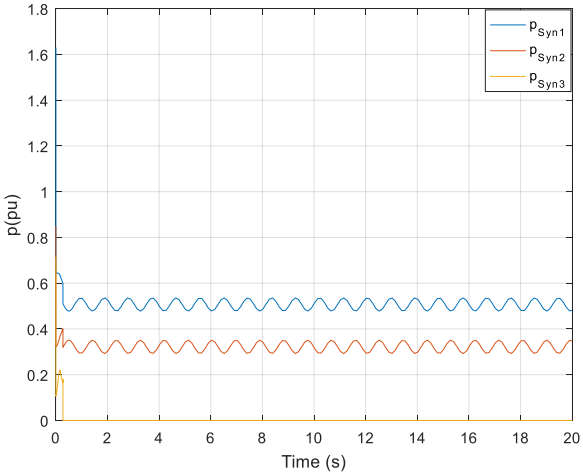


***Figure III.11.c** : La puissance active Des générateurs.*

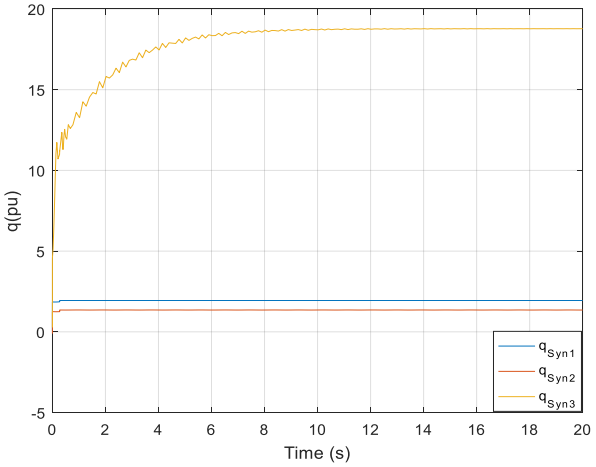


***Figure III.11.d** : La puissance réactive Des générateurs.*

Dans ce cas on remarque que la vitesse de générateur 1et 2 divergent par rapport à la vitesse de générateur 3, donc le réseau est instable avec un TCID=274 ms, alors le réseau est stable avec un TCID= 273ms.

III.6.2.1 Analyse des résultats de simulations du (cas N°2)

- ✓ Lors du défaut, la vitesse angulaire ω_1 et ω_2 présentent de fortes oscillations par rapport à la vitesse angulaire ω_3 du nœud bilan, et une stabilisation du système avec des vitesses un peu plus grandes de la vitesse initiale. **Figure (III.10.a)**
- ✓ Durant le défaut, nous avons constaté qu'un creux se présente pour chaque tension proche du jeu de barre N°4, une fois que le défaut est éliminé toutes les tensions reprennent leurs allures initiale. **Figure (III.10.b)**
- ✓ Lors de défaut, de fortes oscillations des puissances actives au niveau des générateurs N°1 et N°3 par rapport au générateur N°2.**Figure (III.10.c)**
- ✓ Lors de défaut, il y a une surproduction de la puissance réactive. **Figure (III.10.d)** Nous avons augmenté la durée d'isolement du défaut d'un pas de t= 1ms, l'exécution de la simulation nous avons permis d'obtenir les résultats qui montrent la perte de la stabilité du système.
- ✓ les générateurs ont perdu leurs synchronismes à partir de (t=1ms) .**Figure (III.11.a)**

- ✓ les tensions obtenues au niveau de chaque nœud sont plus faibles par rapport aux tensions admissibles. **Figure (III.11.b)**
- ✓ Les puissances actives aux niveaux des générateurs diminuent et les puissances réactives augmentent. **Figure (III.11.c)** ; **Figure (III.11.d)**

III.6.3 Placement d'un seul AVR (cas N°3)

On place l'AVR seulement dans le JB N°2 avec le même temps de défauts t=273 ms au niveau du JB N°4. (**Figure III.12**)

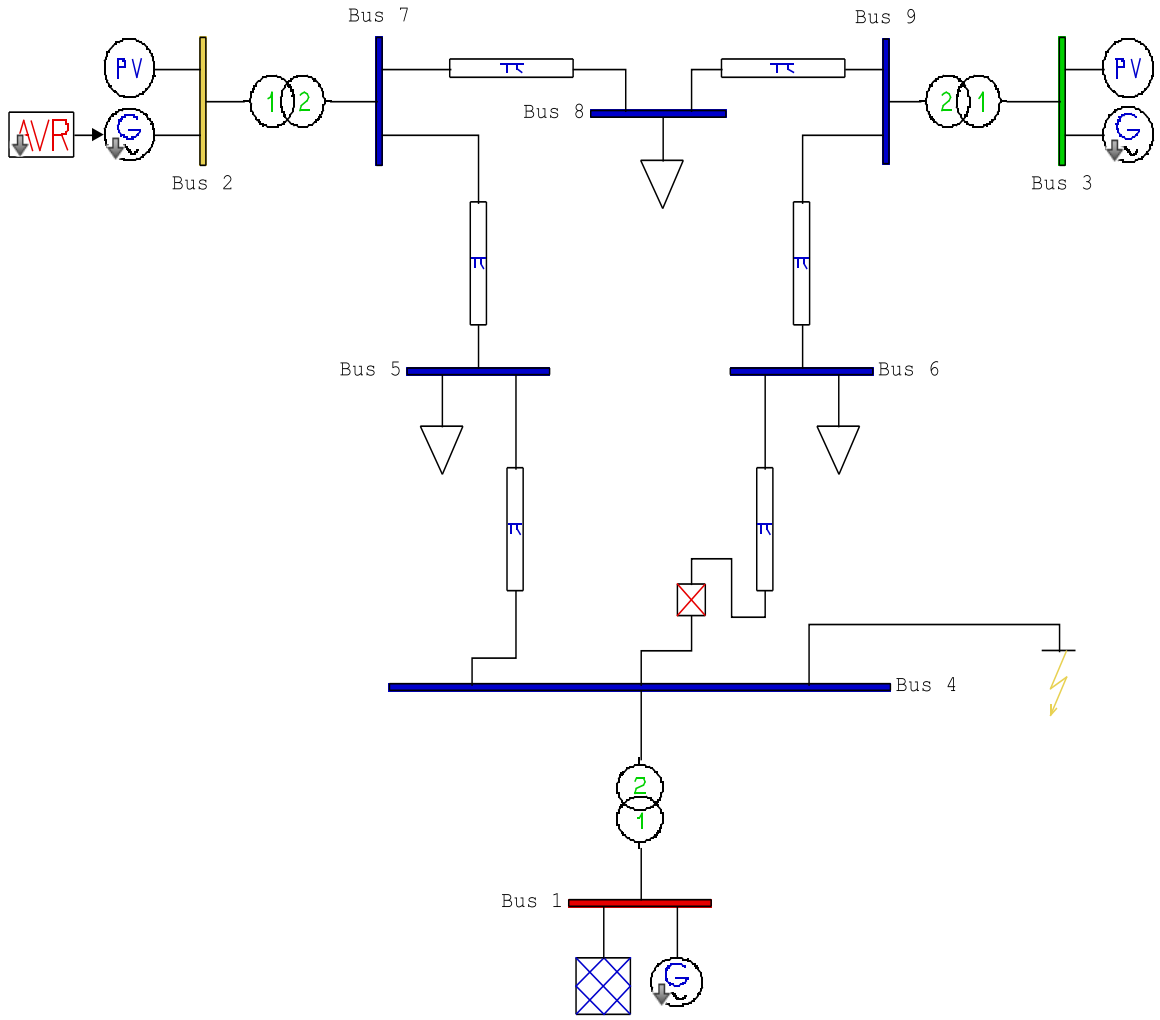


Figure III.12 *Application d'un défaut au niveau de JB 4 avec AVR au JB 2.*

Les résultats obtenus sont présentés sur les figures ci-dessous :

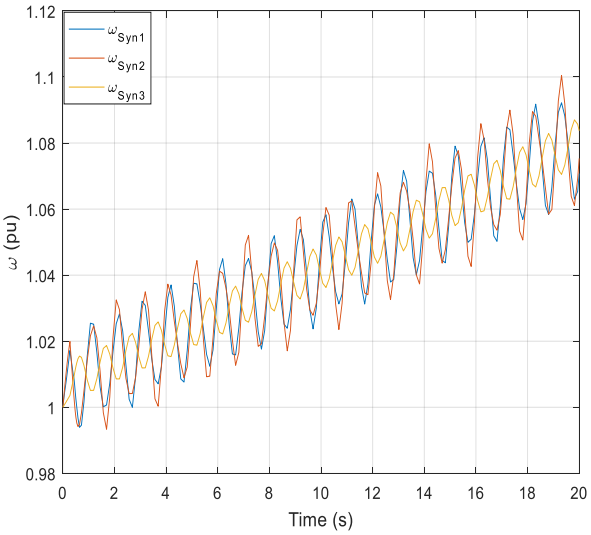


Figure III.13.a *: Vitesses angulaires Des 3 générateurs.*

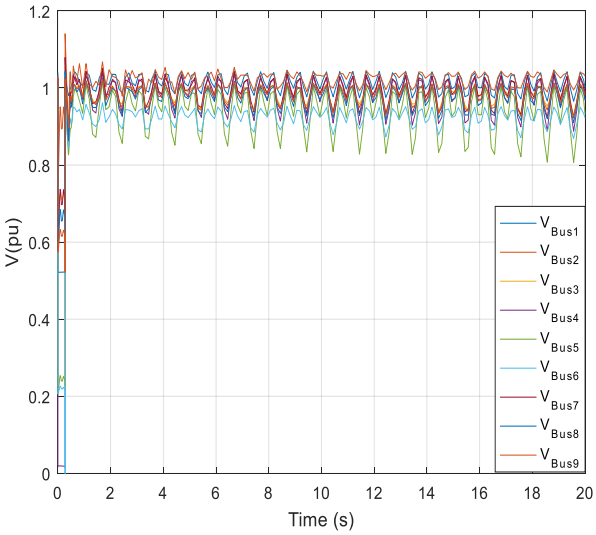


Figure III.13.b *: La tension aux jeux de Barres.*

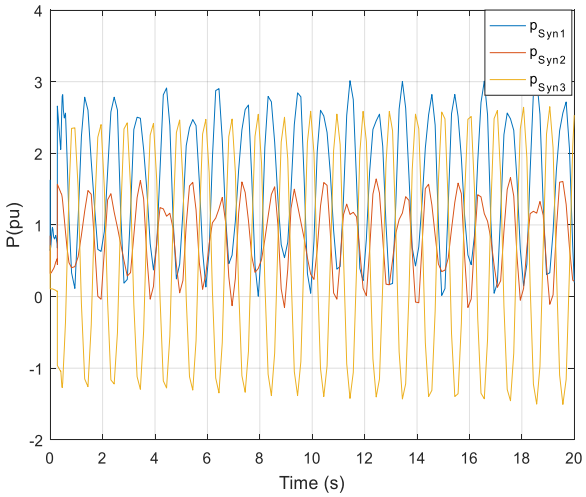


Figure III.13.c *: La puissance active Des générateurs.*

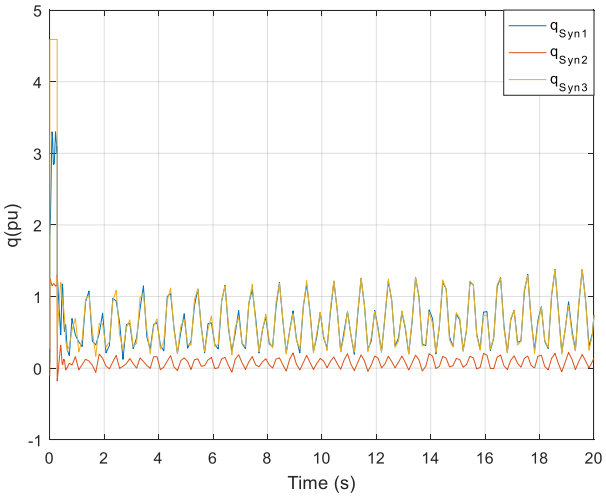


Figure III.13.d *: La puissance réactive Des générateurs.*

On place l'AVR seulement dans le JB N°3 avec le même temps de défauts t=273 ms, et un défaut au niveau du JB N°4. **(Figure III.14)**

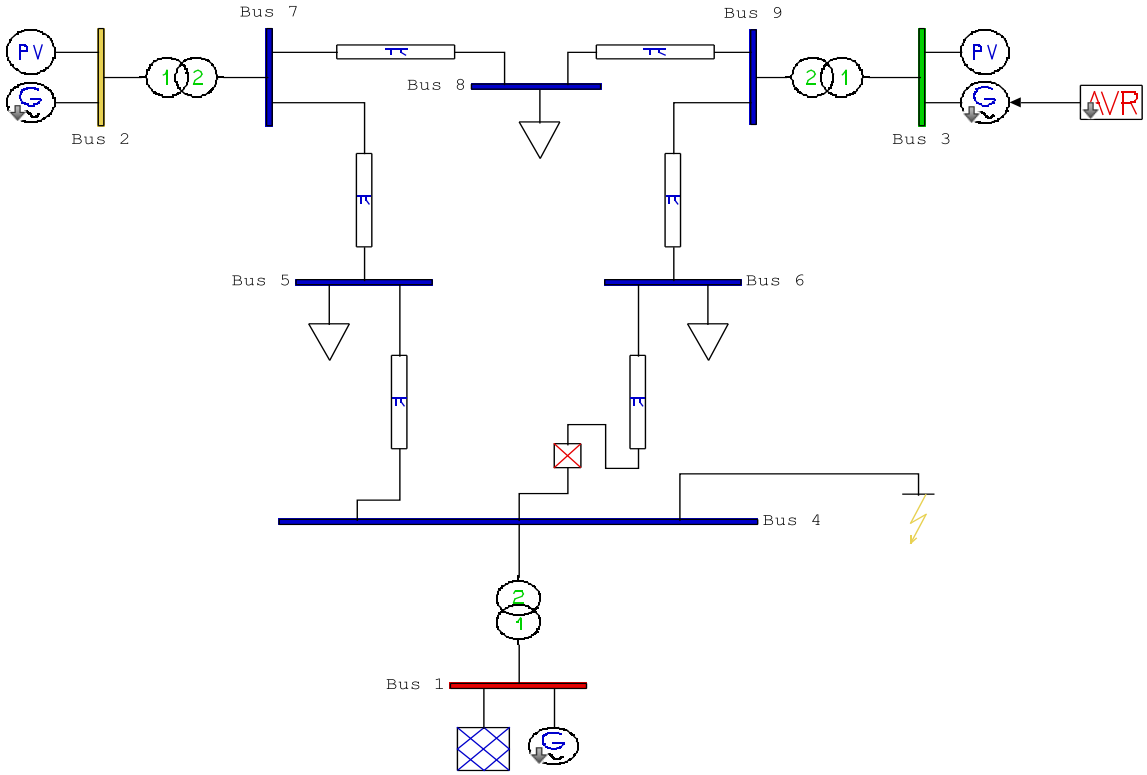


Figure III.14 *Application d'un défaut au niveau de JB 4 avec AVR au JB 3.*

Les résultats obtenus sont présentés sur les figures ci-dessous :

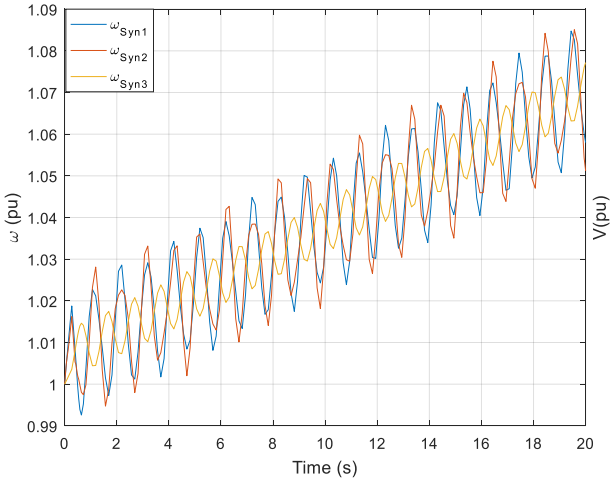


Figure III.15.a *: Vitesses angulaires Des 3 générateurs.*

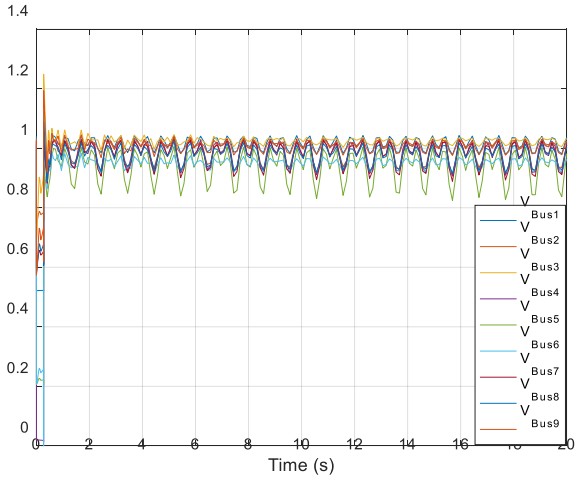


Figure III.15.b *: La tension aux jeux de Barres.*

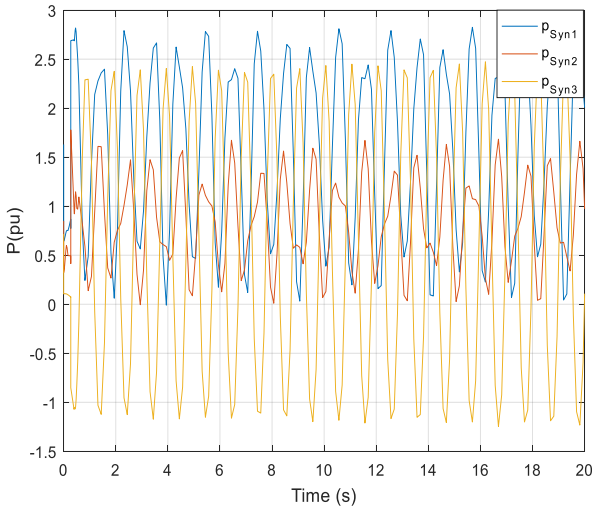


Figure III.15.c *: La puissance active des générateurs.*

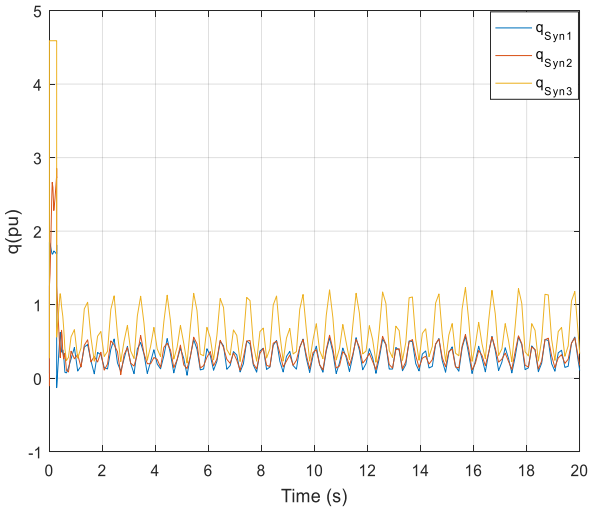


Figure III.15.d *: La puissance réactive des générateurs.*

On place l'AVR seulement dans le JB N°1 avec le même temps de défauts t=273 ms et applique un défaut au niveau du JB N°4. (**Figure III.16**)

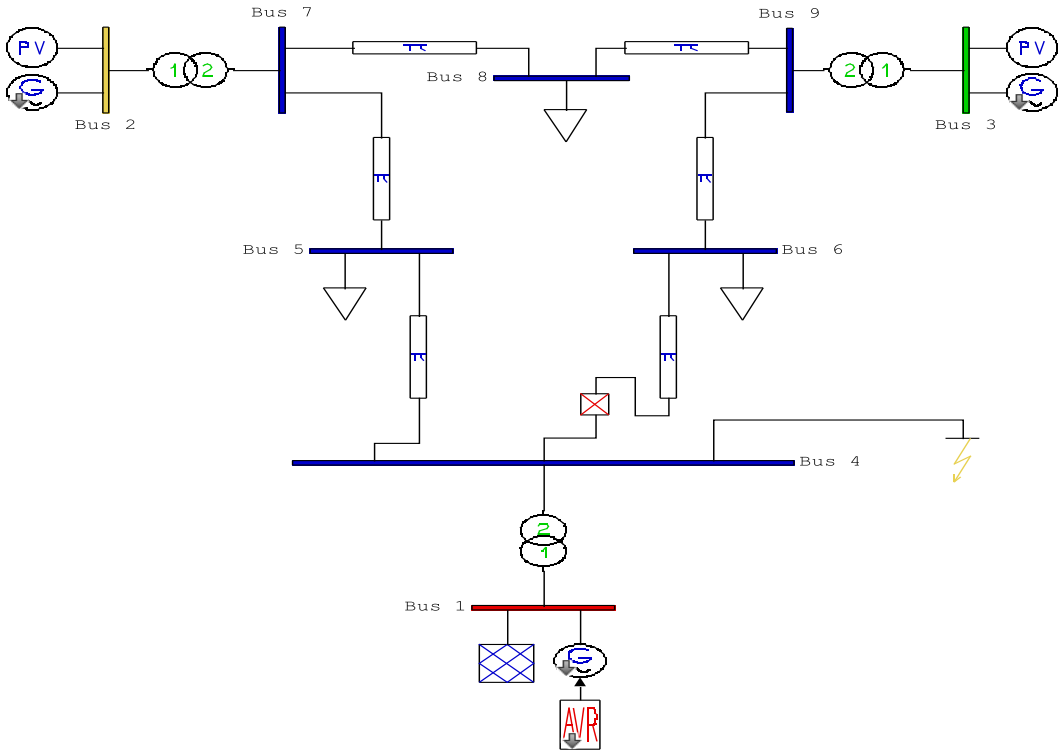


Figure III.16 *Application d'un défaut au niveau de JB 4 avec AVR au JB 1.*

Les résultats obtenus sont présentés sur les figures ci-dessous :

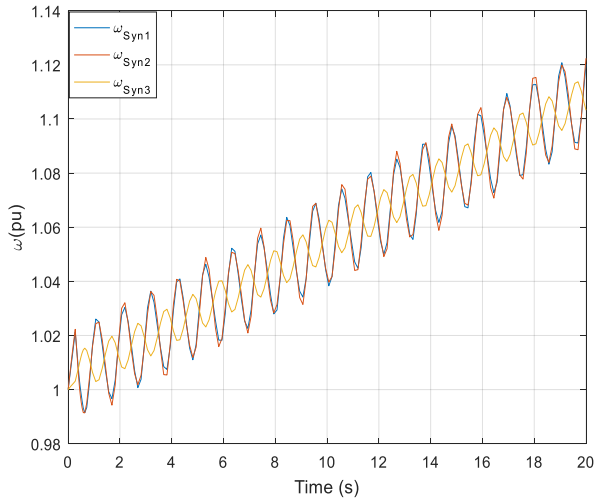


Figure III.17.a *: Vitesses angulaires Des 3 générateurs.*

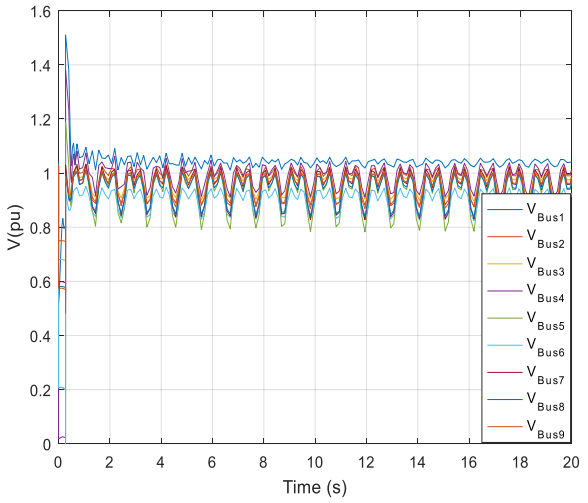


Figure III.17.b *: La tension aux jeux de Barres.*

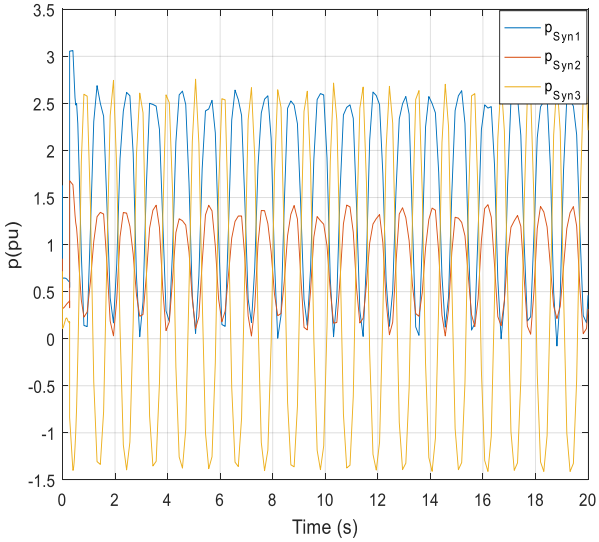


Figure III.17.c *: La puissance active Des générateurs.*

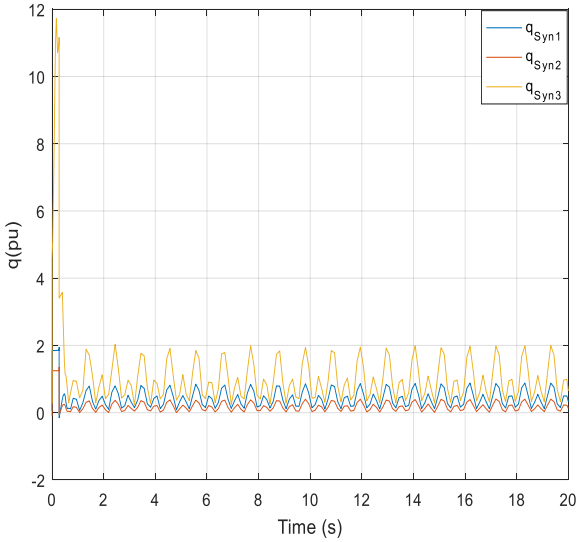


Figure III.17.d *: La puissance réactive Des générateurs.*

L'emplacement d'un AVR à chaque fois dans un générateur du système contribue à l'amortissement des oscillations de la vitesse angulaire.

