



Université Mohamed Khider de Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de génie électrique

MÉMOIRE DE MASTER

Sciences et Technologies
Electrotechnique
Réseau électrique

Réf. :

Présenté et soutenu par :
Segueni fatma zohra

Le : samedi 23 juin 2018

Analyse et Amélioration de la stabilité transitoire de réseau électrique en présence des sources photovoltaïques

Jury :

Mme. Becha Habiba	MAA	Université de Biskra	Président
Dr. Naimi Djemai	MCA	Université de Biskra	Encadreur
Dr. Salhi ahmed	MCB	Université de Biskra	Examineur

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la recherche scientifique



Université Mohamed Khider Biskra

Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière : ELECTROTECHNIQUE
Option : RESEAU ELECTRIQUE

Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Thème

***Analyse et Amélioration de la stabilité transitoire des
réseaux électriques en présence des sources
Photovoltaïques***

Présenté par :

SEGUENI FATMA ZOHRA

Avis favorable de l'encadreur :

NAIMI DJEMAI

Avis favorable du Président du Jury

BECHA HABIBA

Cachet et signature



Université Mohamed Khider Biskra

Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière ELECTROTECHNIQUE
Option : RESEAU ELECTRIQUE

Thème :

Analyse et Amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques en présence des sources Photovoltaïques

Dirigé et proposé par : MCA NAIMI DJEMAI

RESUMES (Français et Arabe)

Le recours aux énergies renouvelables dans la production électrique représente une solution idéale pour faire face à la pollution. Ce mémoire traite l'impact de l'intégration de l'énergie photovoltaïque dans le réseau électrique en se basant particulièrement sur la stabilité transitoire, le réseau test est le fameux IEEE 30 JB, l'amélioration de cette intégration est basée sur l'élévation du taux de pénétration par introduction du système l'électronique de puissance (FACTS) qui a permis l'amélioration du temps critique d'isolement de défaut ça veut dire la stabilité transitoire dans le réseau électrique. Toutes les simulations sont réalisées sous le logiciel Power System Analyzez ToolBox (PSAT).

Mot clés : Energie renouvelable, énergie photovoltaïque, intégration, Stabilité transitoire, FACTS, réseau électrique.

استخدام الطاقات المتجددة في توليد الكهرباء هو الحل الأمثل للتعامل مع التلوث. تتناول هذه المذكرة تأثير ادماج الطاقة الكهروضوئية في الشبكة الكهربائية، لا سيما على أساس الاستقرار المؤقت، وشبكة الاختبار هي IEEE 30 JB المشهورة، ويعتمد تحسين هذا الادماج على الارتفاع معدل الاختراق عن طريق إدخال أنظمة إلكترونيات الطاقة (FACTS) الذي سمح بتحسين الوقت الحرج لعزل الخطأ يعني استقرار مؤقت في الشبكة الكهربائية. يتم تنفيذ جميع المحاكاة تحت برنامج تحليل نظام ال طاقة (PSAT) ToolBbox

الكلمات المفتاحية: الطاقة المتجددة، الطاقة الكهروضوئية، الادماج، الاستقرار العابر، FACTS، شبكة الكهرباء



Dédicace

Je dédie ce modeste travail

Aux êtres les plus chères mères à mon cœur

*Ma mère et mon père, qui m'ont beaucoup
soutenu durant mon cursus d'étude et à qui je
serai éternellement*

Reconnaisant

- *A mes chères sœurs*
- *A mes frères*
- *A mes amies*

REMERCIEMENTS



Merci

Mes remerciements vont premièrement à Dieu tout puissant pour la volonté, la santé, et la patience, qu'il ma données durant toutes ces années d'étude.

La réalisation de ce mémoire a été possible grâce au soutien de plusieurs personnes à qui je voudrais témoigner toute ma reconnaissance.

*Nous voudrons tout d'abord adresser toute ma gratitude au directeur de ce mémoire, **Naimi Djemai**, pour son patience, son disponibilité et surtout ses judicieux conseils, qui ont contribué à alimenter ma réflexion.*

*Mes remerciements particuliers s'adressent au docteur **SALHI AHMED** pour ses informations et madame **BECHA HABIBA** pour l'honneur qu'ils m'ont fait en acceptons d'être les membres de jury de ma soutenance.*

Nous désirons aussi remercier les enseignants qui m'ont fourni les outils nécessaires à la réussite de mes études universitaires.

Nous voudrons exprimer nos reconnaissance envers les amis et collègues qui nous avons apportés leur support moral et intellectuel tout au long de ma démarche.