III.6.4 Avec 2 AVR et meilleur temps de défauts (cas N°4)

Nous avons ajouté un autre AVR, le 1er dans le JB N°2 et le 2eme dans le JB N°1 avec le même temps de défauts t=273 ms et un défaut au niveau du JB N°4. (**Figure III.18**)

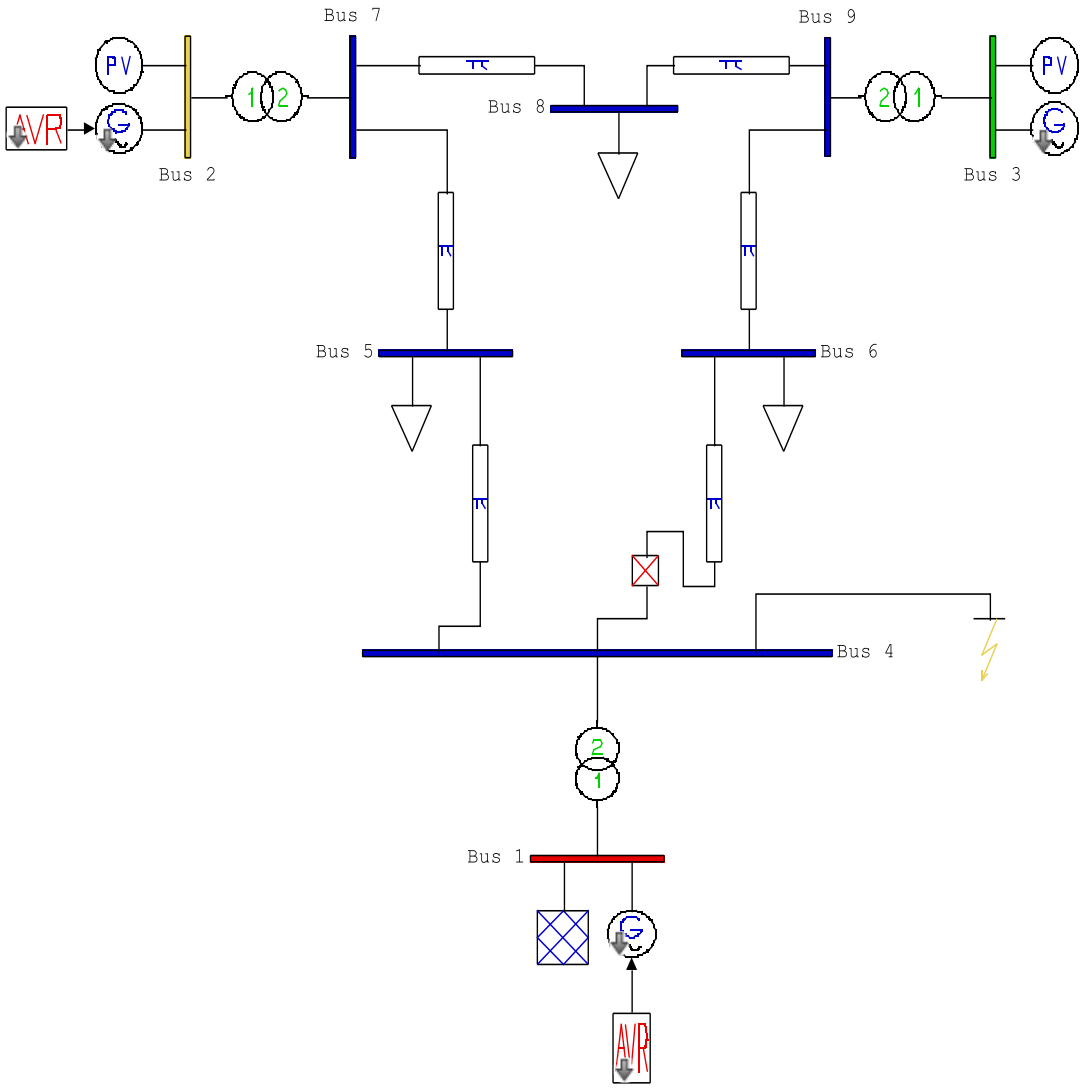


Figure III.18 *Application d'un défaut au niveau de JB 4 avec AVR au JB 1et 2.*

Les résultats obtenus sont présentés sur les figures ci-dessous :

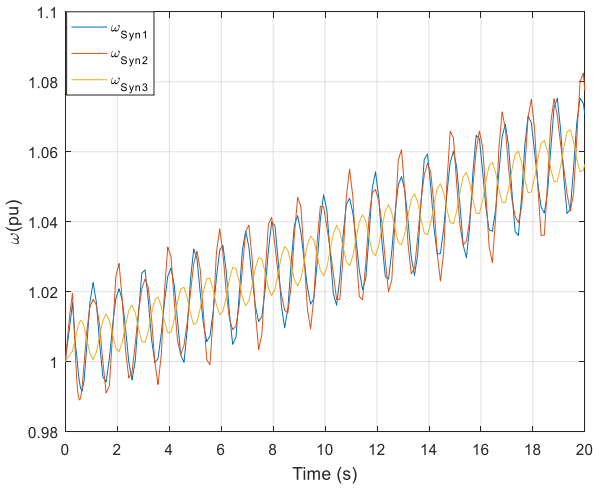


Figure III.19.a *: Vitesses angulaires Des 3 générateurs.*

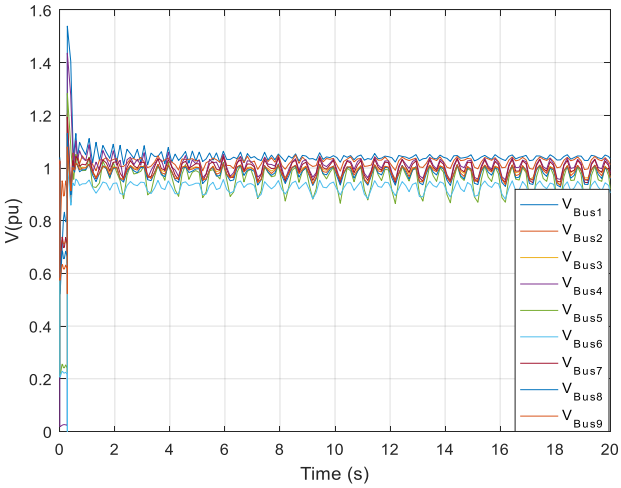


Figure III.19.b *: La tension aux jeux de Barres.*

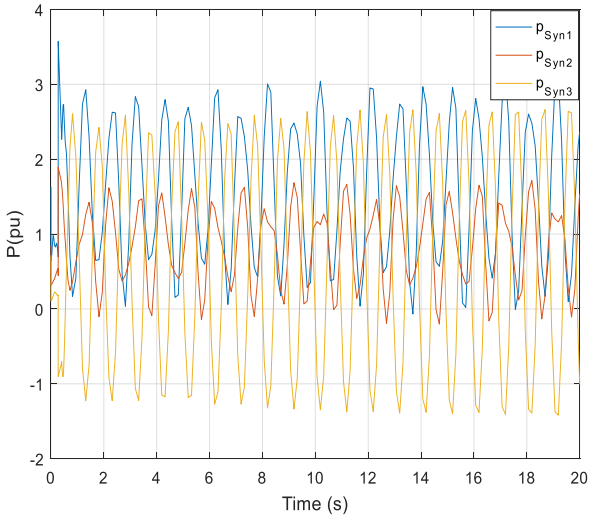


Figure III.19.c *: La puissance active Des générateurs.*

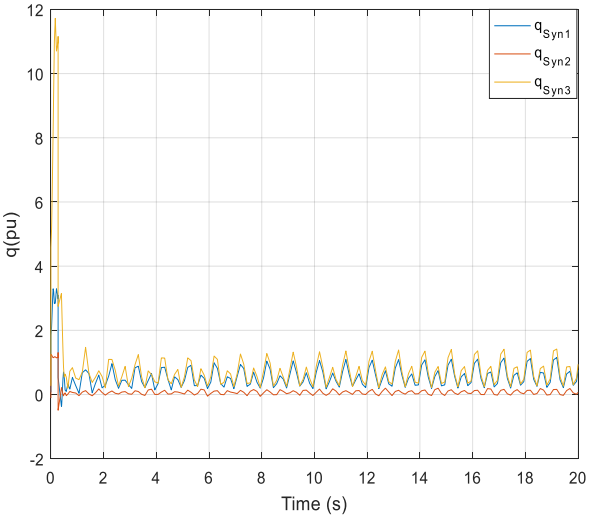


Figure III.19.d *: La puissance réactive Des générateurs.*

On place un AVR dans le JB N°2 et l'autre dans le JB N°3 avec toujours le même temps de défauts t=273 ms.

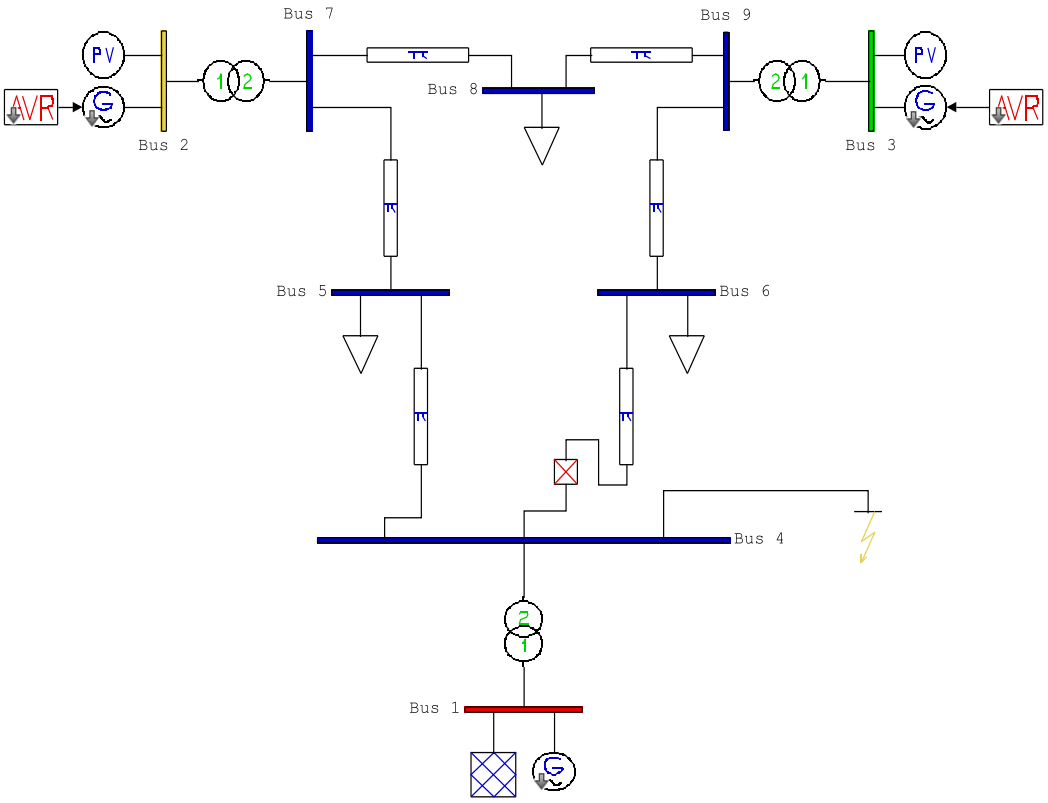
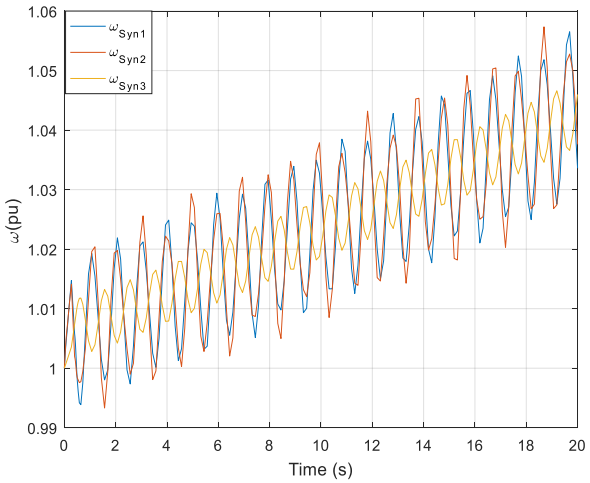


Figure III.20 *Application d'un défaut au niveau de JB 4 avec AVR au JB 2et 3.*

Les résultats obtenus sont présentés sur les figures ci-dessous



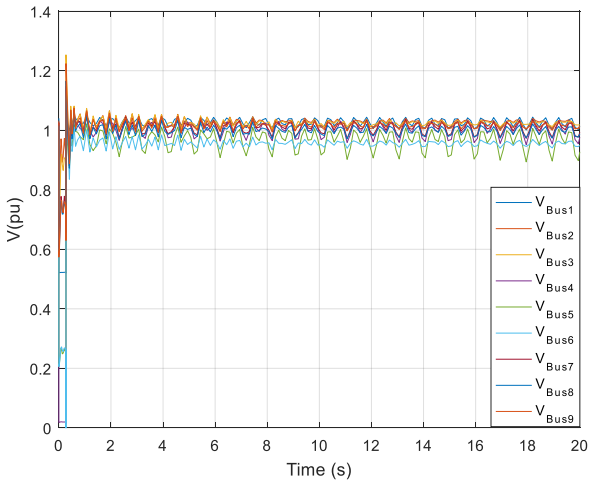


Figure III.21.a *: Vitesses angulaires* ***Figure III.21.b*** *: La tension aux*

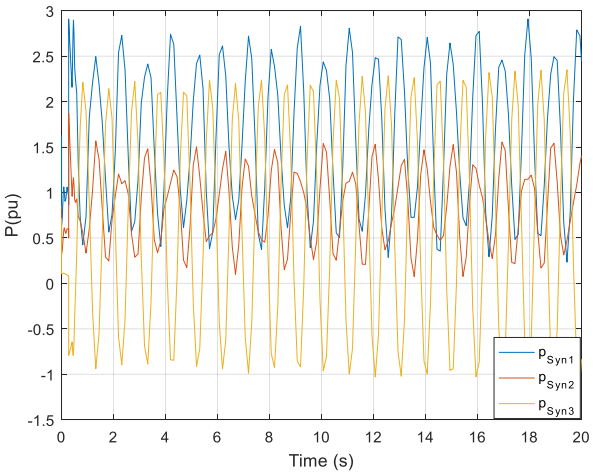


Figure III.21.c *: La puissance active Des générateurs.*

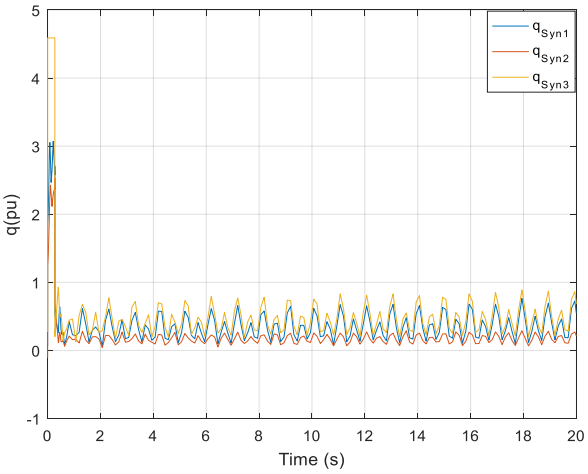


Figure III.21.d *: La puissance réactive Des générateurs.*

On place un AVR dans le JB N°1 et l'autre dans le JB N°3 avec toujours le même temps de défauts t=273 ms.

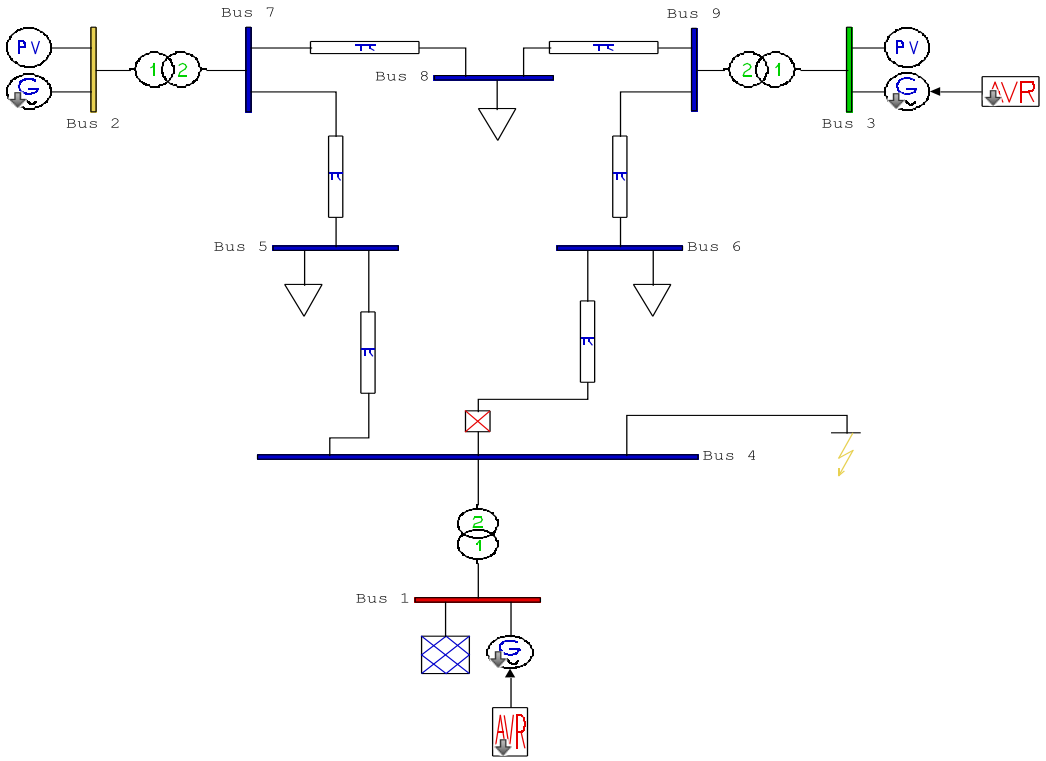


Figure III.22 *Application d'un défaut au niveau de JB 4 avec AVR au JB 3et 1.*

Les résultats obtenus sont présentés sur les figures ci-dessous :

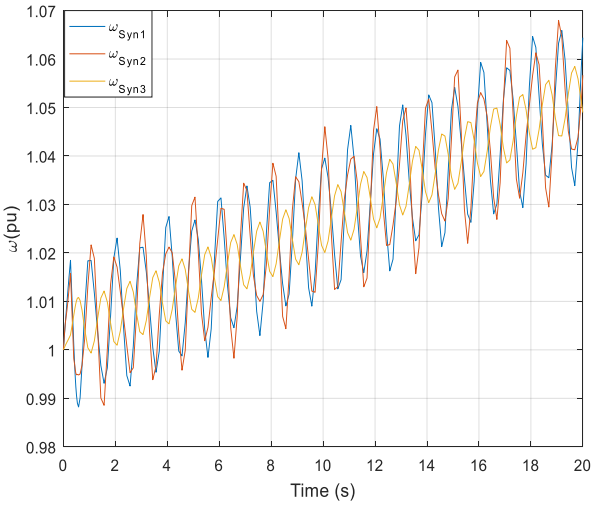


Figure III.23.a *: Vitesses angulaires Des 3 générateurs.*

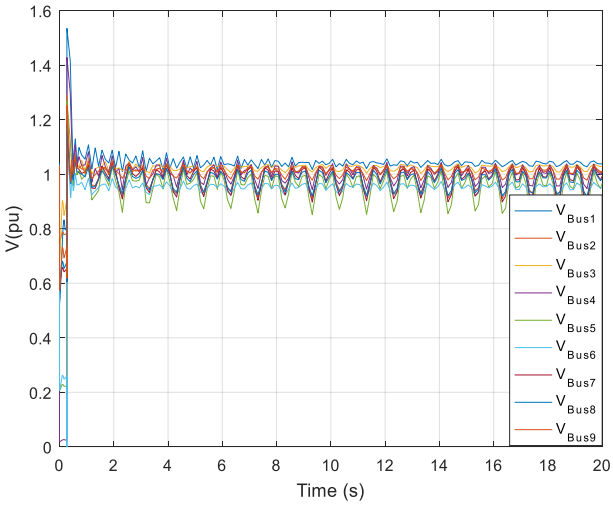


Figure III.23.b *: La tension aux jeux de Barres.*

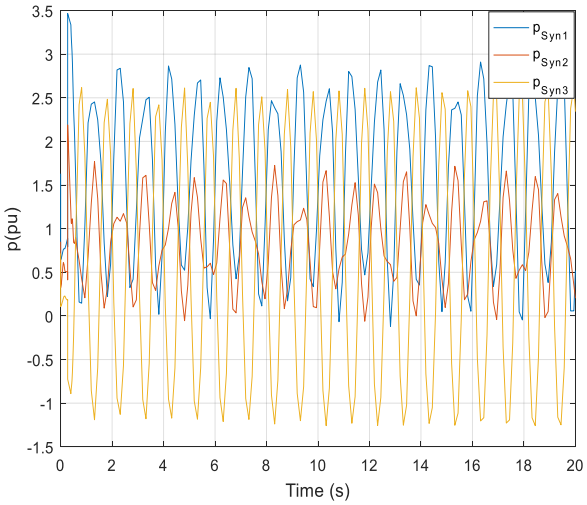


Figure III.23.c *: La puissance active Des générateurs.*

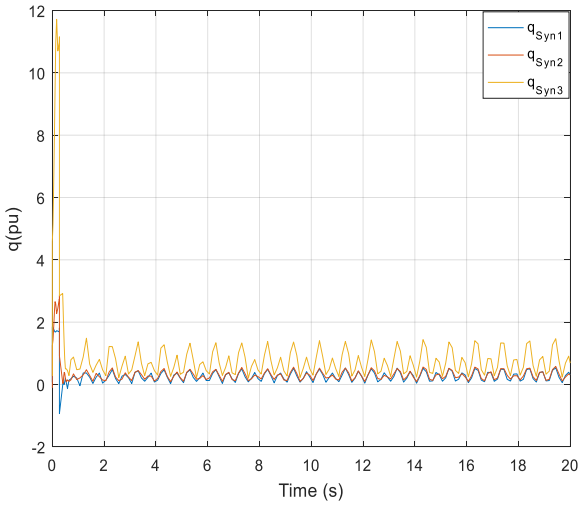


Figure III.23.d *: La puissance réactive Des générateurs.*

Les différentes combinaisons de l'emplacement de l'AVR dans les générateurs donnent des résultats satisfaisants par rapport à la présence d'un seul AVR notamment la combinaison dans les jeux de barres (1 et 2).

III.6.5 Avec 3 AVR et meilleur temps de défauts (cas N°5)

On place un AVR dans les 3 JB (1,2, 3) avec le même temps de défauts t=273 ms. (**Figure III.24**)

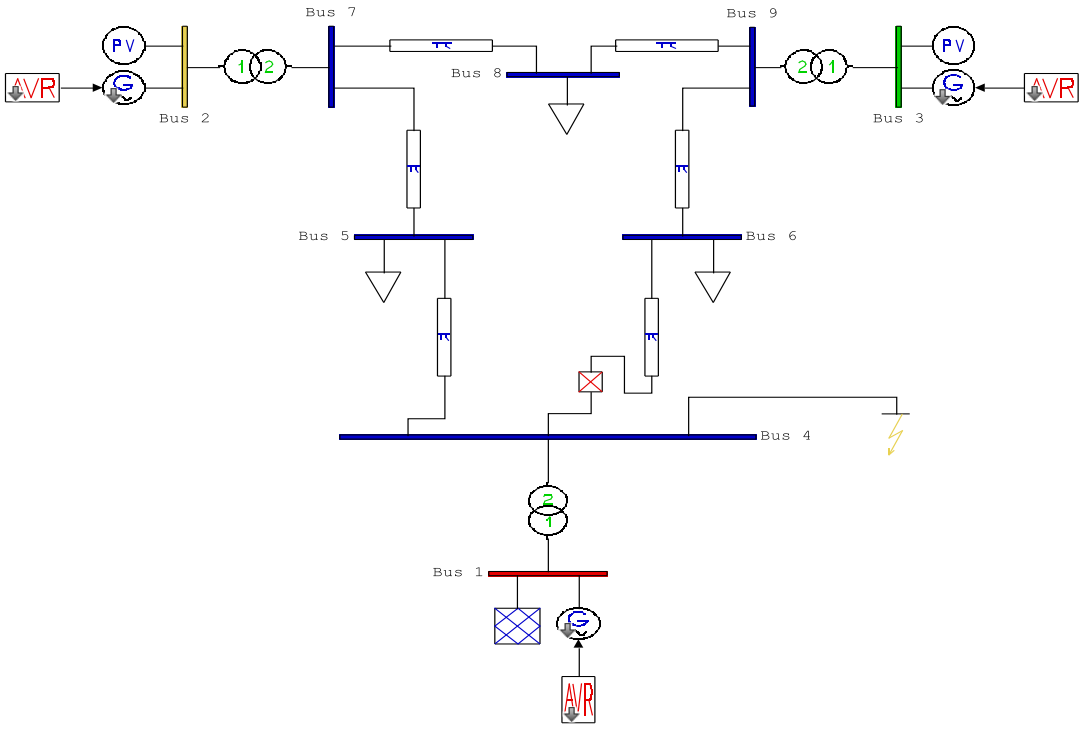


Figure III.24 *Application d'un défaut au niveau de JB 4 avec 3 AVR.*

Les résultats obtenus sont présentés sur les figures ci-dessous :

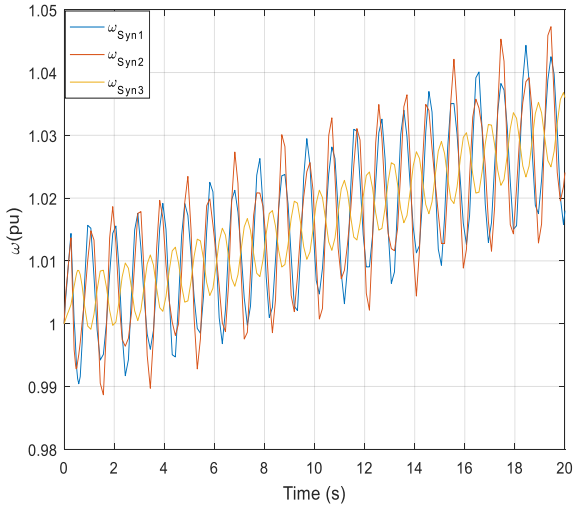


Figure III.25.a *: Vitesses angulaires Des 3 générateurs.*

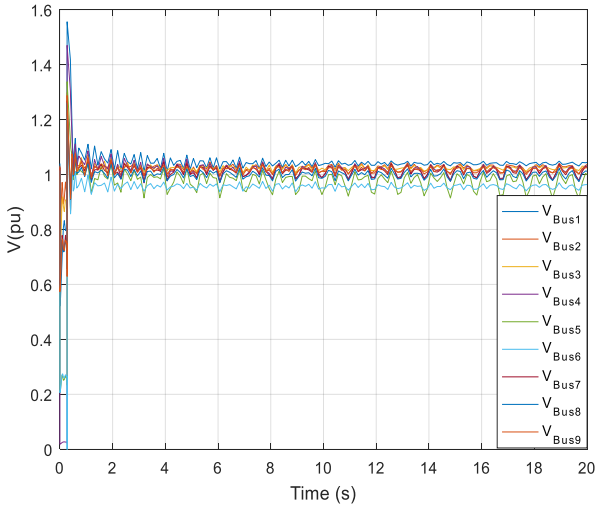


Figure III.25.b *: La tension aux jeux De Barres.*

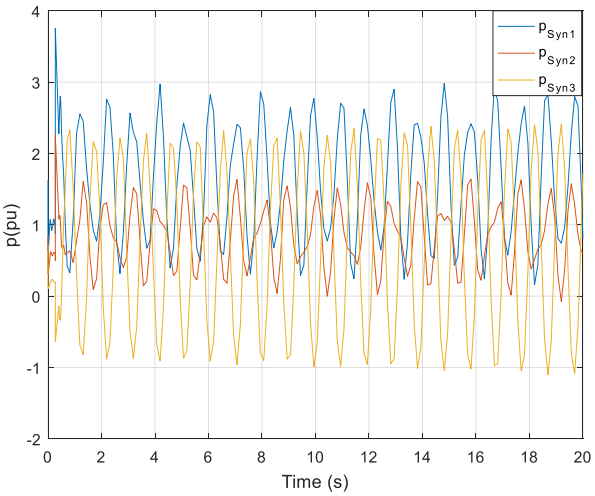


Figure III.25.c *: La puissance active Des générateurs.*

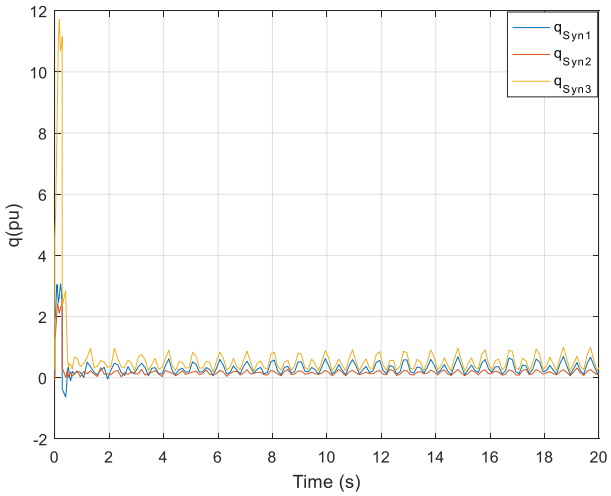


Figure III.25.d *: La puissance réactive Des générateurs.*

Le nombre des AVR des systèmes ne peut qu'améliorer et diminuer d'une manière très significative les oscillations de la vitesse angulaire.

III.6.6 Intégration d'un seul PSS (cas N°6) :

- On place le PSS au niveau de JB N°1 :

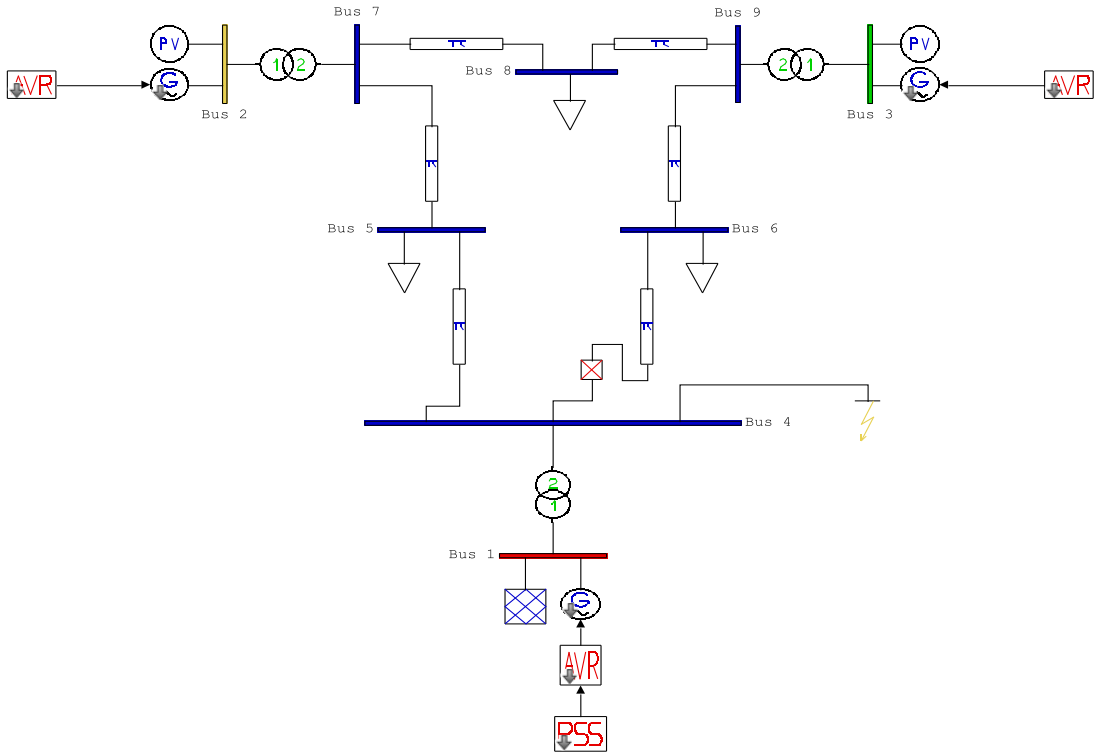


Figure III.26 *intégration d'un seul PSS au niveau de JB1.*

On obtient les résultats suivants :

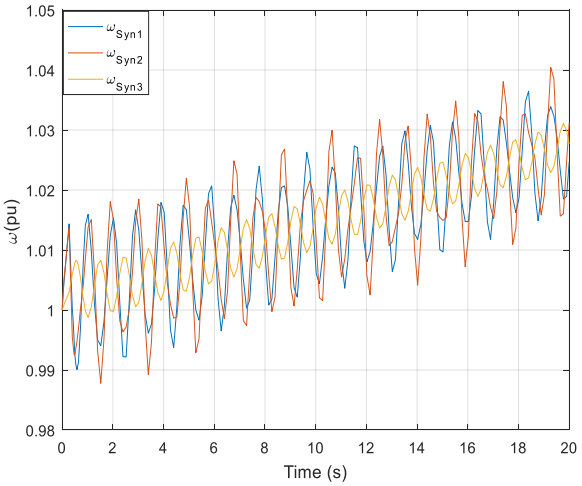


Figure III.27.a *: Vitesses angulaires Des 3 générateurs.*

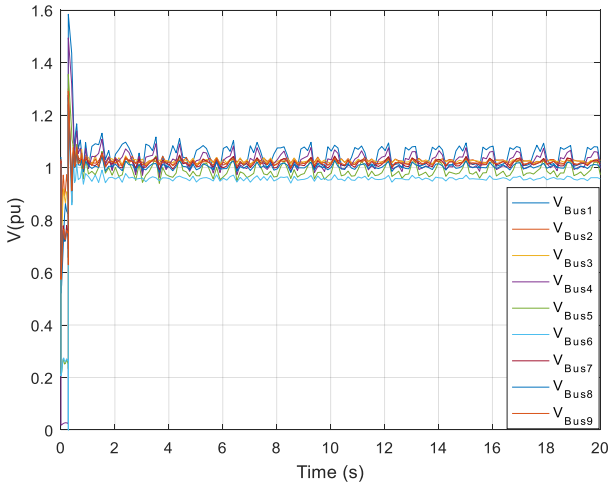


Figure III.27.b *: La tension aux jeux de Barres.*

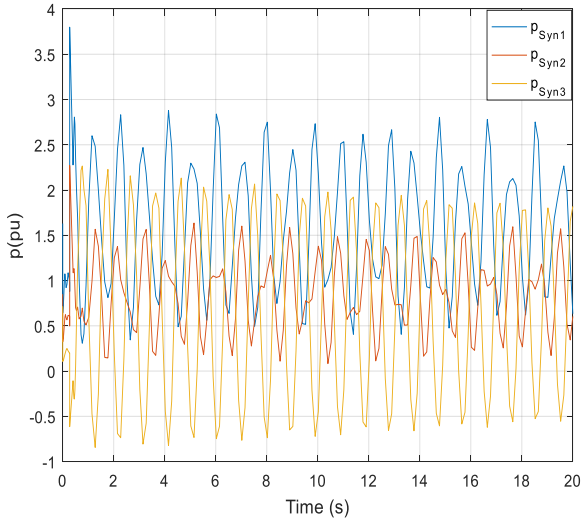


Figure III.27.c *: La puissance active Des générateurs.*

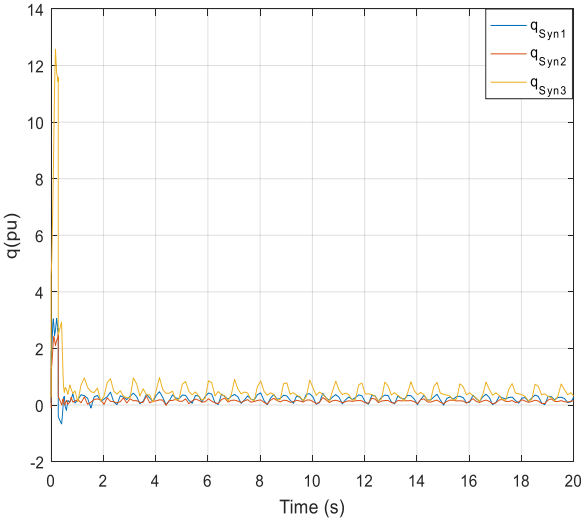


Figure III.27.d *: La puissance réactive Des générateurs.*

- On place le PSS au niveau de JB N°2 :

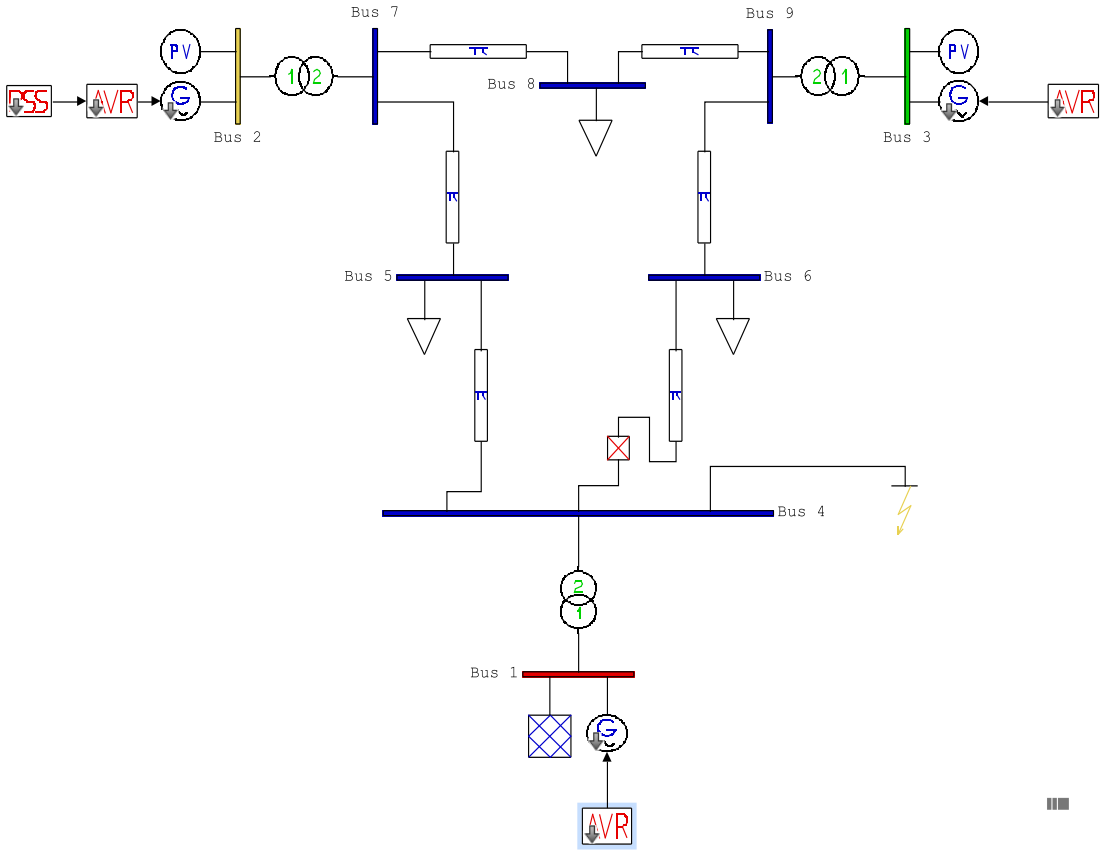


Figure III.28 *intégration d'un seul PSS au niveau de JB2.*

On obtient les résultats suivants :

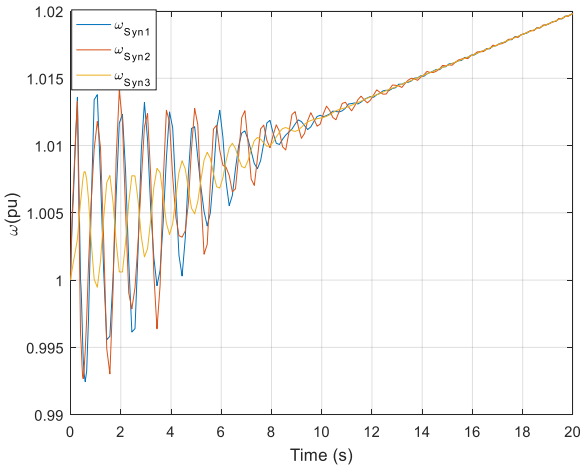


Figure III.29.a *: Vitesses angulaires Des 3 générateurs.*

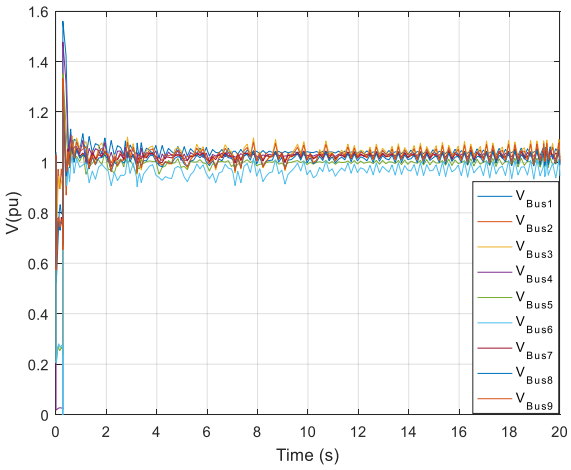


Figure III.29.b *: La tension aux jeux de Barres.*

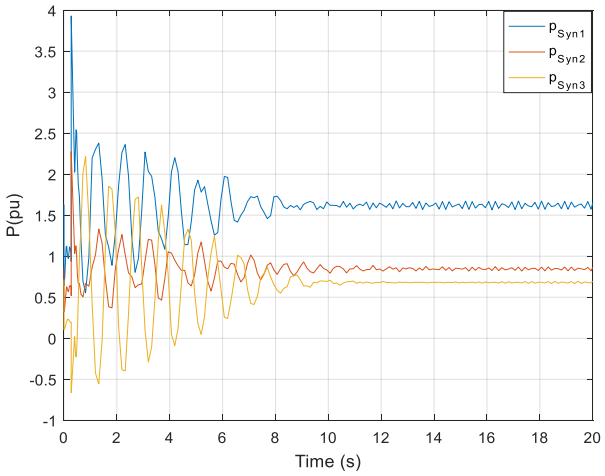


Figure III.29.c *: La puissance active Des générateurs.*

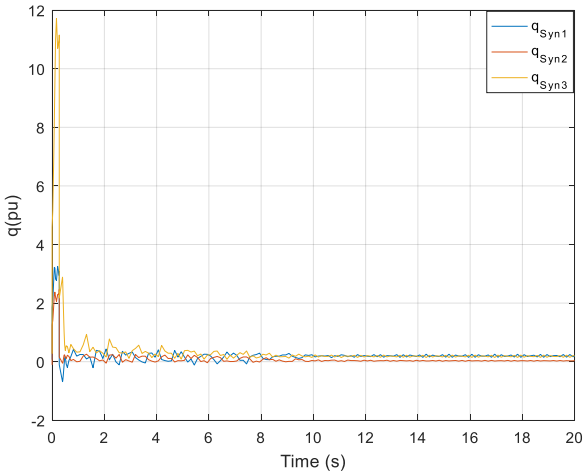


Figure III.29.d *: La puissance réactive Des générateurs.*

- On place le PSS au niveau de JB N°3 :

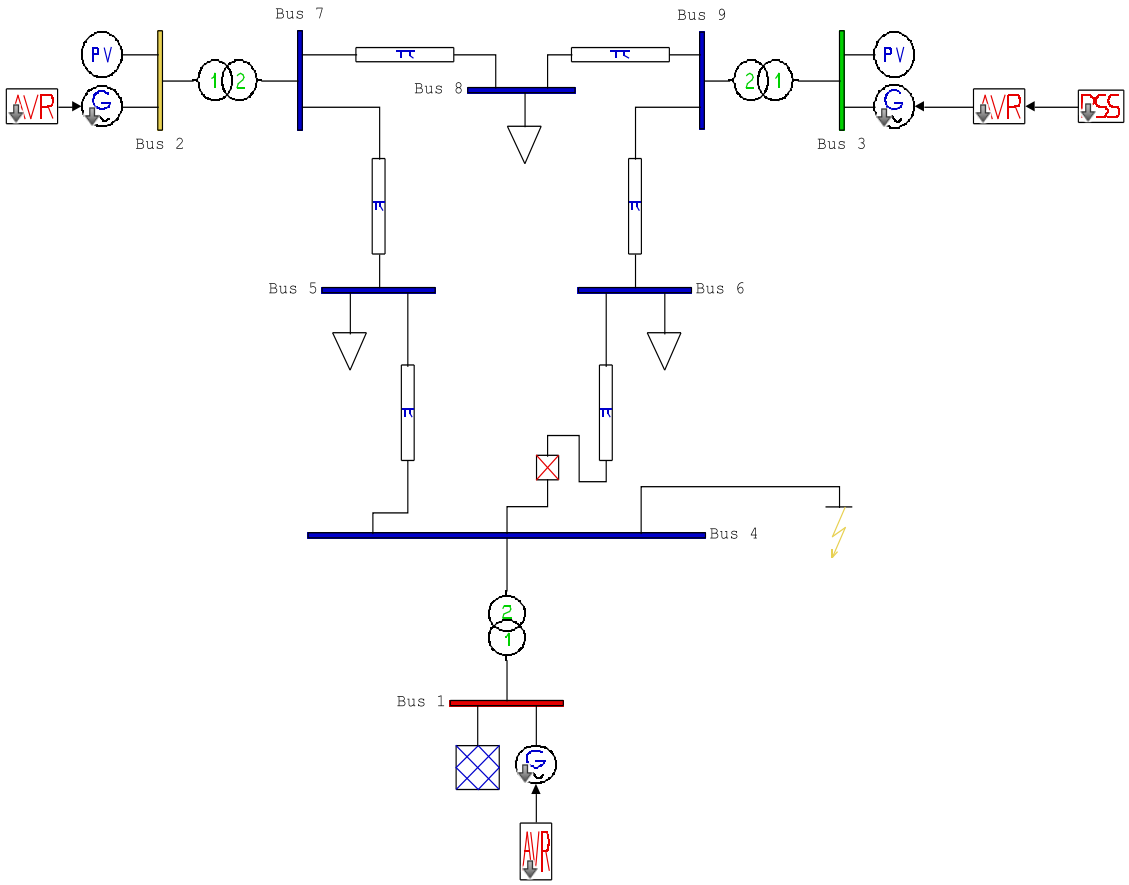


Figure III.30 *intégration d'un seul PSS au niveau de JB3.*

On obtient les résultats suivants :

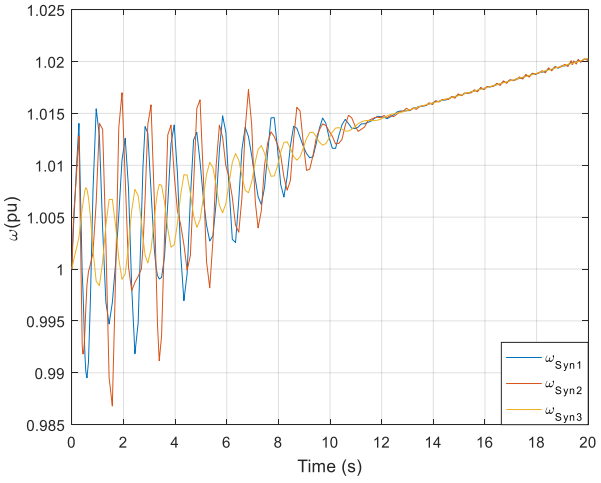


Figure III.31.a *: Vitesses angulaires Des 3 générateurs.*

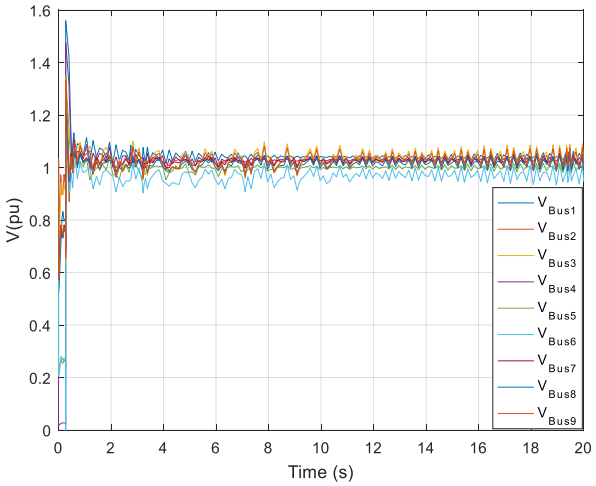


Figure III.31.b *: La tension aux jeux de Barres.*

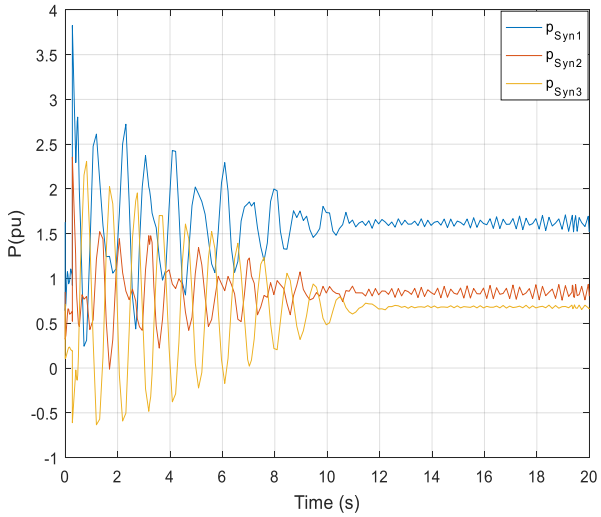


Figure III.29.c *: La puissance active Des générateurs.*

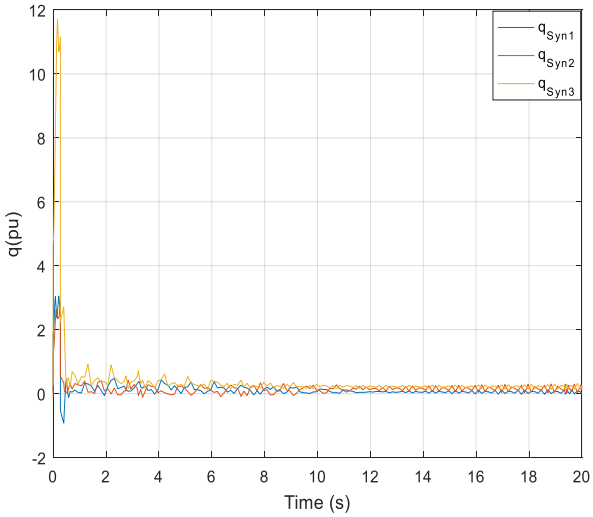


Figure III.29.d *: La puissance réactive Des générateurs.*

D'après ces résultats l'emplacement du PSS dans un système est très important car au JB 2 il y'a amortissement complet des oscillations.