*Enfin, je tiens à témoigner toute mes gratitudes à **mes parents** pour leur confiance et leur support inestimable.*

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Comparaison entre les différents types des cellules PV.....	6
Tableau II.1 : Historique de quelques blackouts.....	18
Tableau II.2 : Domaines d'applications des dispositifs FACTS.....	35
Tableau III.1 : Données techniques du modèle d'étude.....	40
Tableau III.2 : Données totales de générateurs.....	40
Tableau III.3 : résultats de l'écoulement de puissance.....	41
Tableau III.4 : TCID pour différent emplacement de défaut.....	57
Tableau IV.1 : TCID pour différent emplacement de défaut avec PV.....	66
Tableau IV.2 : TCID pour différent lieu de défaut.....	72
Tableau IV.3 : TCID pour différent lieu des sources photovoltaïques.....	75
Tableau IV.4 : TCID pour différent lieu des sources photovoltaïques avec puissance 20MW.....	79
Tableau IV.5 : TCID et pour différents emplacement de la source photovoltaïque sans et avec SVC.....	80
Tableau IV.6 : TCID et pour différents emplacement de la source photovoltaïque sans et avec STATCOM.....	82

Liste des Figures

Fig.I.1 : Représentation schématique d'une cellule solaire.....	4
Fig.I.2 : cellule monocristalline.....	5
Fig.I.3 : cellule poly cristalline.....	5
Fig.I.4 : cellule amorphe.....	6
Fig.I.5 : Module photovoltaïque.....	7
Fig.I.6 : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque.....	7
Fig.I.7 : Evolution de la caractéristique (I-V) et (P-V) du module en fonction de l'éclairement.....	9
Fig.I.8 : Evolution de la caractéristique (I-V) (P-V) du module en fonction de la température.....	9
Fig.I.9 : Caractéristique courant tension de N_s cellule en série.....	10
Fig.I.10 : Caractéristique courant tension de (N_p) cellule en parallèle.....	11
Fig.I.11 : Caractéristique courant tension résultante d'un groupement en série et en parallèle des cellules.....	11
Fig.I.12 : Panneau photovoltaïque.....	12
Fig.I.13 : Capacité photovoltaïque globale cumulée à l'horizon 2030.....	13
Fig.I.14 : Répartition des capacités à installer par filière durant 2015-2030 en Algérie...	14
Fig.I.15 : Capacité installée par pays en 2015 et 2020.....	15
Fig.1.16 : Coût de production de l'électricité solaire en Europe	15
Fig.1.17 : Répartition de la production de cellules par pays.....	16
Fig.II.1 : Classification des différents types de la stabilité de système de puissance.....	19
Fig.II.2 : Variation d'angle de rotor.....	21
Fig.II.3 : Couples mécanique et électrique agissant sur l'axe d'un générateur.....	22
Fig.II.4 : Classification des systèmes FACTS.....	29
Fig.II.5 : Modèle mathématique de SVC.....	30
Fig.II.6 : Schéma de base du STATCOM.....	31
Fig.II.7 : Caractéristique tension courant V-I a. STATCOM b. SVC.....	32
Fig.III.1 : fenêtre principale de PSAT.....	37
Fig.III.1.1. : Bibliothèque du Simulink.....	38
Fig.III.1.2 : block de défaut.....	38
Fig.III.1.3 : paramètre de fenêtre principale.....	39
Fig.III.1.4 : fenêtre de plot.....	39