II.6.7 Intégration de 2 PSS (cas N°7)

- On place le 1er PSS au niveau de JB N°1 et le 2eme au JB N°2

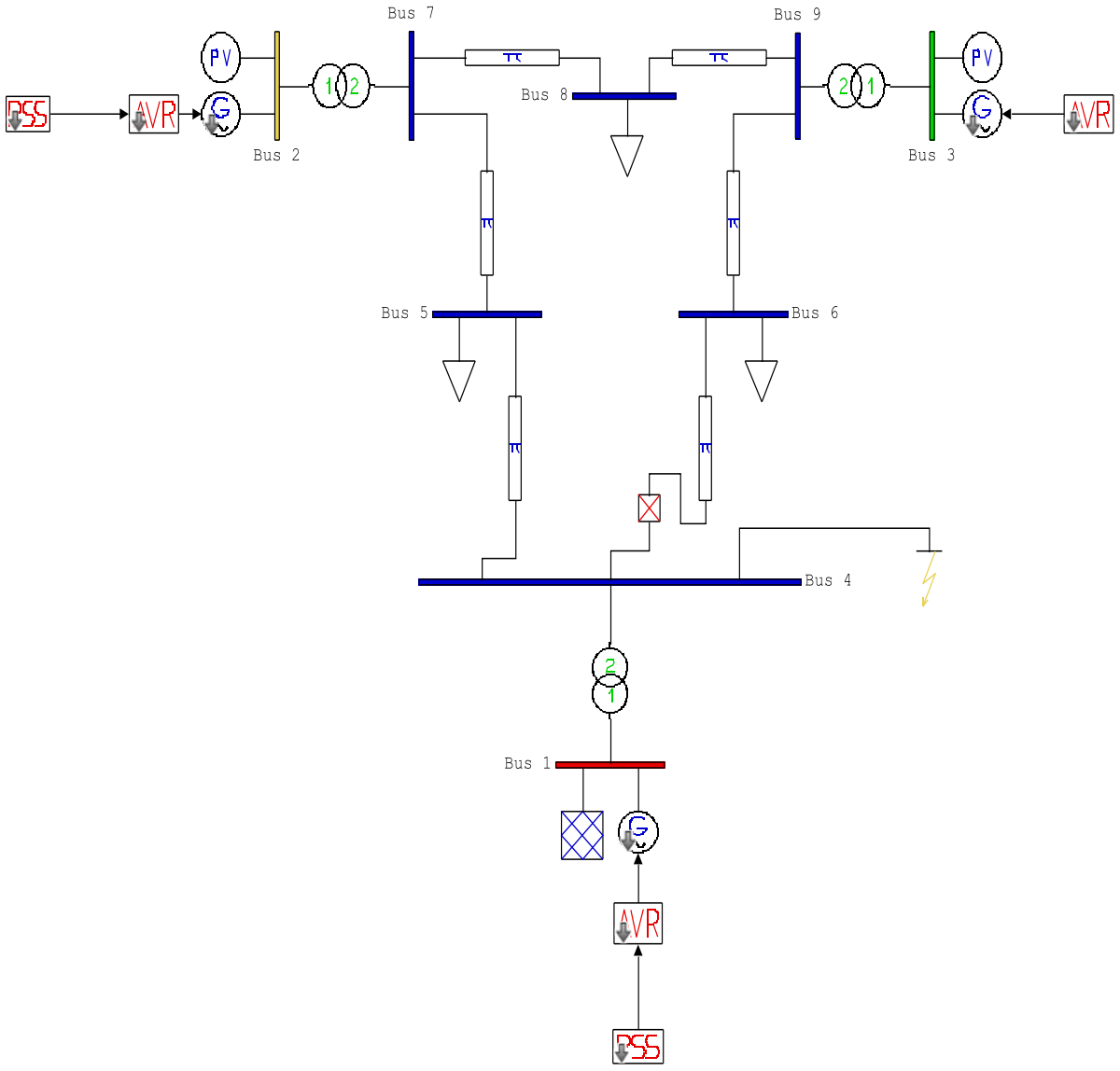


Figure III.32 *Intégration de PSS au niveau de JB 1 et JB 2*

On obtient les résultats suivants :

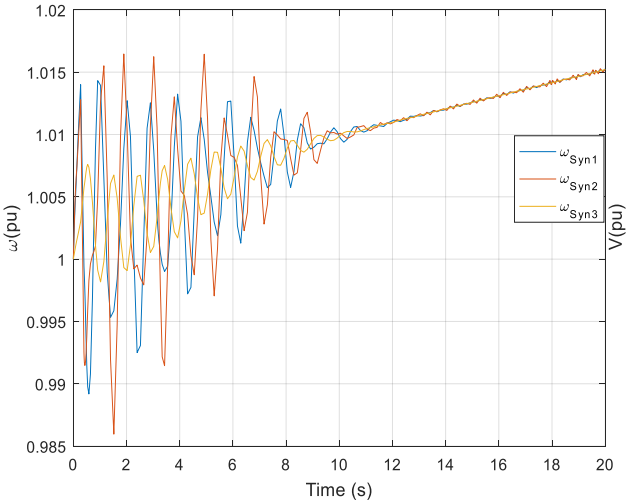


Figure III.33.a *: Vitesses angulaires Des 3 générateurs.*

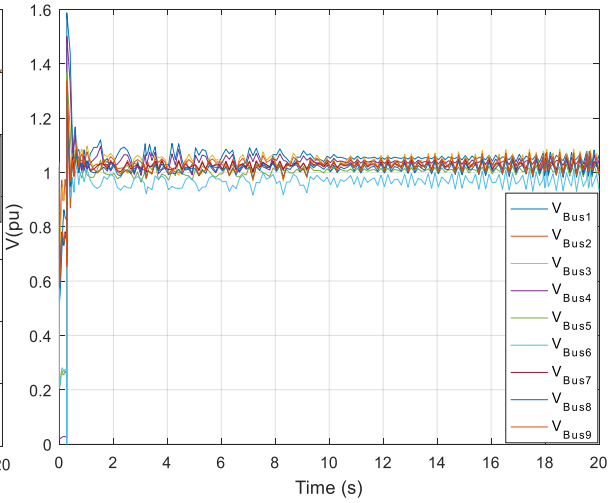


Figure III.33.b *: La tension aux jeux De Barres.*

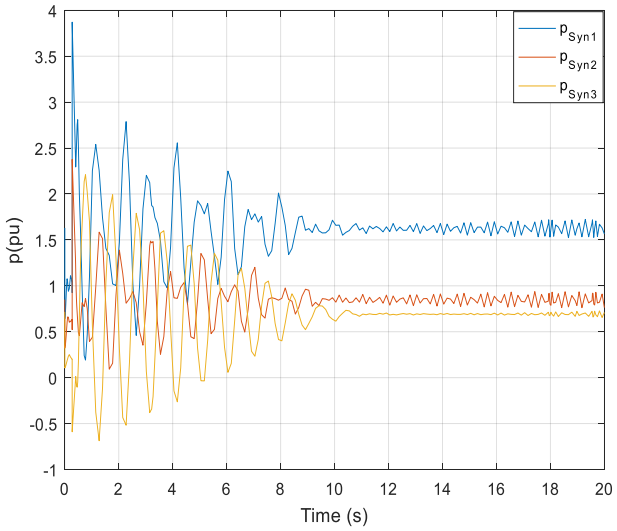


Figure III.33.c *: La puissance active Des générateurs.*

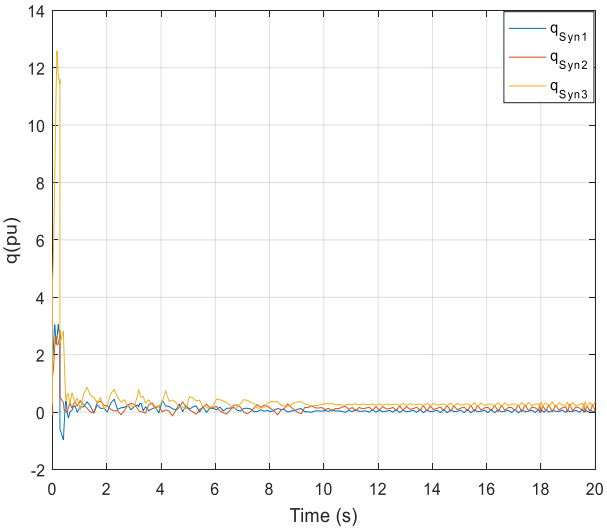


Figure III.33.d *: La puissance réactive Des générateurs.*

- On place le 1er PSS au niveau de JB N°1 et le 2eme au JB N°3

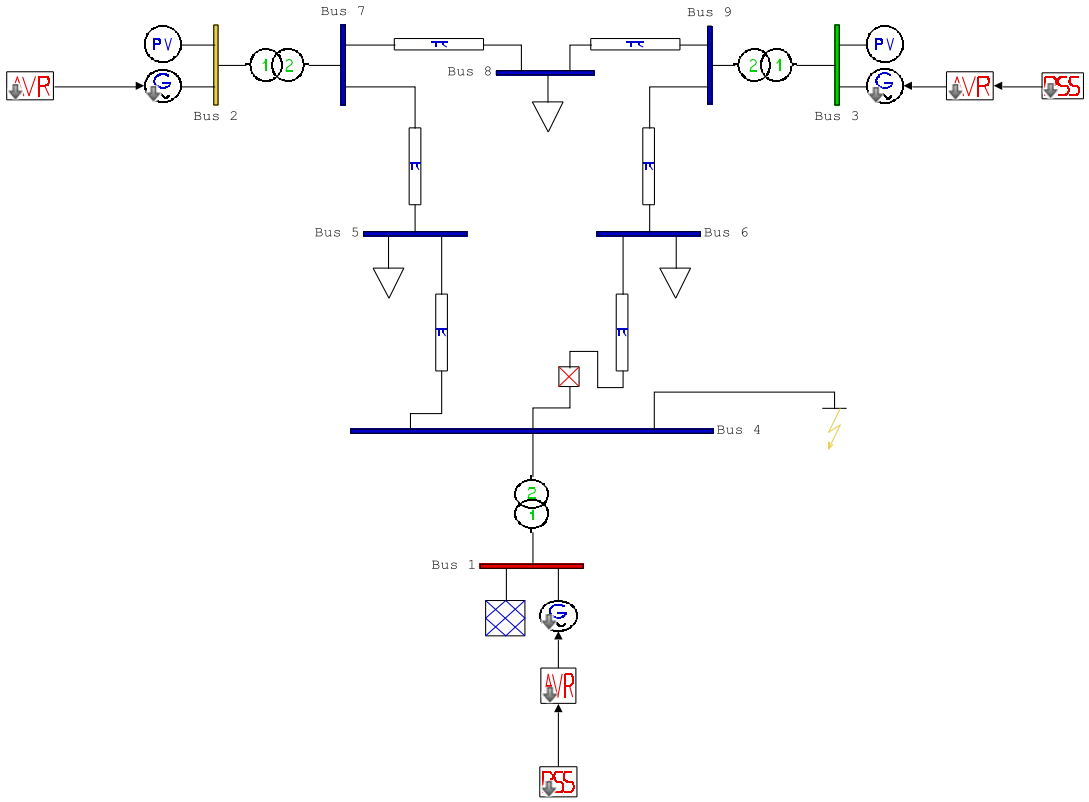


Figure III.34 *Intégration de PSS au niveau de JB 1 et JB 3*

On obtient les résultats suivants :

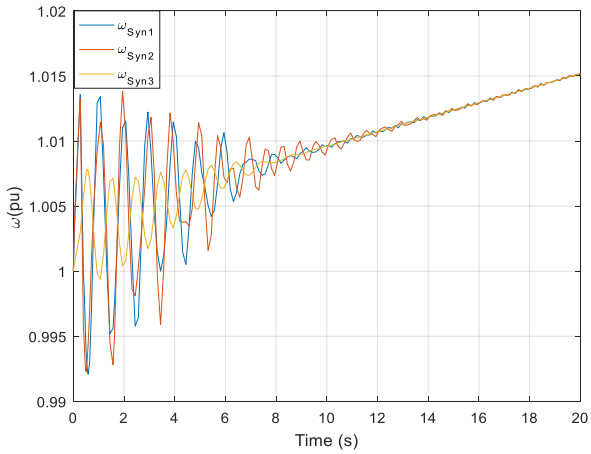


Figure III.35.a *: Vitesses angulaires Des 3 générateurs.*

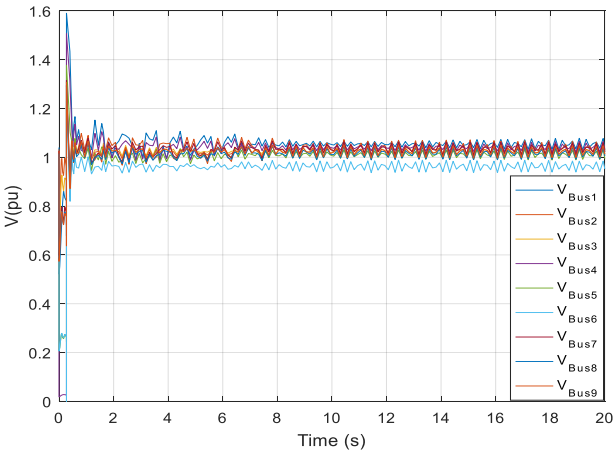


Figure III.35.b *: La tension aux jeux de Barres.*

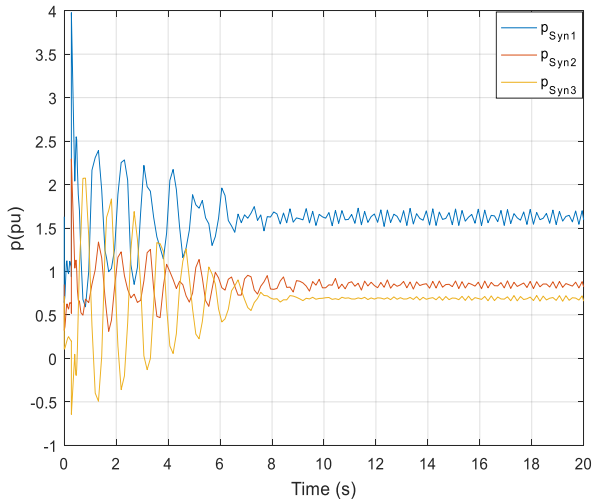


Figure III.35.c *: La puissance active Des générateurs.*

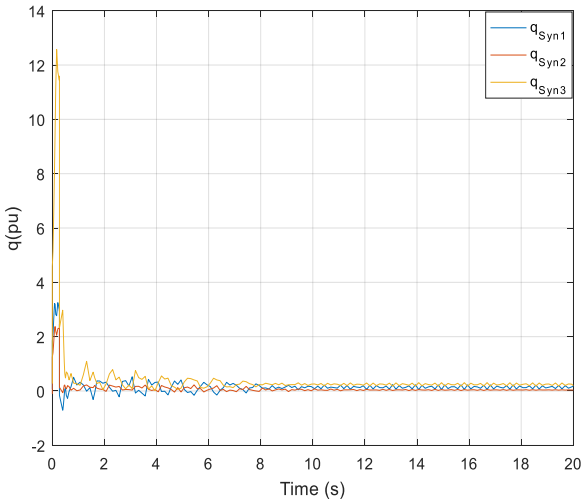


Figure III.35.d *: La puissance réactive Des générateurs.*

- On place le 1er PSS au niveau de JB N°2 et le 2eme au JB N°3

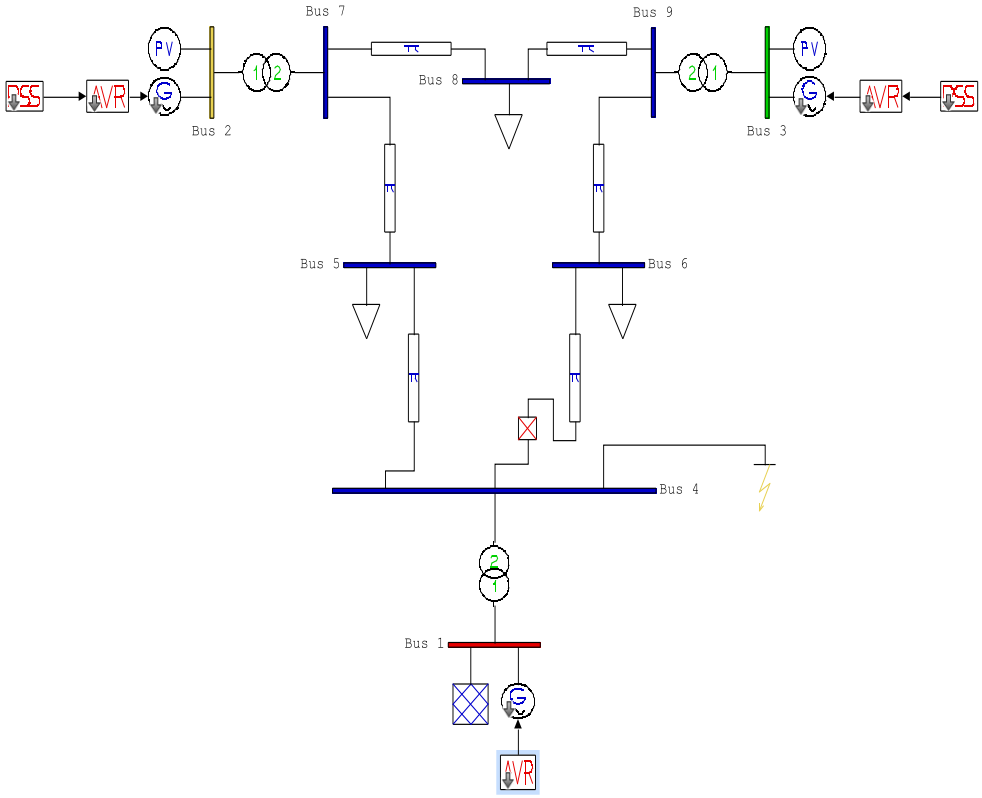


Figure III.36 *Intégration de PSS au niveau de JB 2 et JB 3*

On obtient les résultats suivants :

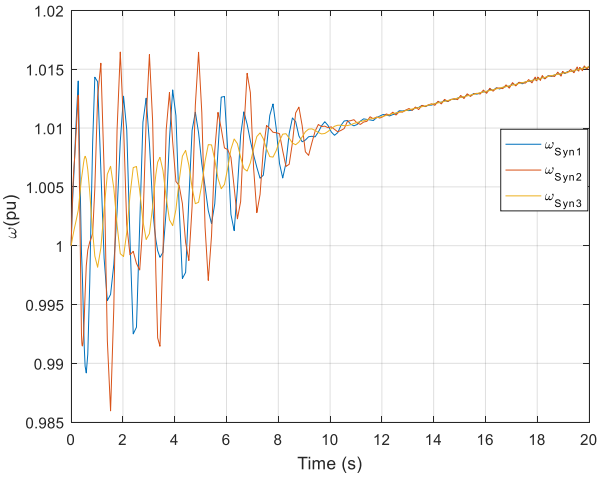


Figure III.37.a *: Vitesses angulaires*

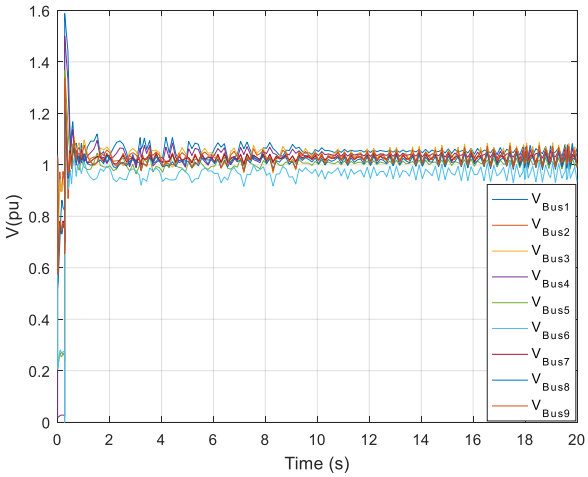


Figure III.37.b *: La tension aux*

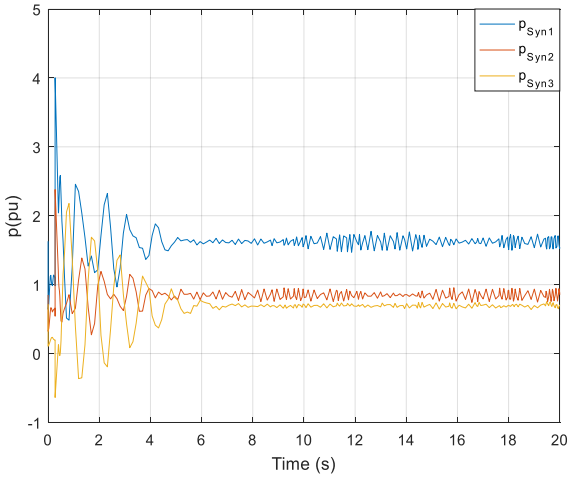


Figure III.37.c *: La puissance active*

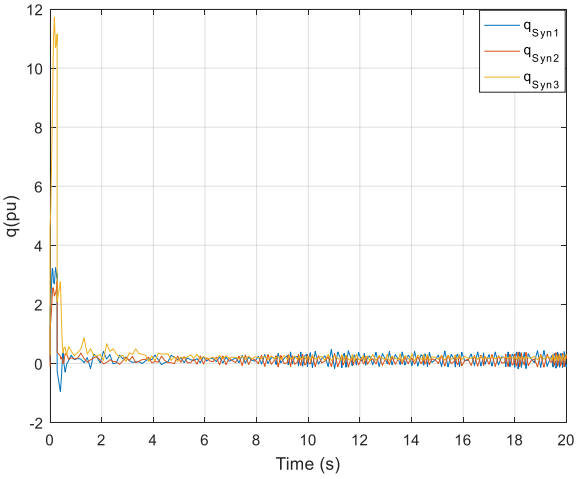


Figure III.37.d *: La puissance réactive*

III.6.8 Intégration de 3 PSS (cas N°8)

- On place 3 PSS au niveau de JB 1 et 2 et 3 :

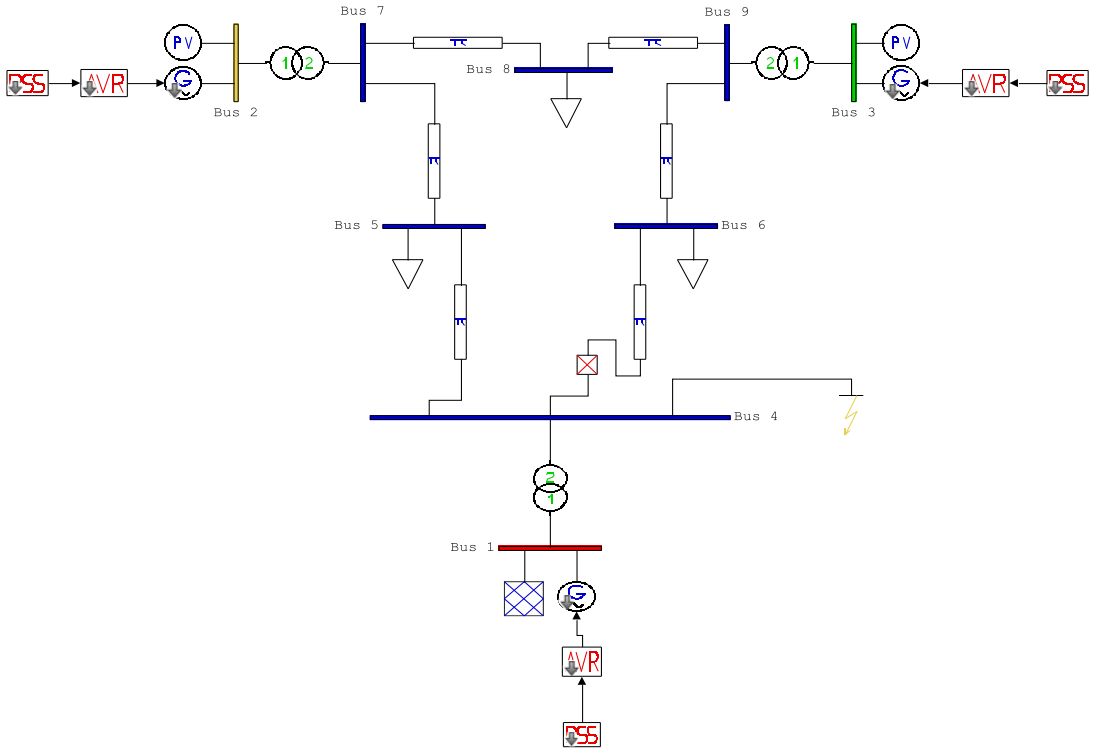


Figure III.38 *Intégration de PSS au niveau de JB 1 et 2 et3.*

On obtient les résultats suivants :

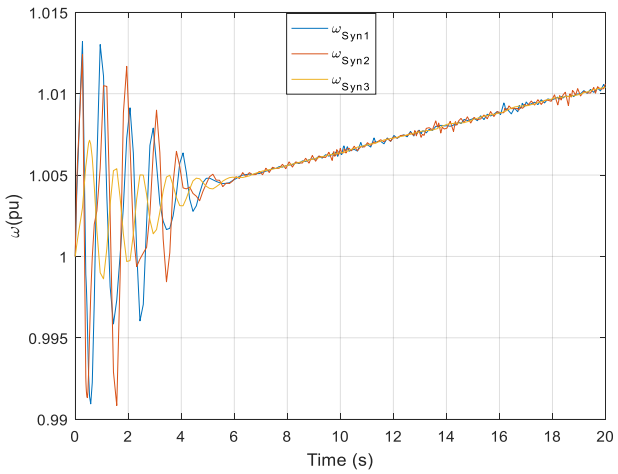


Figure III.39.a *: Vitesses angulaires*

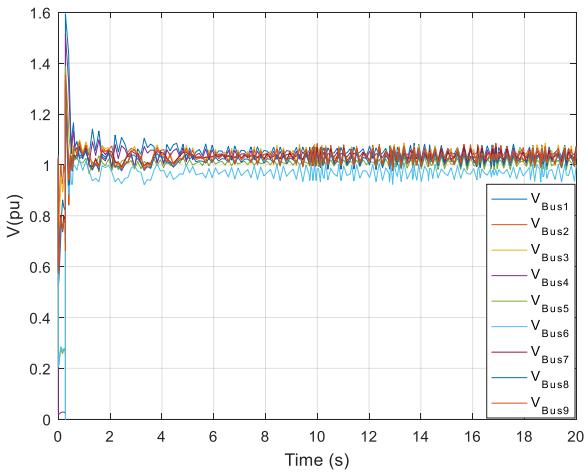


Figure III.39.b *: La tension*

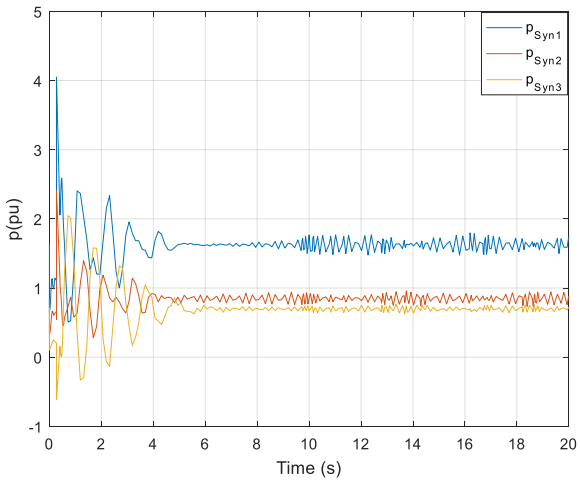


***Figure III.39.c** : La puissance active Des générateurs.*

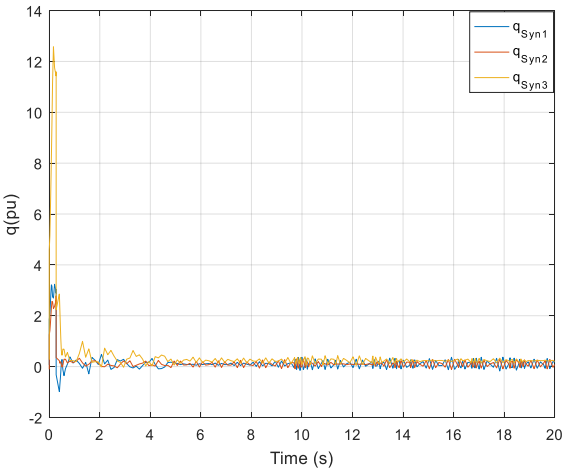


***Figure III.39.d** : La puissance réactive Des générateurs.*

Le nombre des PSS dans le système n'est pas pratique, car il ne contribue pas à l'amortissement des oscillations des générateurs du réseau.

III.7 Conclusion

On déduit que le régulateur automatique (AVR) de tension joue un rôle important si on maitrise le choix de son emplacement, de ces paramètres et de leurs nombre.

D'après ces résultats l'emplacement du stabilisateur de puissance (PSS) est très important et qui permet d'amortir les oscillations d'une maniéré très significative.

En fin l'amélioration de la stabilité du système est primordiale qui nécessite une coordination entre les moyens et le bon choix de leurs emplacement et un réglage rigoureux de leurs paramètres.

Chapitre IV

Intégration des sources renouvelables

IV.1 Introduction

Dans le présent chapitre, nous avons étudié le comportement du réseau modèle d'IEEE 9 nœuds, soumis aux défauts symétriques (court-circuit triphasé) et l'intégration des sources renouvelables (photovoltaïque et éolienne), en cherchant le temps maximal pour maintenir le fonctionnement normal des centrales.

L'utilisation du logiciel PSAT nous a permis d'obtenir plusieurs paramètres indiqués sur les figures qui représentent les tensions aux niveaux des différents jeux de barres, les vitesses angulaires des générateurs, les puissances actives et réactives produites par les groupes en présence d'un défaut triphasé avec la présence des sources d'énergies renouvelables.

IV.2 Méthode d'analyse

Pour examiner l'influence de plusieurs paramètres de la source photovoltaïque (PV) et la source éolienne (WT) injectée dans le réseau électrique sur la stabilité de ce dernier, nous avons procédé à une étude comparative vis-à-vis des valeurs du temps critique d'isolement de défaut correspondant à chaque simulation.

Pour ce faire on procède comme suit :

➢ Création d'un défaut au niveau d'un jeu de barre quelconque, il s'agit d'un court-circuit triphasé équilibré car il représente le défaut le plus sévère qui peut affecter le réseau électrique.

➢ Intégration d'une source éolienne (WT)

➢ Intégration d'une source photovoltaïque (PV)

➢ Intégration des deux sources PV et WT simultanément avec augmentation de la charge et défauts.

IV.3 Résultats de simulation et interprétation

IV.3.1 influence du lieu de la source éolienne

Dans ce cas, nous avons calculé le temps critique d'isolement du défaut du modèle d'étude avec une intégration d'une source WT dans différents endroits et différentes quantités de la puissance active totale du réseau en observant le comportement transitoire du modèle.

- **La source WT est connectée au jeu de barre N°5 :**

Nous avons simulé un défaut au niveau du jeu de barre N°4 avec une durée de t=318 ms. (**figure IV.1**)

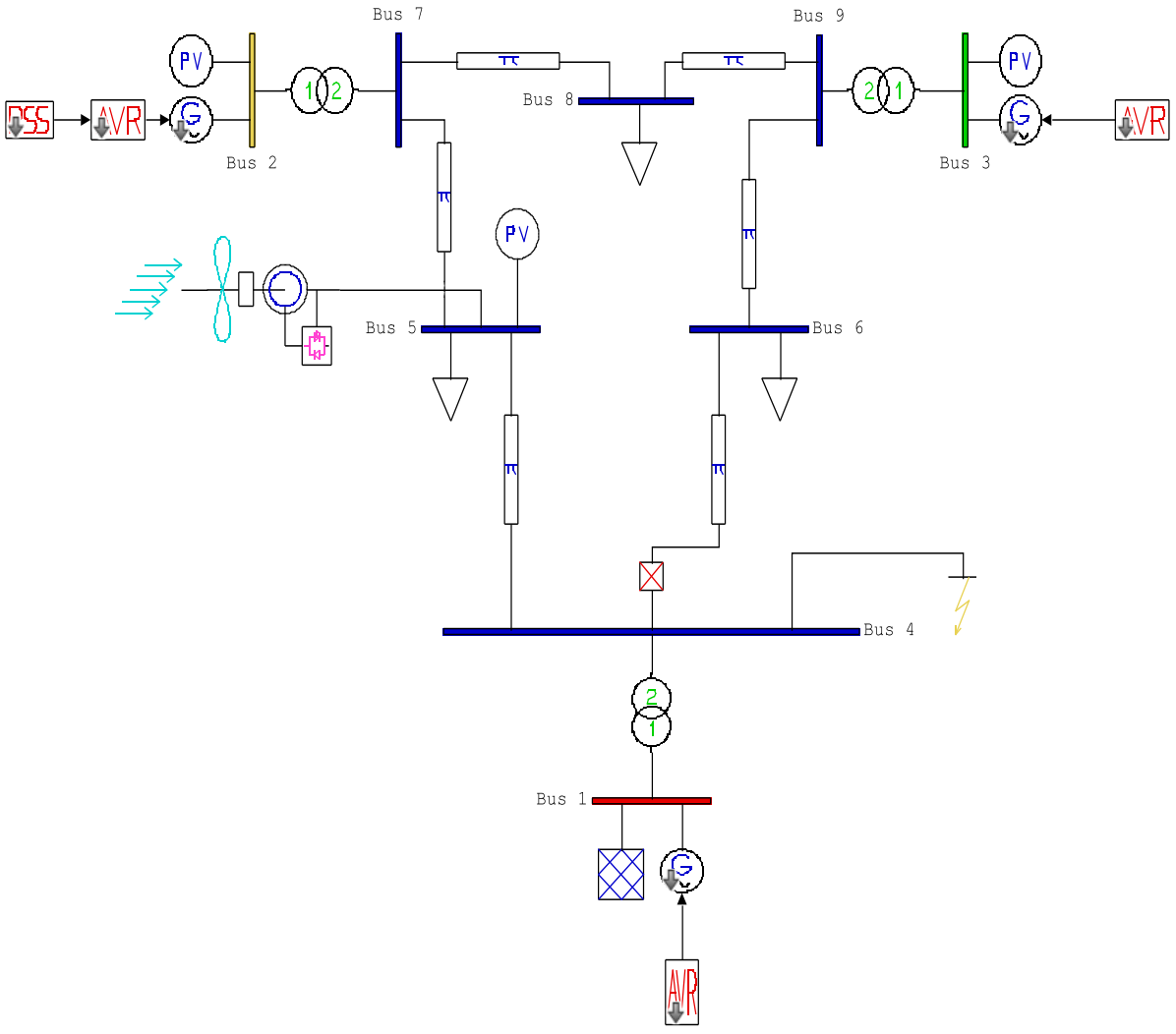


Figure IV.1 : *La source WT connectée au jeu de barre N°5.*

Les résultats obtenus sont présentés sur les figures ci-dessous :

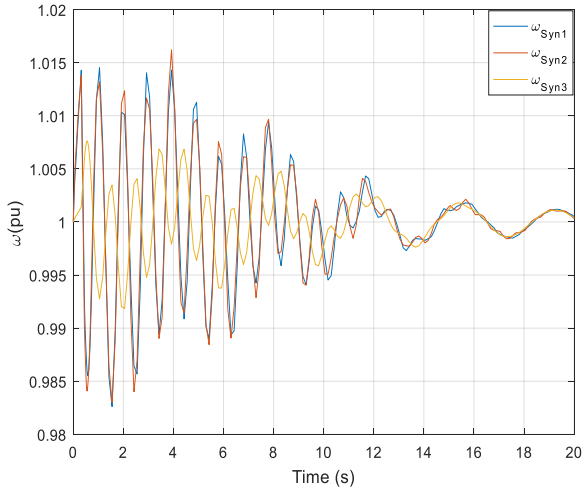


Figure IV.2.a : *vitesse angulaire*

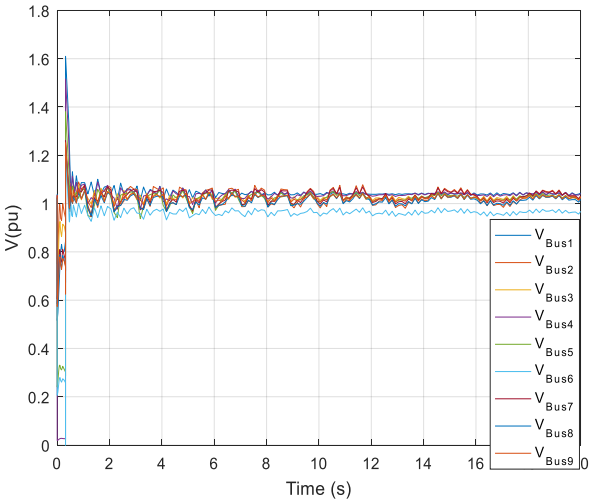


Figure IV.2.b : *les tensions aux JB*

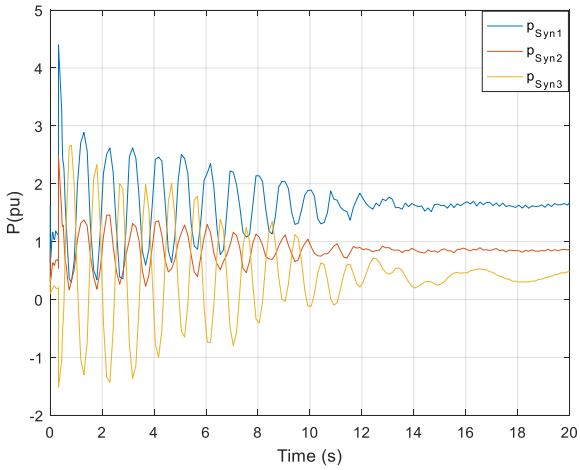


Figure IV.2.c *: puissance active*

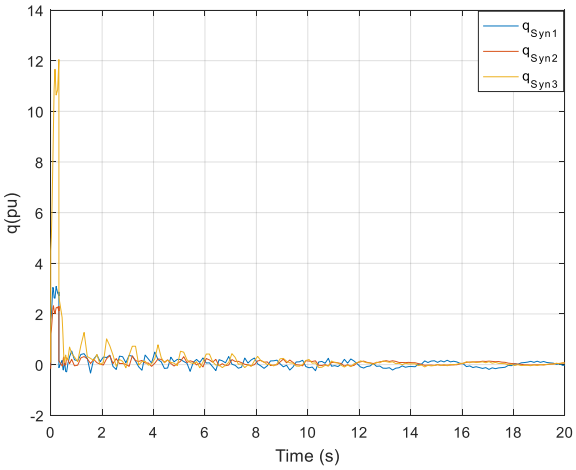


Figure IV.2.d *: puissance réactive*

Le tableau ci-dessous récapitule les résultats des différentes simulations. Nous avons changé l'emplacement des éoliennes (WT).

Tableau IV.1 : *temps critique pour différents emplacements des éoliennes(WT)*

JB	***Bus 5***	***Bus 6***	***Bus 8***
TCID (ms)	*318*	*336*	*330*

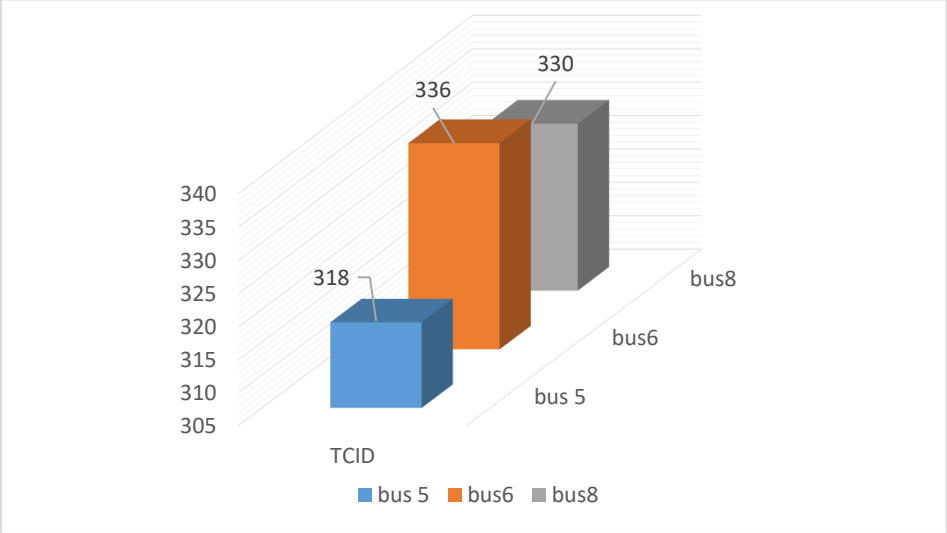


Figure IV.3 : *histogramme TCID pour différents emplacements des éoliennes*

∴ L'emplacement du WT au jeu de barre 5 donne un meilleur résultat pour la même puissance installée au JB 6 et JB 8.

IV.3.1.1 Taux d'intégration de l'éolienne dans le système 10%, 20%, 30%

a) Taux d'intégration 10% : (10% de la puissance totale de la charge)

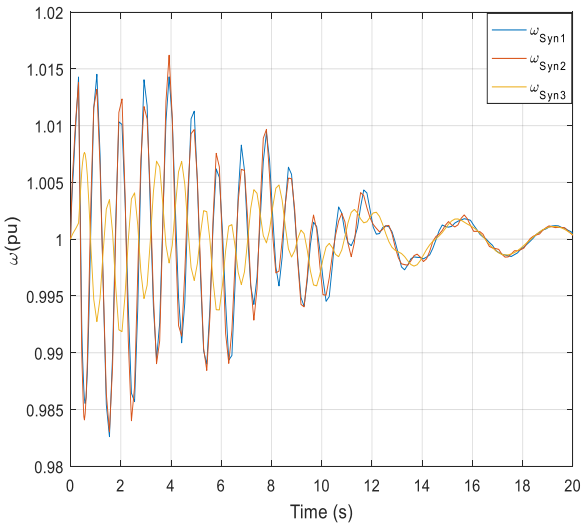


Figure IV.4.a *: vitesse angulaire*

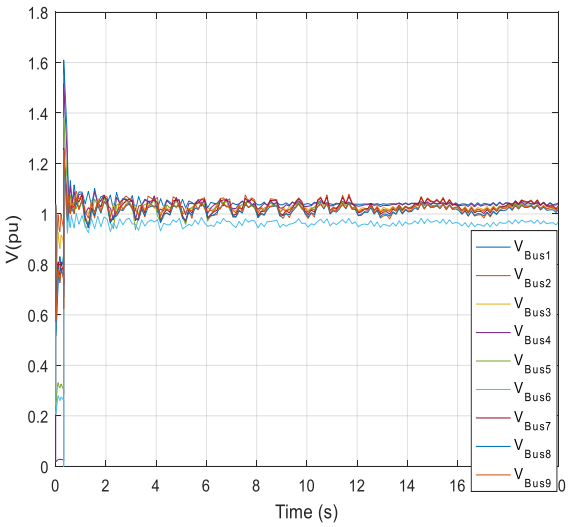


Figure IV.4.b *: la tension* aux JB

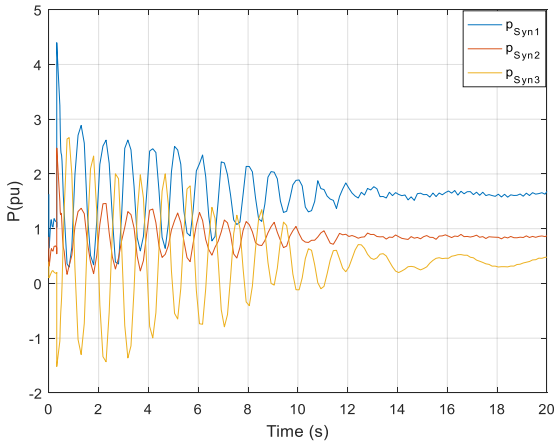


***Figure IV.4.c** : puissance active*

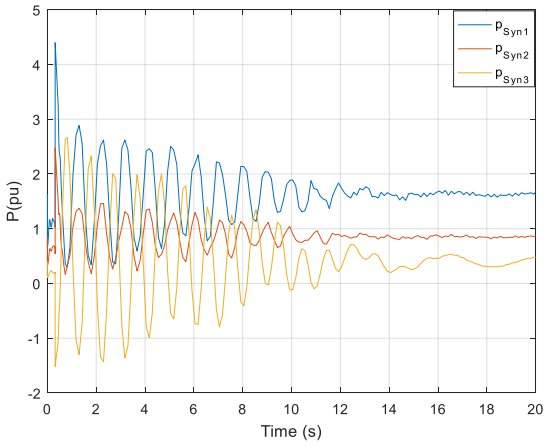


***Figure IV.4.d** : puissance réactive*

b) ***Taux d'intégration 20% :*** (20% de la puissance totale de la charge)