Fig.III.2 : Modèle d'IEEE 30 Jeu de barre.....	40
Fig.III.2.a : Vitesses du rotor.....	42
Fig.III.2.b : ongles de rotor.....	43
Fig.III.2.c : Profile de tension.....	43
Fig.III.2.d : Profile de puissance active	44
Fig.III.2.e : profile de puissance réactive.....	44
Fig.III.3 : Modèle d'IEEE 30 JB avec défaut au JB2.....	45
Fig.III.3.a : vitesses de rotor Correspondant à T=101ms	45
Fig.III.3.b : vitesses de rotor correspondant à T= 102ms	45
Fig.III.3.c : profile de tension correspondant à T= 101ms	46
Fig.III.3.d : profile de tension correspondant à T=102ms	46
Fig.III.3.e : Profile de tension correspondant à T=101 ms et T=102ms	46
Fig.III.4 : Modèle d'IEEE 30 JB avec défaut au JB12.....	47
Fig.III.4.a : vitesses de rotor correspondant à T=20ms	47
Fig.III.4.b : vitesses de rotor correspondant à T= 21ms	47
Fig.III.4.c : Profile de tension correspondant à T=20ms	48
Fig.III.4.d : Profile de tension correspondant à T= 21ms	48
Fig.III.4.e : Profile de tension correspondant à T=20 ms et T=21ms	48
Fig.III.5 : Modèle d'IEEE 30 JB avec défaut au JB12.....	49
Fig.III.5.a : vitesses de rotor correspondant à T=19ms	49
Fig.III.5.b : vitesses de rotor correspondant à T= 20ms	49
Fig.III.5.c : Profile de tension correspondant à T= 20ms	50
Fig.III.5.d : Profile de tension correspondant à T= 21ms	50
Fig.III.4.e : Profile de tension correspondant à T=19 ms et T=20ms	50
Fig.III.6 : Modèle d'IEEE 30 JB avec défaut au JB18.....	51
Fig.III.6.a : vitesses de rotor correspondant à T=19ms	51
Fig.III.6.b : vitesses de rotor correspondant à T= 20ms	51
Fig.III.6.c : Profile de tension correspondant à T= 384ms	52
Fig.III.6.d : Profile de tension correspondant à T= 385ms	52
Fig.III.6.e : Profile de tension correspondant à T=384ms et T=385ms	52
Fig.III.7 : Modèle d'IEEE 30 JB avec défaut au JB5.....	53
Fig.III.7.a : Vitesses du rotor correspondant à T= 16ms	53
Fig.III.7.b : Profile de tension correspondant à T= 15ms	54

Fig.III.7.c : Profile de tension correspondant à T= 16ms	54
Fig.III.7.d : Profile de tension correspondant à T=15ms et T=16ms	54
Fig.III.8 : Modèle d'IEEE 30 JB avec défaut au JB17.....	55
Fig.III.8.a : vitesses de rotor correspondant à T=48ms	55
Fig.III.8.b : vitesses de rotor correspondant à T= 49ms	55
Fig.III.8.c : Profile de tension correspondant à T= 48ms	56
Fig.III.8.d : Profile de tension correspondant à T= 49ms	56
Fig.III.8.e : Profile de tension correspondant à T=48ms et T=49ms	56
Fig.III.8.f : histogramme de changement de TCID.....	57
Fig.IV.1 : block modèle photovoltaïque.....	60
Fig.IV.2 : paramètre de modèle photovoltaïque.....	60
Fig.IV.3 : Intégration un photovoltaïque dans le réseau de 30JB avec un défaut.....	61
Fig.IV.4 : intégration avec défaut au JB12.....	61
Fig.IV.4.a : vitesses de rotor correspondant à T=7ms	62
Fig.IV.4.b : vitesses de rotor correspondant à T=8ms	62
Fig.IV.4.c : profile de tension correspondant à T=7ms	63
Fig.IV.4.d : profile de tension correspondant à T= 8ms	63
Fig.IV.4.e : Profile de tension correspondant à T=7ms et T=8ms	63
Fig.IV.5 : intégration avec défaut au JB18.....	64
Fig.IV.5.a : vitesses de rotor correspondant à T=3ms	64
Fig.IV.5.b : vitesses de rotor correspondant à T= 4ms	64
Fig.IV.5.c : profile de tension correspondant à T=3ms	65
Fig.IV.5.d : profile de tension correspondant à T= 4ms	65
Fig.IV.5.e : Profile de tension correspondant à T=3ms et T=4ms	65
Fig.IV.5.f : histogramme de changement de TCID avec et sans PV.....	66
Fig.IV.6 : intégration avec défaut au JB12.....	67
Fig.IV.6.a : vitesses de rotor correspondant à T=6ms	67
Fig.IV.6.b : vitesses de rotor correspondant à T=7ms	68
Fig.IV.6.c : profile de tension correspondant à T=6ms	68
Fig.IV.6.d : profile de tension correspondant à T= 7ms	68
Fig.IV.6.e : Profile de tension correspondant à T=6ms et T=7ms	69
Fig.IV.7 : intégration avec défaut au JB18.....	69
Fig.IV.7.a : vitesses de rotor correspondant à T= 2ms	70