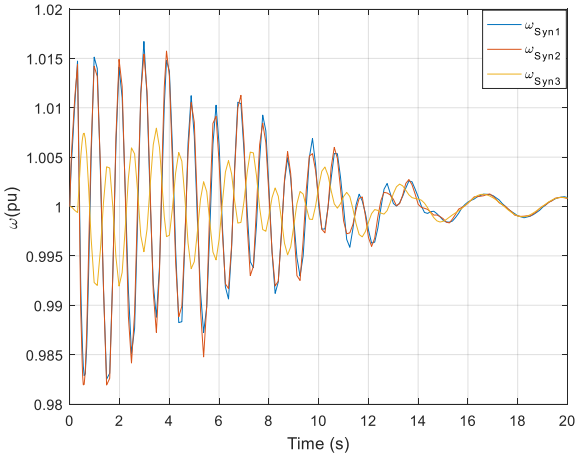


***Figure IV.5.a** : vitesse angulaire*

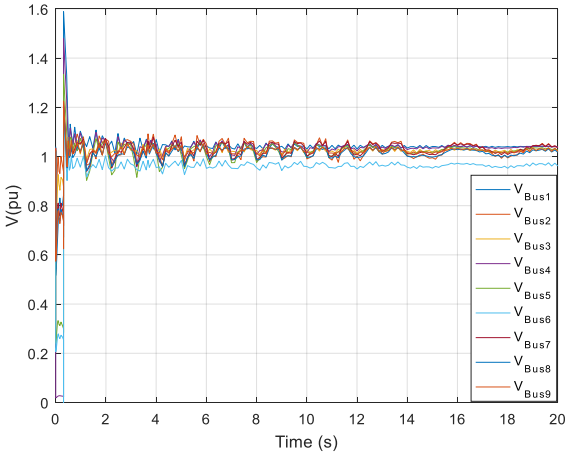


***Figure IV.5.b** : la tension* aux JB

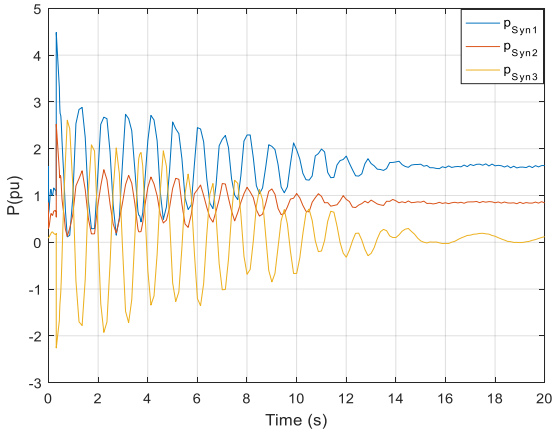


***Figure IV.5.c** : puissance active*

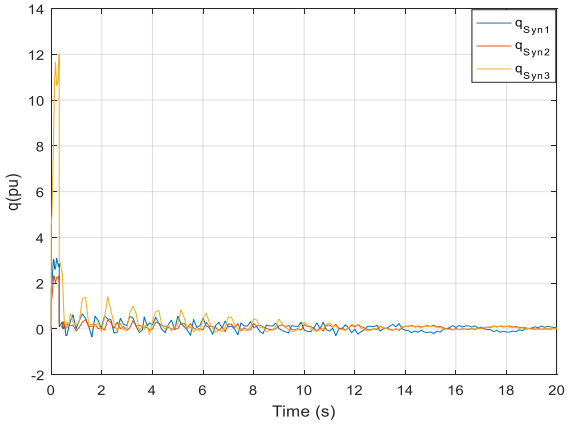


***Figure IV.5.d** : puissance réactive*

c) ***Taux d'intégration 30% :*** (30% de la puissance totale de la charge)

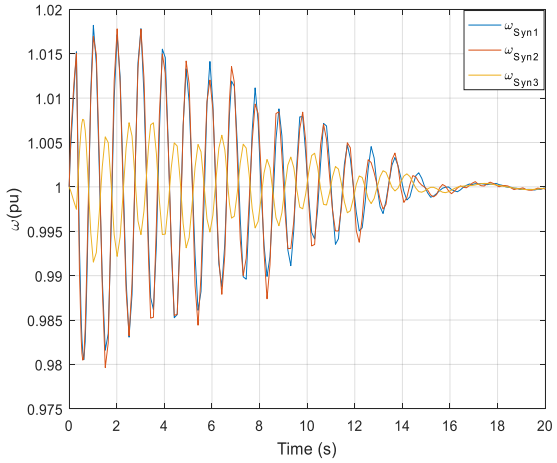


Figure IV.6.a *: vitesse angulaire*

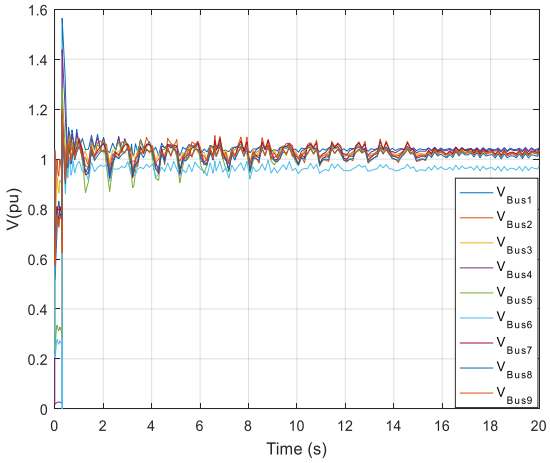


Figure IV.6.b *: la tension* aux JB

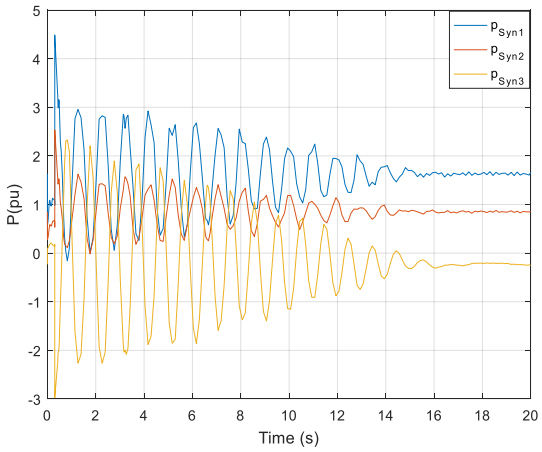


Figure IV.6.c *: puissance active*

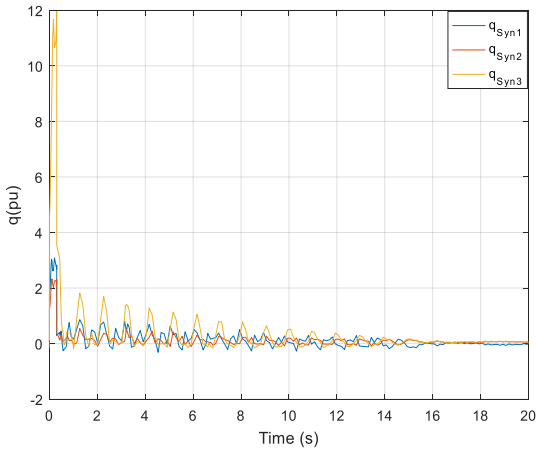


Figure IV.6.d *: puissance réactive*

Le pourcentage d'intégration de l'éolienne influe et amortie les oscillations (**figure IV.4.a**, **figure IV.5.a**, **figure IV.6.a**)

IV.3.2 influence du lieu de la source photovoltaïque

Dans ce cas, nous allons calculé le temps critique d'isolement du défaut (TCID) du modèle d'étude avec une intégration d'une source PV dans différents endroits et différentes quantités de la puissance active totale du réseau en observant le comportement transitoire du modèle.

- **La source PV est connectée au jeu de barre N°5 :**

Nous avons simulé un défaut au niveau du jeu de barre N°4 avec une durée de t=315ms. (**figure IV.7**)

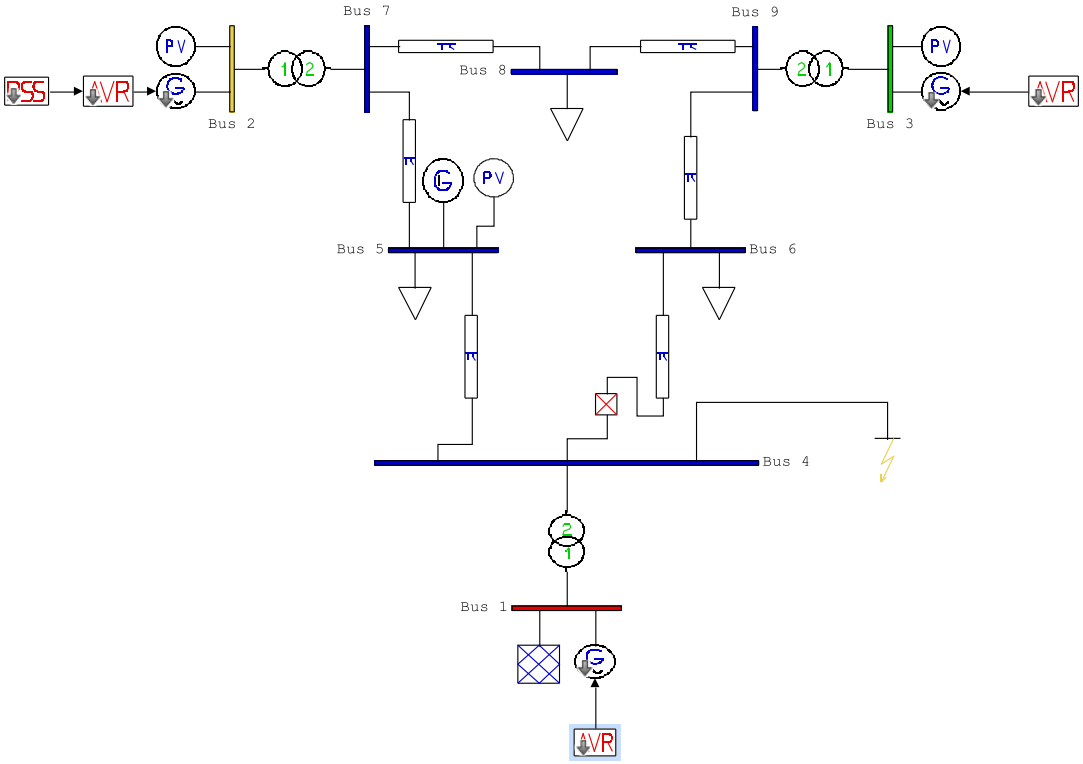
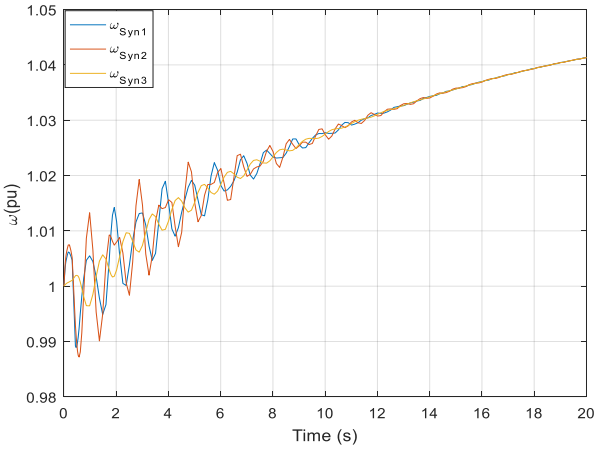


Figure IV.7 : *La source PV connectée au jeu de barre N°5*

Les résultats obtenus sont présentés sur les figures ci-dessous



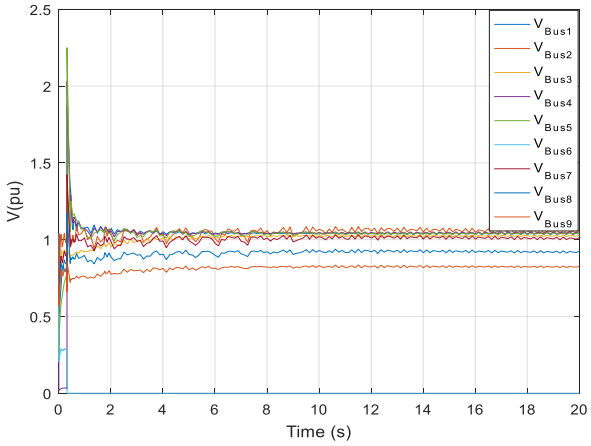


Figure IV.8.a : *Vitesse angulaire*

Figure IV.8.b *: la tension* aux JB

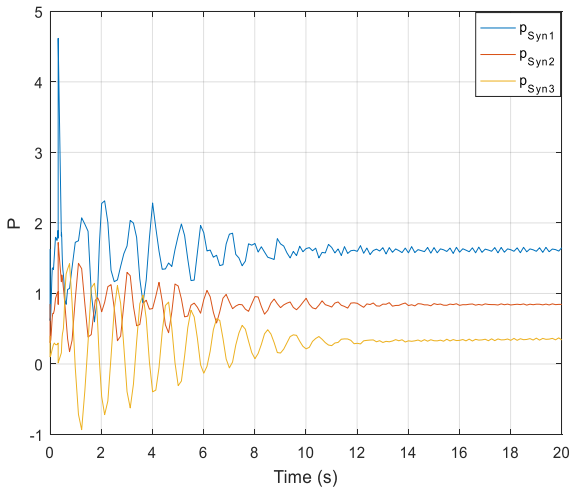


Figure IV.8.c : *puissance active*

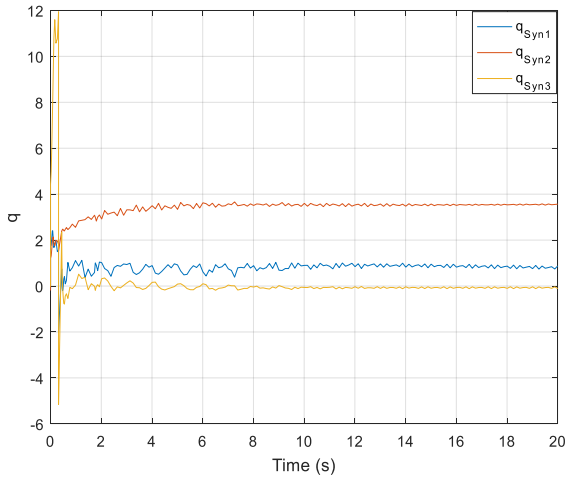


Figure IV.8.d : *puissance réactive*

Le tableau ci-dessous récapitule les résultats des différentes simulations. Nous avons changé l'emplacement des PV

Tableau IV.2 : *temps critique pour différents emplacements des photovoltaïques*

JB	Bus 5	Bus 6	Bus 8
TCID (ms)	315	320	316

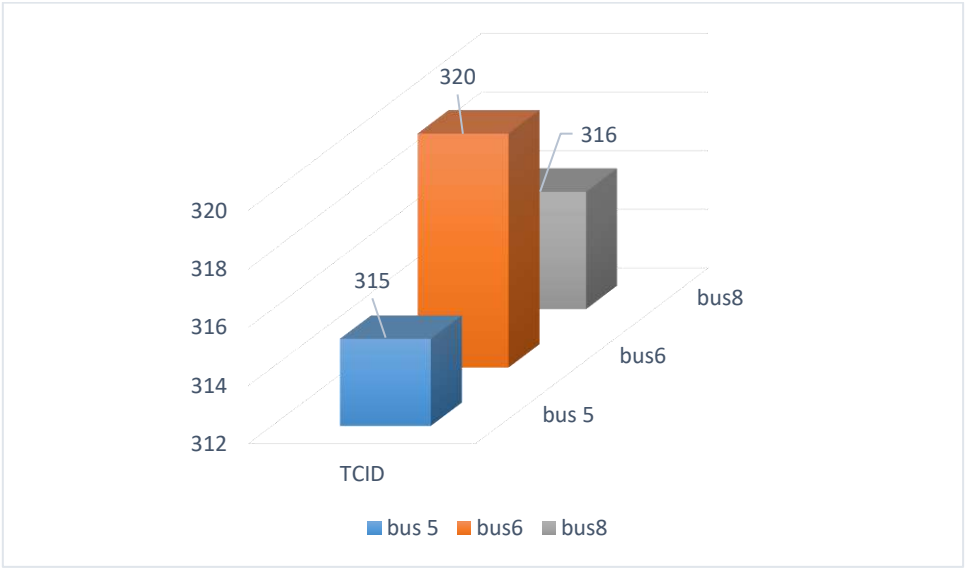


Figure IV.9: *histogramme TCID pour différents emplacements des PV*

L'emplacement du PV au jeu de barre 5 donne un meilleur résultat pour la même quantité de puissance installée au JB 6 et JB 8.

IV.3.2.1 Taux d'intégration de photovoltaïque dans le système 10%, 20%, 30%

a) ***Taux d'intégration 10% :*** (10% de la puissance totale de la charge)

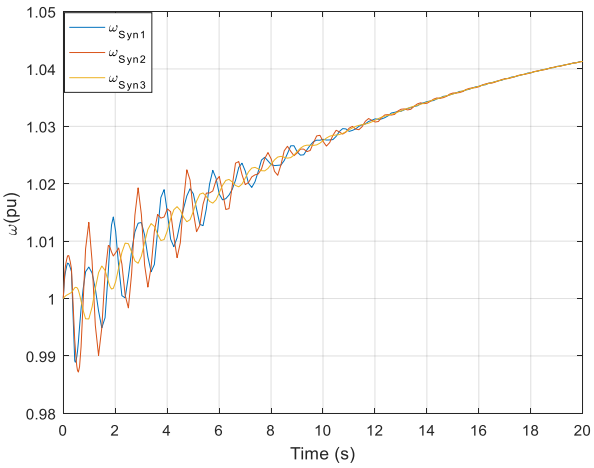


Figure IV.10.a : *Vitesse angulaire*

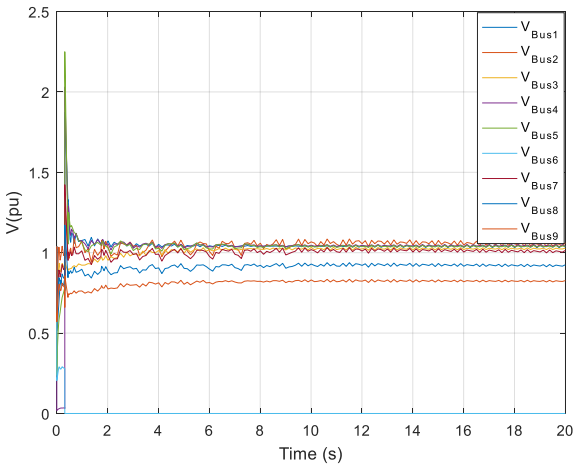


Figure IV.10.b *: la tension* aux JB

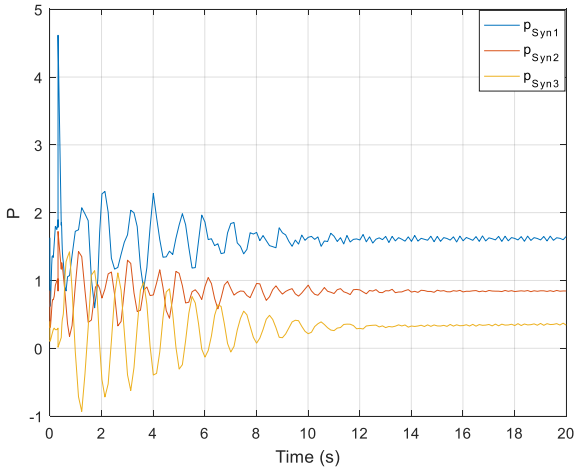


Figure IV.10.c : *puissance active*

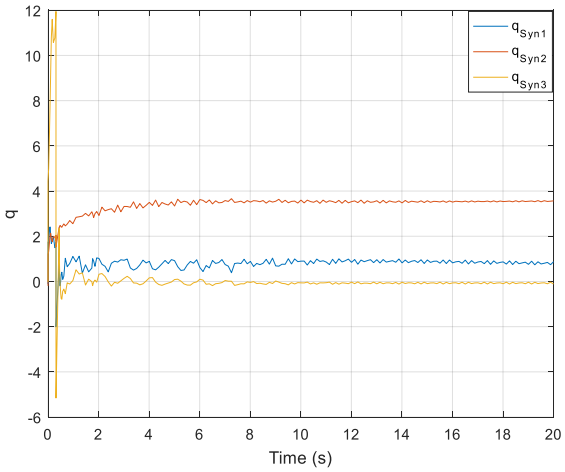


Figure IV.10.d : *puissance réactive.*

b) ***Taux d'intégration 20% :*** (20% de la puissance totale de la charge)

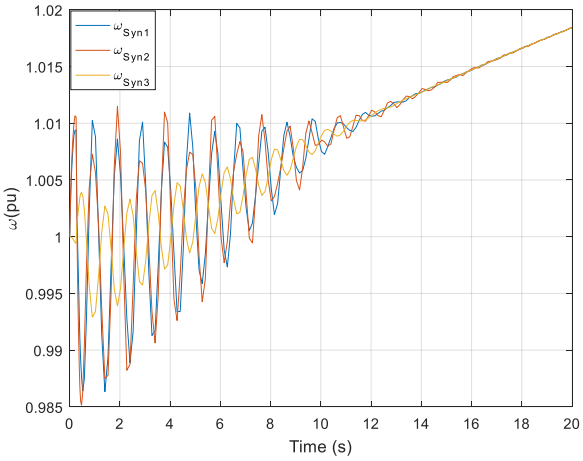


Figure IV.11.a : *Vitesse angulaire*

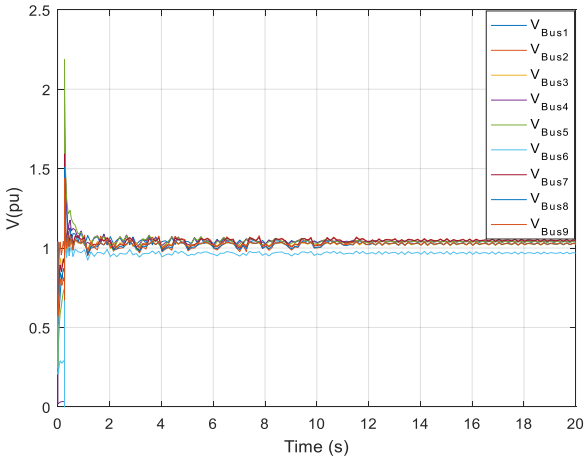


Figure IV.11.b *: la tension* aux JB

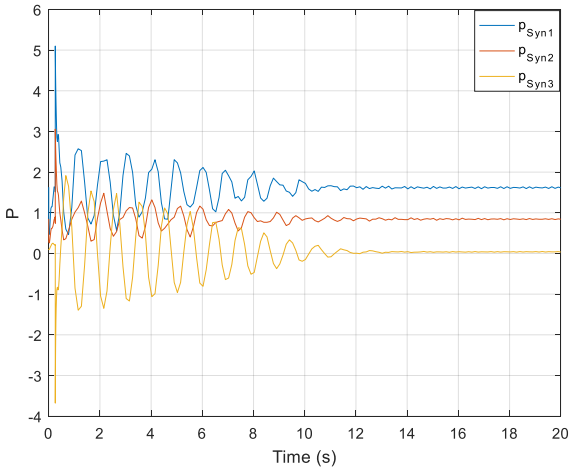


Figure IV.11.c : *puissance active*

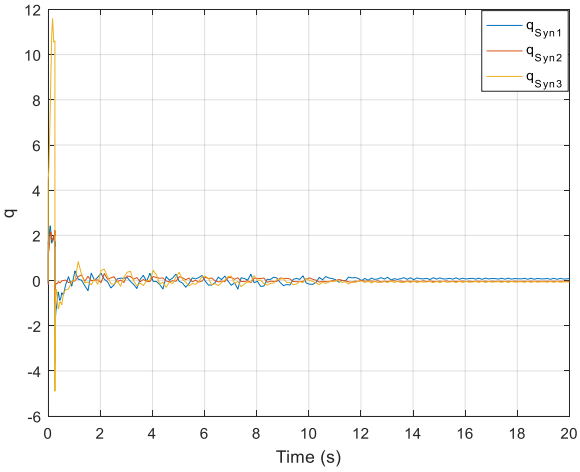


Figure IV.11.d : *puissance réactive.*

c) ***Taux d'intégration 30% :*** (30% de la puissance totale de la charge)

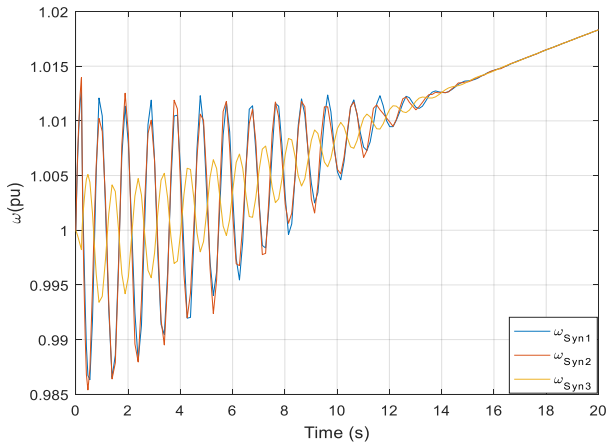


Figure IV.12.a : *Vitesse angulaire*

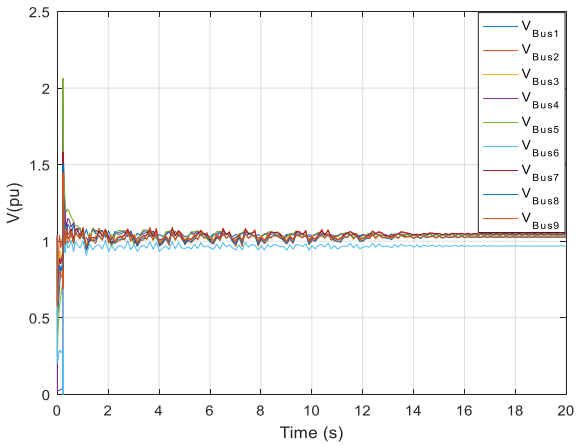
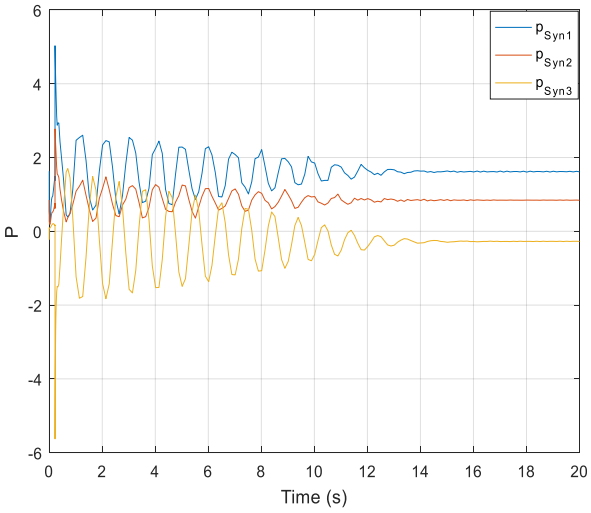


Figure IV.12.b *: la tension* aux JB



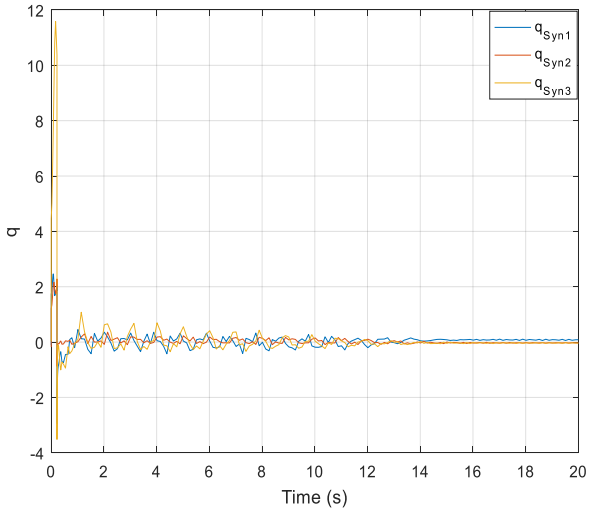


Figure IV.12.c : *puissance active*

Figure IV.12.d : *puissance réactive*

Le pourcentage d'intégration de photovoltaïque influe et amortie les oscillations (**figure IV.10.a**, **figure IV.11.a**, **figure IV.12.a**)

Tableau IV.3 : *TCID* pour différentes quantités de puissances.

Puissance active	**10%**	**20%**	**30%**
TCID (ms)	315	256	218

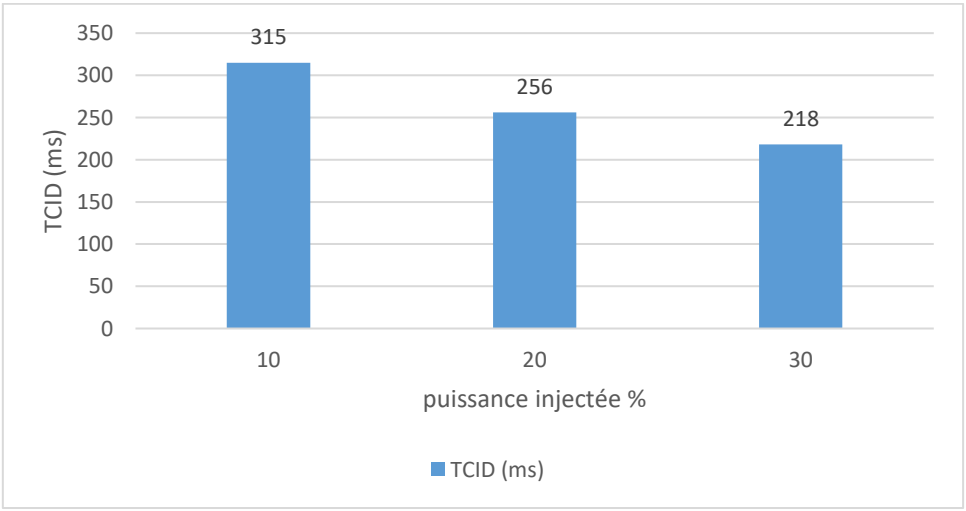


Figure IV.13: *histogramme TCID pour différents* quantités *de puissances.*

On remarque d'après le tableau **(IV.13)** que le TCID diminue chaque fois qu'on augmente le taux d'insertion des PV's (pourcentage de la puissance active totale de la charge).

IV.3.3 Influence de l'hybridation (PV et WT) sur le réseau

Dans ce cas, nous avons calculé le temps critique d'isolement du défaut (TCID) du modèle d'étude avec une intégration d'une source hybride (PV & WT) dans endroit différent avec différentes quantités de puissance injectées et on observe le comportement transitoire du réseau.

- **La source PV connectée au JB N°5 et la source WT connectée au JB N°6 :**

Nous avons simulé un défaut au niveau du jeu de barre N°4 avec un TCID qui change à chaque fois qu'on change la quantité de puissance injecté. (**Figure IV.14**)

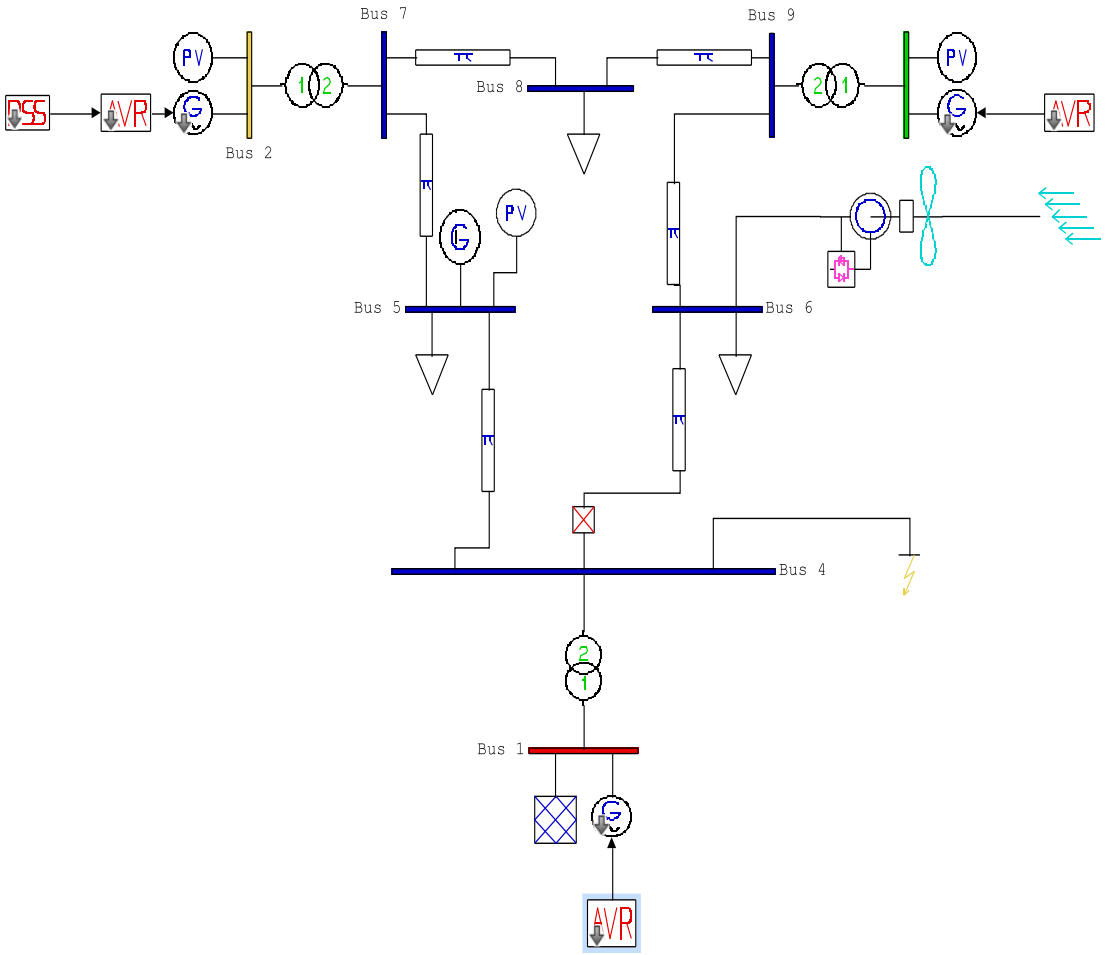


***Figure (IV.14)** : La source PV connecter au JB N°5 et la source WT connecter au JB N°6.*

IV.3.3.1 Taux d'intégration de PV et WT dans le système 10%, 20%, 30%

Les résultats obtenus sont présentés sur les figures ci-dessous :

a) ***Taux d'intégration 10%*** : (10% de la puissance totale de la charge)

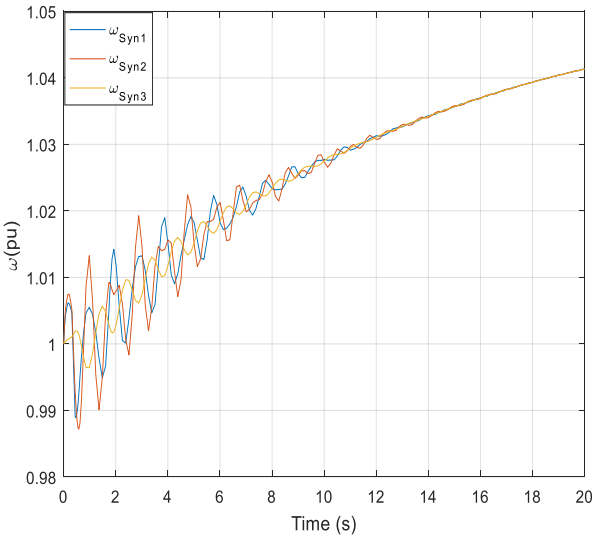


Figure IV.15.a : *Vitesse angulaire*

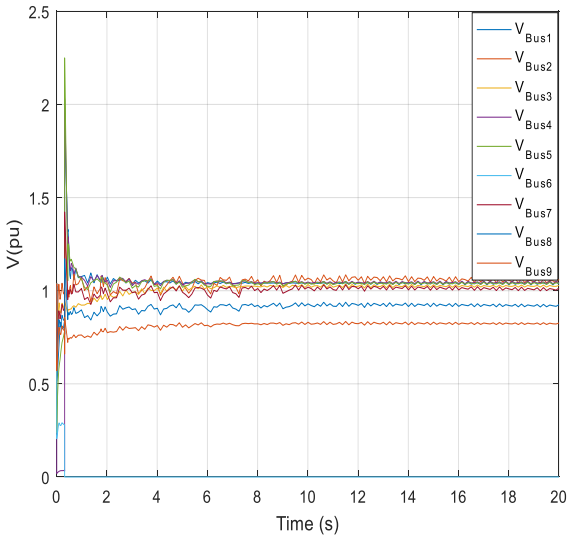


Figure IV.15.b *: la tension* aux JB.

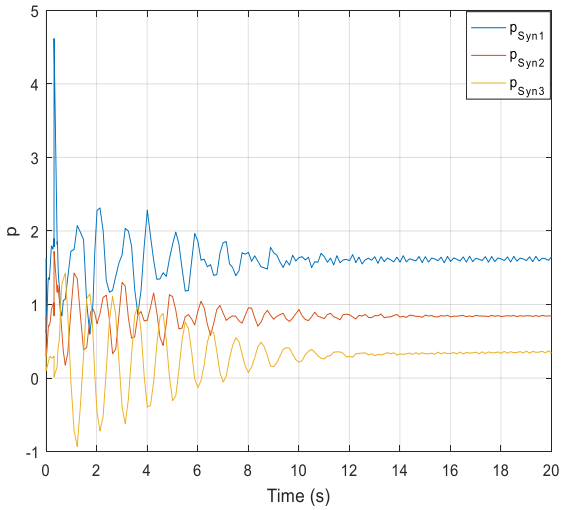


Figure IV.15.c : *puissance active*

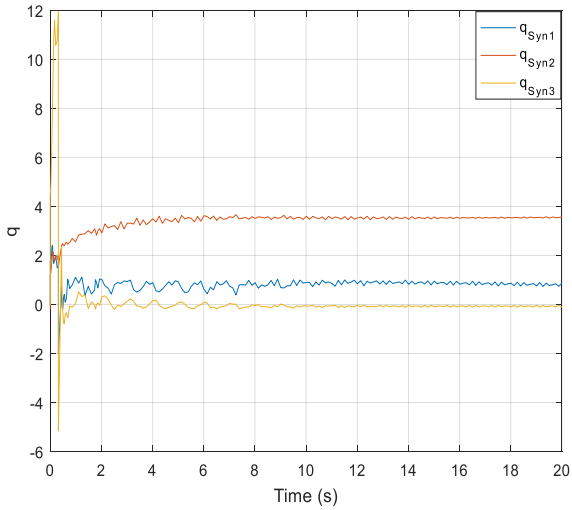


Figure IV.15.d : *puissance réactive.*

b) ***Taux d'intégration 20%***: (20% de la puissance totale de la charge)

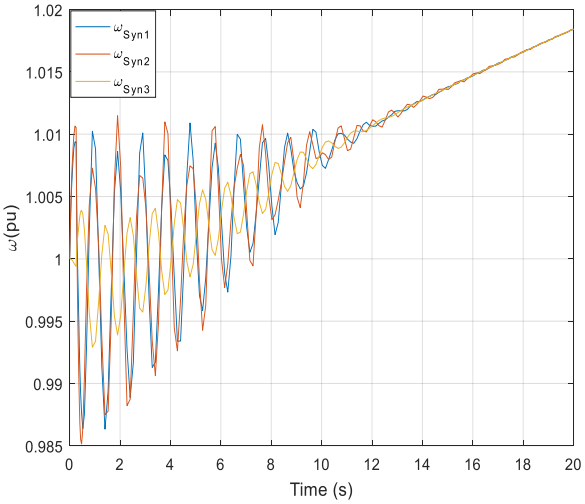


Figure IV.16.a : *Vitesse angulaire*

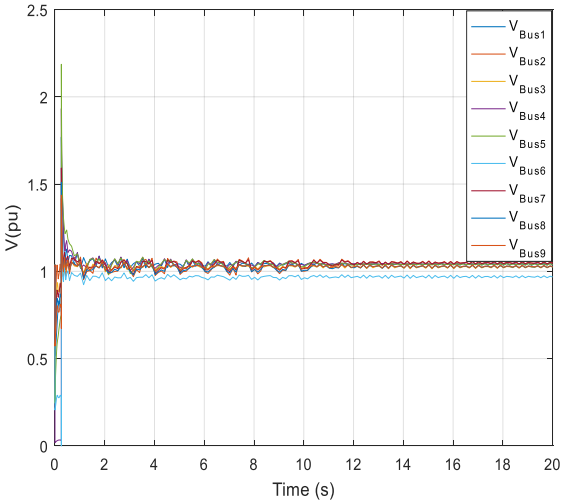


Figure IV.16.b *: la tension* aux JB

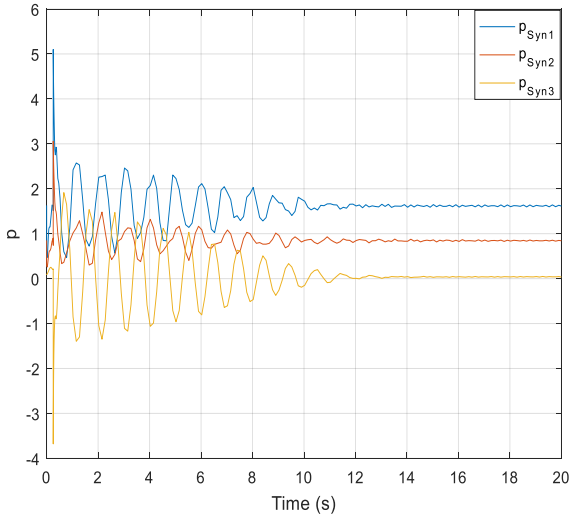


Figure IV.16.c : *puissance active*

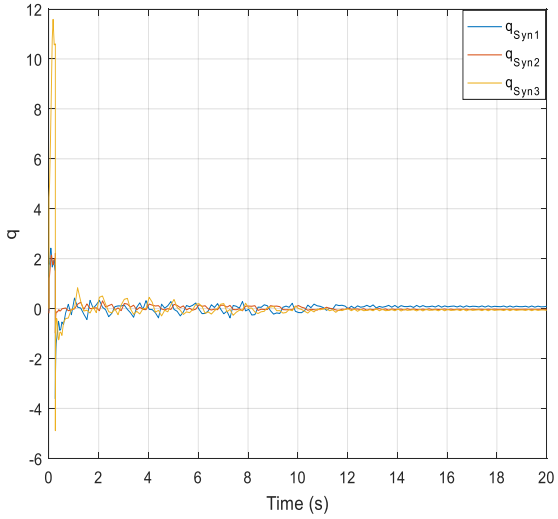


Figure IV.16.d : *puissance réactive.*

c) ***Taux d'intégration 30%***: (30% de la puissance totale de la charge)

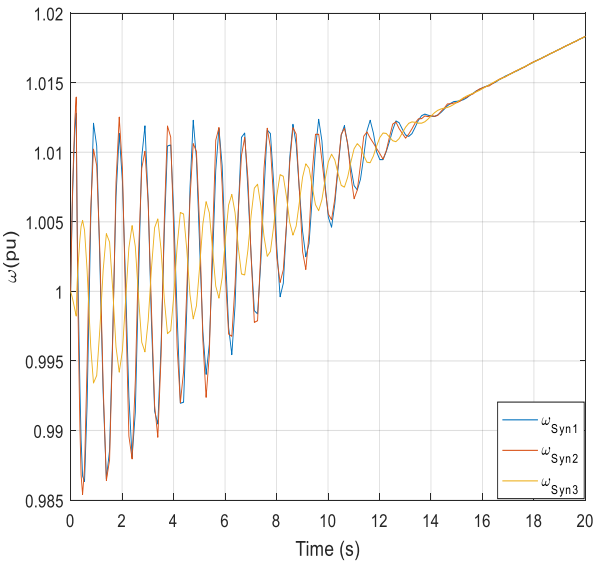


Figure IV.17.a : *Vitesse angulaire*

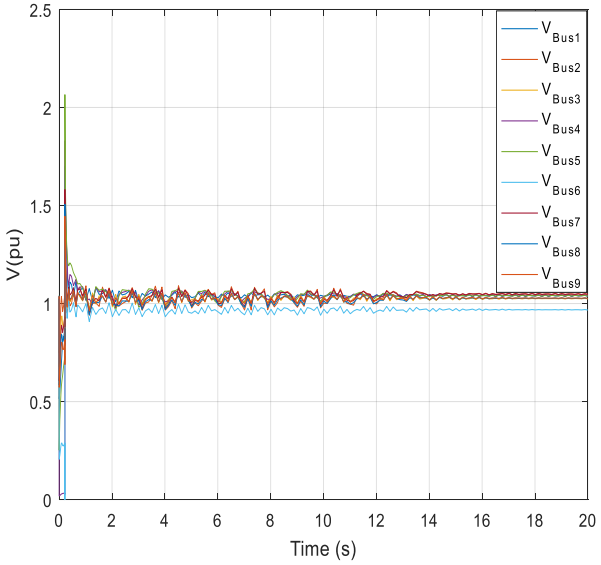


Figure IV.17.b *: la tension* aux JB

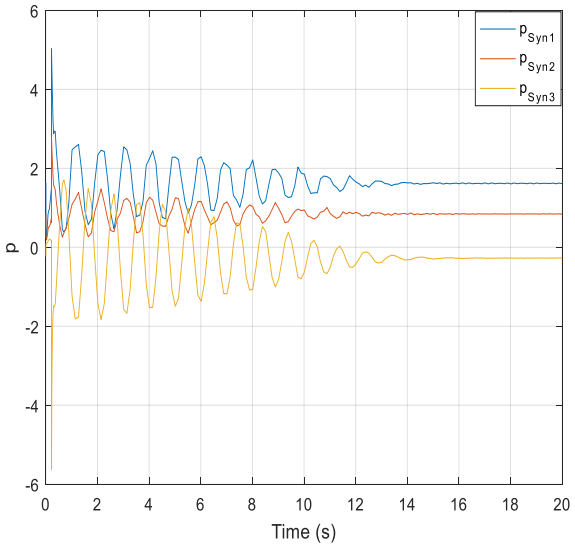


Figure IV.17.c : *puissance active*

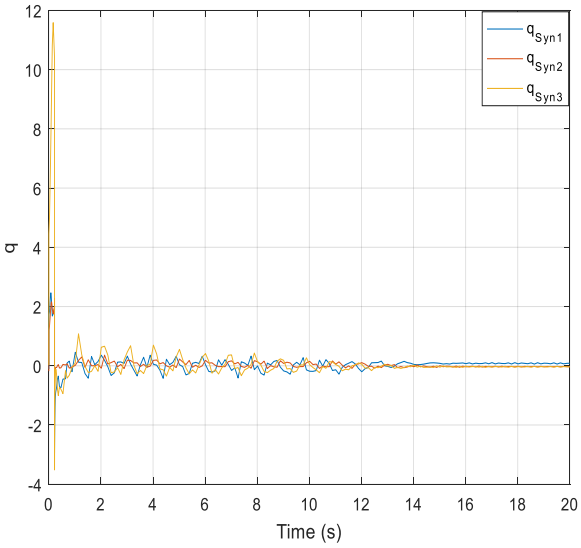


Figure IV.17.d : *puissance réactive.*

Le pourcentage d'intégration de la puissance de PV influe et amortie les oscillations

(**figure IV.15.a**, **figure IV.16.a**, **figure IV.17.a**)

Dans le tableau suivant nous avons injecté de différentes quantités de la puissance active totale de la charge du réseau avec une hybridation de source PV et WT et avec un défaut au niveau de JB4.

Tableau IV.4 : *TCID* pour différentes quantités de puissances.

Puissance injectée	10%	20%	30%
Sons hybridation	273	273	273
Avec hybridation	315	256	**218**

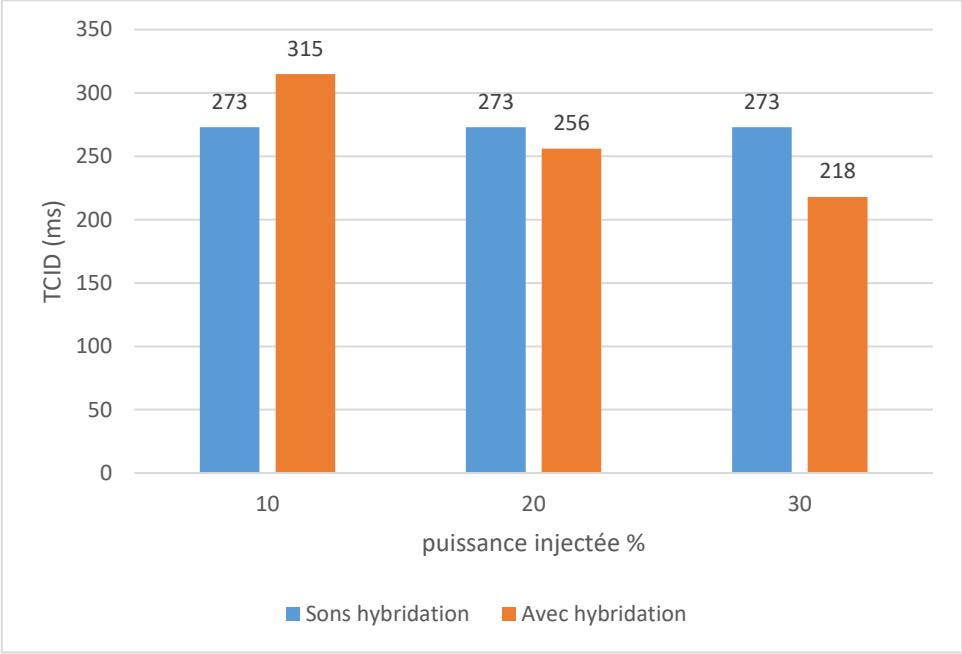


Figure IV.18: *histogramme TCID* pour différentes quantités de puissances.

IV.3.3.2 Taux d'intégration de PV et WT avec défauts et augmentation de la charge dans le système : (figure IV.19)

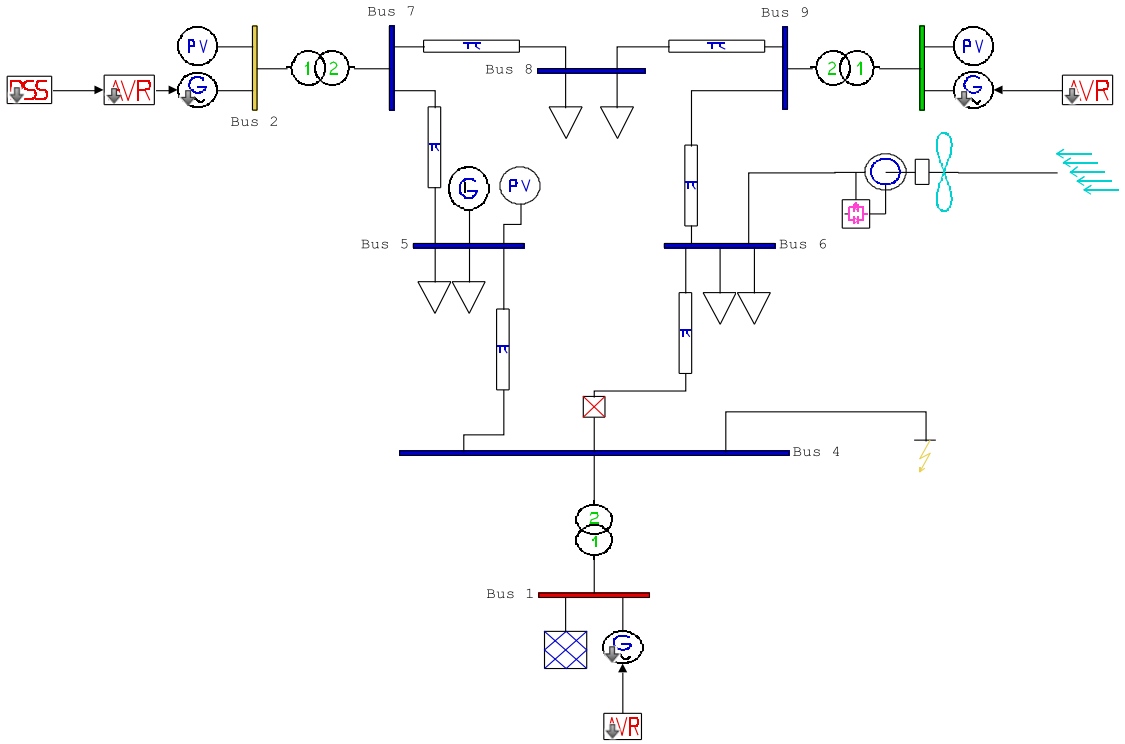


***Figure (IV.19)** : La source PV et WT avec augmentation la charge.*

Les résultats obtenus sont présentés sur les figures ci-dessous :

a) ***Taux d'intégration 10%***: (10% de la puissance totale de la charge)

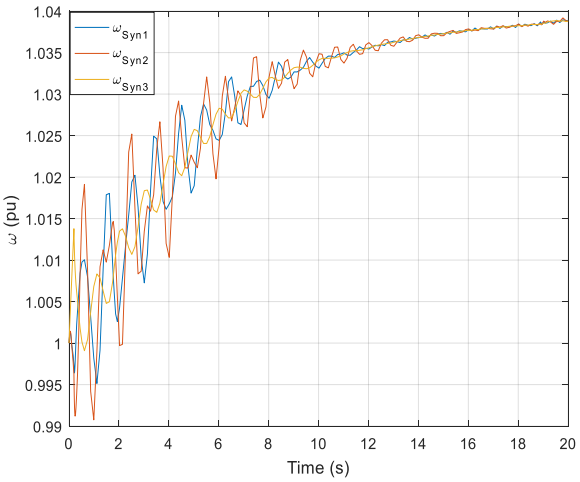


***Figure IV.20.a :** Vitesse angulaire*

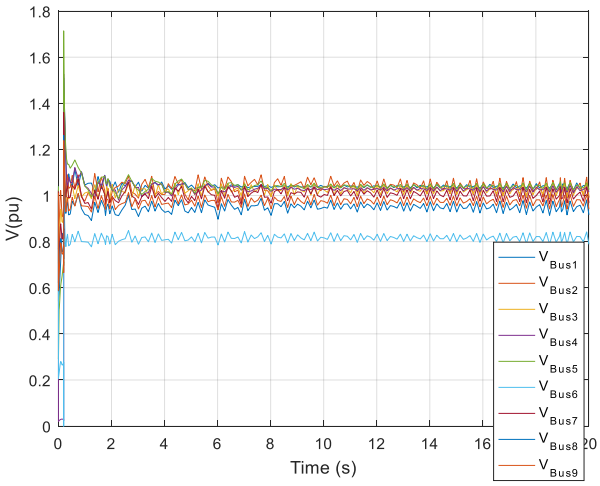
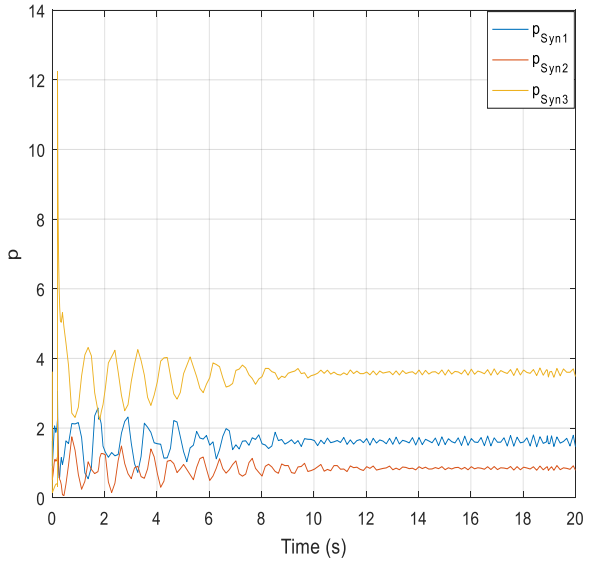


***Figure IV.20.b** : la tension* aux JB



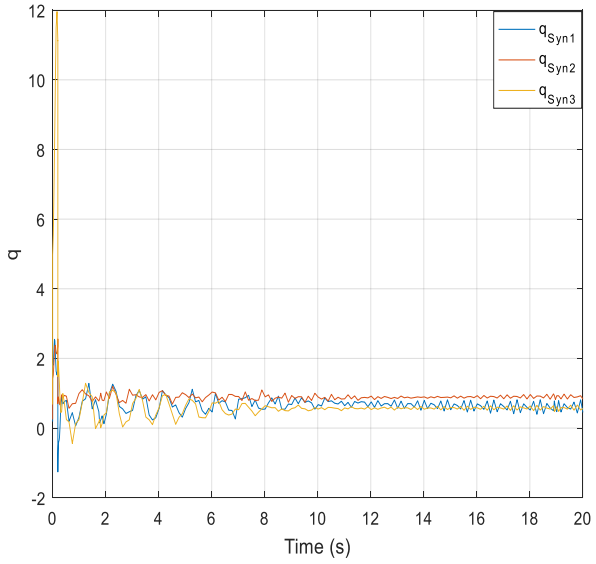
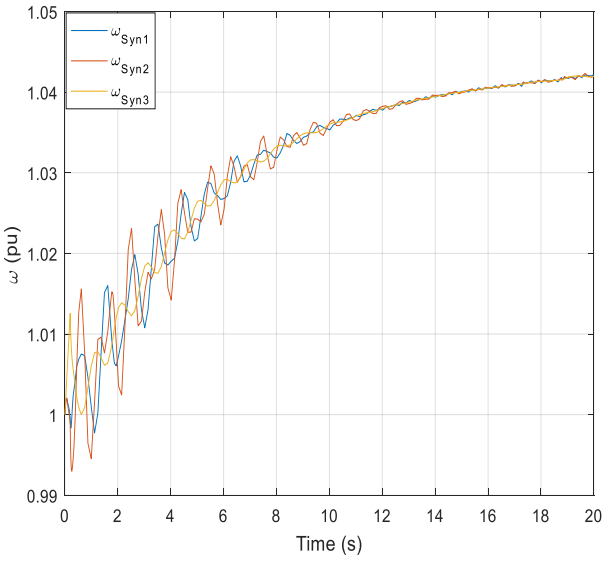


Figure IV.20.c : *puissance active*

Figure IV.20.d : *puissance réactive*

b) ***Taux d'intégration 20%***: (20% de la puissance totale de la charge)



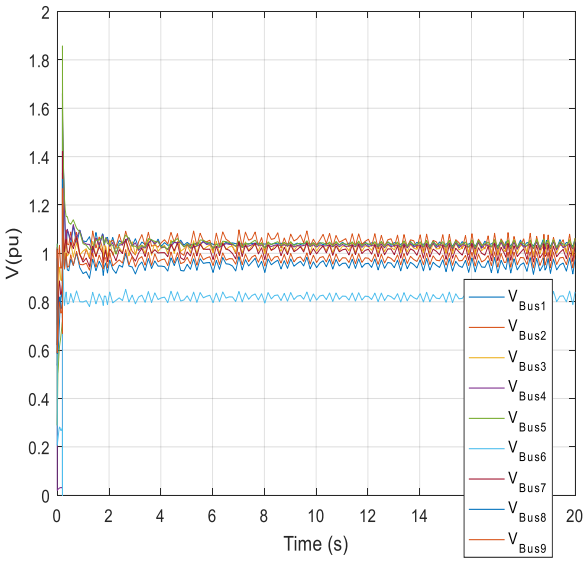
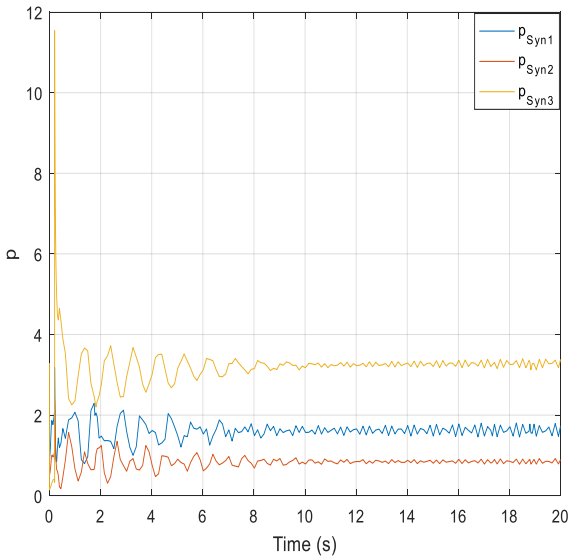


Figure IV.21.a : *Vitesse angulaire*

Figure IV.21.b *: la tension* aux JB



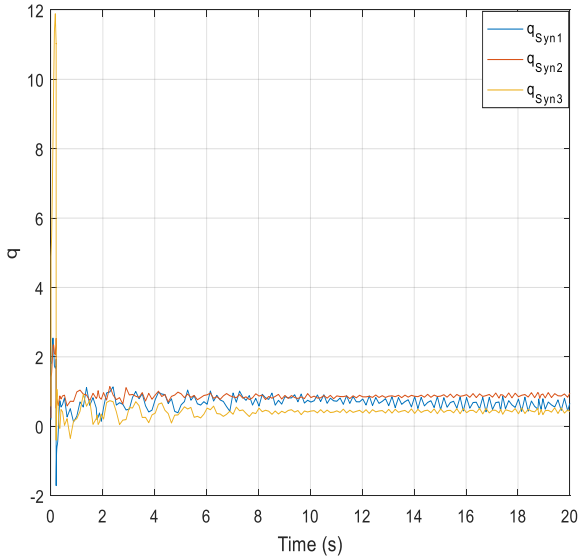
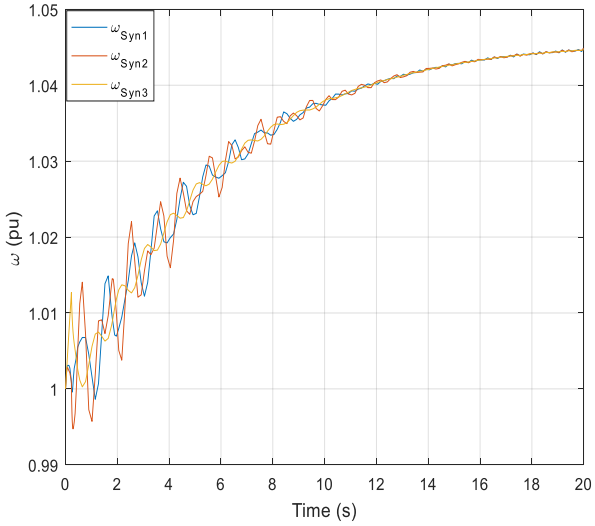


Figure IV.21.c : *puissance active*

Figure IV.21.d : *puissance réactive.*

c) ***Taux d'intégration 30%***: (30% de la puissance totale de la charge)



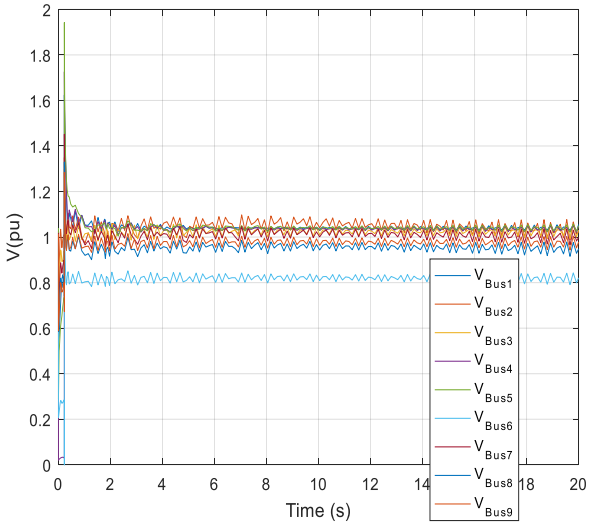


Figure IV.22.a : *Vitesse angulaire*

Figure IV.22.b *: la tension* aux JB

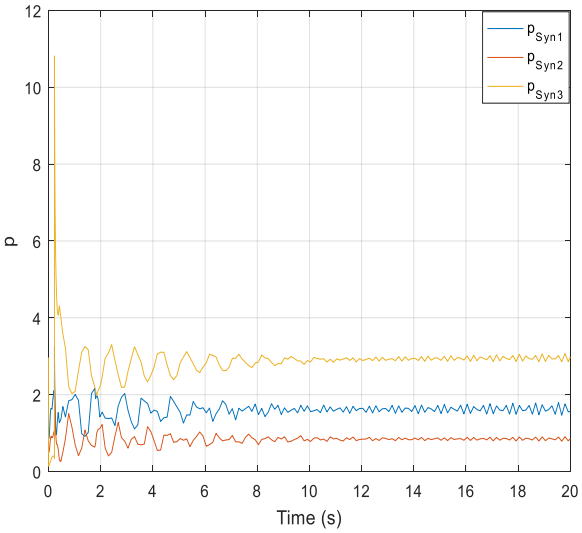


Figure IV.22.c : *puissance active*

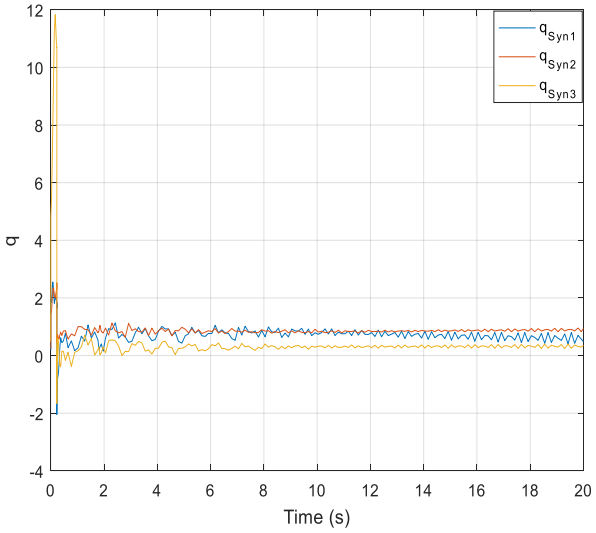


Figure IV.22.d : *puissance réactive*

Dans le tableau suivant nous avons injecté différentes quantités de la puissance active totale de la charge du réseau avec une hybridation de source PV et WT avec augmentation de la charge et un défaut au niveau de JB4.

Tableau IV.5 : *TCID* pour différentes quantités de puissances.

Puissance injectée	**10%**	**20%**	**30%**
Sons hybridation	273	273	273
Avec hybridation	***197***	199	226

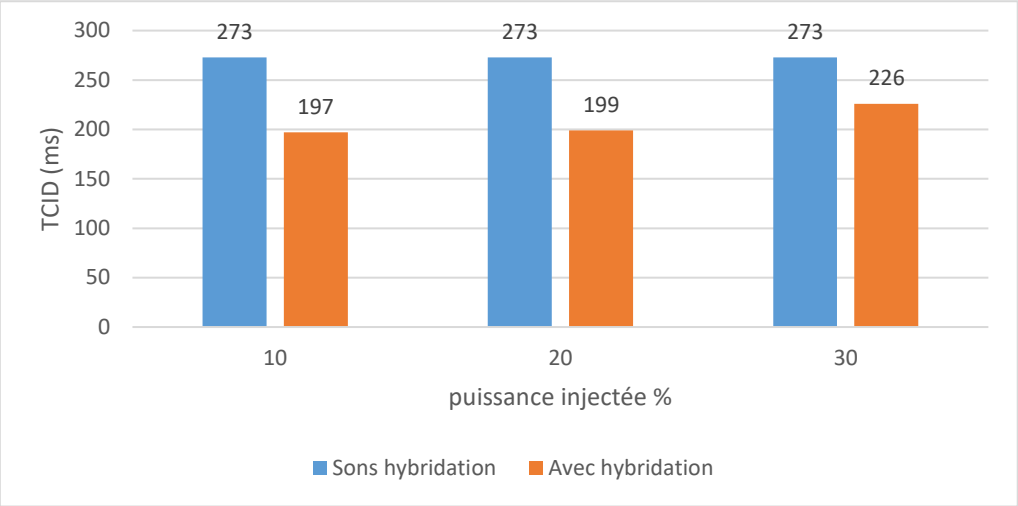


Figure IV.23 : *histogramme TCID* pour différentes quantités de puissances.

L'histogramme précédent montre que, l'augmentation de la puissance de source hybride (PV & éolienne) dans notre modèle améliore sa stabilité transitoire lorsque cette source est injectée au niveau des jeux de barres N° 5 et N° 6.

IV.4 conclusion

Dans ce chapitre, nous avons utilisé le logiciel PSAT qui s'exécute sous environnement Matlab, pour la détermination des différents paramètres (tension aux JB, Vitesse angulaire, puissance active et réactive des générateurs) ainsi que le temps maximal de fonctionnement en régime transitoire « le temps critique d'isolement de défaut (TCID) » pour des défauts sur de différents jeux de barre des postes d'évacuations, de tél sorte que les défauts soient le plus proche possible des groupes de production pour les provoquer au maximum afin de maintenir leur stabilité. Ainsi qu'on peut dire que l'intégration des sources renouvelables dans de différents endroits avec de différents taux de pénétrations de la puissance active dans le réseau de transport ont une influence sur la stabilité transitoire de ce dernier. Les résultats des simulations monteront que l'augmentation de la puissance injectée diminue le TCID.

CONCLUSION GÉNÉRALE

CONCLUSION GÉNÉRALE ET PERSPECTIVES

La stabilité des réseaux est un paramètre très important. En étudiant ce paramètre, nous arrivons à déterminer le temps maximal d'isolement de défaut et d'éviter l'instabilité du réseau, et son effondrement (Blackout).

Le travail présenté dans ce mémoire porte sur l'étude des différents types de stabilité et plus précisément la stabilité transitoire et son impact sur les réseaux électriques. Pour diminuer les conséquences des défauts sur les réseaux on a proposé l'utilisation du régulateur automatique de tension et le stabilisateur de puissance (PSS) et leurs effets sur l'amortissement des oscillations ainsi que analyses des impacts de la contribution des Energies Renouvelables (EnR) basé sur l'énergie Photovoltaïque (PV), et l'énergie éolienne (WT) sur la Stabilité Transitoire des groupes de production.

Enfin, à partir des résultats présentés au chapitre IV, on peut conclure que la stabilité transitoire du réseau électrique augmente si les ressources d'énergie renouvelable distribuées sont placées dans des bus puissants. De plus, d'autres résultats montrent que l'énergie éolienne donne une meilleure stabilité de tension.

Nous proposons comme suite à ce travail les points suivants, cela constitue nos principales perspectives et une suite logique à notre travail de master:

1. L'étude de l'influence des paramètres des types d'AVR et PSS sur la stabilité transitoire des réseaux électriques ;
2. Extension supplémentaire des cas d'étude: L'étude peut être étendue aux réseaux électriques de test avec un grand nombre de bus afin de les imiter de manière plus réaliste car les réseaux électriques pratiques sont de nature plus complexe.
3. L'intégration des systèmes de stockage pour remédier au problème d'intermittence des énergies renouvelables et son impact sur la stabilité transitoire des réseaux électriques.

Références bibliographiques

[1] Raphael Caire, " Gestion de la production décentralisée dans les réseaux de distribution", Thèse de doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, Décembre 2004.

[2] MANCER Nabil, " Contribution à l'amélioration de l'efficacité de la Sélectivité du Système de Protection des Réseaux Electriques par les Méthodes Méta heuristiques", Thèse de doctorat de Université Mohamed Kheider Biskra, Janvier 2017.

[3] Wendy Carolina Briceno Vicente, " Modélisation des réseaux de distribution sous incertitudes", Thèse de doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, septembre 2012.

[4] Vasileios A. Evangelopoulos, Pavlos S. Georgilakis, "Optimal distributed generation placement under uncertainties based on point estimate method embedded genetic algorithm", IET Gener. Transm. Distrib. 2014, Vol. 8, Iss. 3, pp. 389–400

[5] KETFI Nadhir, " Contribution à la gestion des réseaux de distribution en présence de génération d'énergie dispersée", Thèse de doctorat de Université de Batna, Décembre 2014.

[6] MERZOUGI Hadjer « Etude de la stabilité transitoire d'un réseau avec intégration des sources renouvelables» mémoire de master de l'université annaba , juin 2018

[7] BOUNOUIRA Adlane « Etude de la stabilité transitoire des réseaux électriques » mémoire de master de l'université Constantine I, Algérie 2013.

[8] Rabah BENABID « Optimisation Multiobjectif de la Synthèse des FACTS par les Particules en Essaim pour le Contrôle de la Stabilité de Tension des Réseaux Electriques » mémoire de magister de l'université Amar Telidji, Laghouat, Algérie 2007.

[9] Mr MEHDI MERAD-BOUDIA « Injection de l'électricité produite par les énergies renouvelables dans le réseau électrique » mémoire de magister de l'université Abou Bekr Belkaïd, Tlemcen, Algérie 2009.

[10] Laslo Z. Racz et Bela Bokay, Power System Stability, Ed Elsevier, Amsterdam, 1988, (Vol.30).

[11] Gholipour Shahraki E, Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques, Thèse de doctorat, Faculté des Sciences & Techniques, Universite Henri Poincaré, Nancy, 2003.

[12] Messalti S. « Evaluation de la stabilité transitoire des systèmes élctro-énergitiques par les réseaux de neutrones » mémoire de master de l'université de Sétif, Algérie 2004.

[13] ZIGHA Ali « étude et simulation d'un système hybride photovoltaïque-éolien» mémoire de master de l'université Constantine I, Algérie 2013.

[14] GHAMRI Imane « Analyse et amélioration de la stabilité transitoire du réseau conventionnel après intégration d'une éolienne » mémoire de master de l'université Mohamed Khider Biskra, Algérie 2013.

[15] Kundur P, Power System Stability and Control, McGaraw Hill Inc, 1994, ISBN 0-07035958-X.

[16] LU Wei « Le délestage optimal pour la prévention des grandes pannes d'électricité » Docteur de l'institut Polytechnique de Grenoble, 2009.

[17] Moudjahed M « Amélioration de la stabilité d'un réseau électrique au moyen d'une bobine supraconductrice, thèse de doctorat, Université de Franche Comté, Octobre 1996.

[18] Alkhatib H « Etude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques optimisation de la régulation par une méthode méta-heuristique » Thèse de doctorat, Université Paul Cezanne D'aix-Marseille, 2008.

[19] Bornard P, Pavard M et Testud G, Réseaux d'interconnexion et de Transport : Réglages et stabilité, Techniques de l'ingénieur, 2005.

[20] BOUKHEDIR Younes « Etude de la stabilité transitoire d'un réseau THT en utilisant l'AVR et le PSS avec intégration d'une source renouvelable éoliénne », mémoire de master de l'université BADJI MOKHTAR annaba , juin 2019

[21] Marie-Cécile Alvarez-Hérault, " Architectures des réseaux de distribution du futur en présence de production décentralisée", Thèse de doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, Décembre 2009.

[22] AISSAT Nadjia « amélioration la stabilité transitoire par les dispositifs FACTS », mémoire de master de l'université médéa , juin 2019