Liste des figures

Fig.IV.7.b : vitesses de rotor correspondant à T=3ms	70
Fig.IV.7.c : profile de tension correspondant à T=2ms	71
Fig.IV.7.d : profile de tension correspondant à T= 3ms	71
Fig.IV.7.e : Profile de tension correspondant à T=3ms et T=4ms	71
Fig.IV.7.f : histogramme de changement de TCID avec et sans PV.....	72
Fig.IV.8 : deux photovoltaïque connecté au JB5 et JB8.....	73
Fig.IV.8.a : vitesses de rotor correspondant à T=9ms	74
Fig.IV.8.b : vitesses de rotor correspondant à T= 10ms	74
Fig.IV.8.c : profile de tension correspondant à T=9ms	74
Fig.IV.8.d : profile de tension correspondant à T= 10ms	74
Fig.IV.8.e : Profile de tension correspondant à T=9ms et T=10ms	75
Fig.IV.8.f : histogramme de changement de TCID avec PV.....	76
Fig.IV.9 : deux photovoltaïque connecté au JB5 et JB8.....	76
Fig.IV.9.a : vitesses de rotor correspondant à T= 9ms	77
Fig.IV.9.b : vitesses de rotor correspondant à T=10ms	77
Fig.IV.9.c : profile de tension correspondant à T=9ms	78
Fig.IV.9.d : profile de tension correspondant à T= 10ms	78
Fig.IV.9.e : Profile de tension correspondant à T=9ms et T=10ms	78
Fig.IV.9.f : histogramme de changement de TCID avec PV.....	79
Fig.IV.10 : influence de SVC.....	80
Fig.IV.10.1 : histogramme de changement de TCID avec et sans SVC.....	81
Fig.IV.11 : influence de STATCOM.....	81
Fig.IV.11.1 : histogramme de changement de TCID avec et sans STATCOM.....	82
Fig.IV.13 : histogramme de comparaison entre SVC et STATCOM.....	83

Abréviations

STATCOM : Static compensator

SVC : Static Var Compensator

IEEE : Institute of Electrical and Electronics Engineers

PV : photovoltaïque

JB : Jeu de barres

FACT : Flexible en courant alternatif

PSAT : power system analyser toolbox

TCID : temps critique d'isolement de défaut

Bus : jeux de barres

Symboles

Gi : Source de courant parfaite.

Rsh : Résistance shunt.

Rse : Résistance série (résistance de contact)

D : Diode matérialisant.

Rch : Résistance qui impose le point de fonctionnement sur la cellule.

Pgen : puissance active générer

Qgen : puissance réactive générer

Pload : puissance active de charge

Qload : puissance réactive de charge

$\Delta\omega_i$: Déviation de la vitesse angulaire du rotor de la i ème machine

ω_0 : vitesse de synchronisme

$\omega_0 = 2\pi f$, f : fréquence nominale

Tmi : couple mécanique fourni par la turbine

Tei : couple électromagnétique associée à la puissance électrique produite du générateur

Di : coefficient d'amortissement du générateur.

δ : angle de rotor.

x : Vecteur des variables d'état du système.

u : Vecteur des paramètres du système.

Table de Matière

Table de matière

<i>Dédicace</i>	<i>I</i>
<i>Remercîment</i>	<i>II</i>
<i>Liste des tableaux</i>	<i>III</i>
<i>Liste des figures</i>	<i>VI</i>
<i>Liste des symboles</i>	<i>V</i>
<i>Introduction Générale</i>	<i>1</i>

CHAPITRE I : Généralité sur le Système Photovoltaïque

Introduction.....	2
I Description des éléments d'un système photovoltaïque.....	2
I.1 Historique.....	2
I.2 Conversion photovoltaïque.....	2
I.3 L'effet photovoltaïque.....	3
I.4 cellule photovoltaïque.....	3
I.4.1 Définition	3
I.4.2 Principe de Fonctionnement de la Cellule Photovoltaïque.....	3
I.4.3 Les technologies de cellule photovoltaïque.....	5
I.4.3.1 Silicium monocristallin.....	5
I.4.3.2 Silicium poly cristallin.....	5
I.4.3.3 Silicium amorphe (a-si)	5
I.4.3.4 Comparaison entre les différents types des cellules PV.....	6
I.5 Module photovoltaïque.....	7
I.5.1 Modèles et caractéristiques de module photovoltaïque.....	7
I.5.1.1 Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque.....	7
I.5.1.2 Caractéristiques d'un module photovoltaïque.....	8
I.5.1.3 Facteurs limitatifs du rendement.....	8
I.5.2 Groupement des cellules.....	10
I.5.2.1 Groupement en série.....	10
I.5.2.2 Groupement en parallèle.....	10
I.5.2.3 Regroupement (série et parallèle).....	11
I.6 Panneau photovoltaïque	11
I.7 Avantage et inconvénients de l'énergie photovoltaïque.....	12
I.8 Développement du photovoltaïque.....	13

I.8.1 Développement dans le monde.....	13
I.8.2 Développement en Algérie.....	13
I.9 Installations de systèmes solaires dans le monde	14
I.10 Evolution mondiale du marché PV.....	15
I.11 Production de cellules.....	16
I.11.1 Production mondiale.....	16
I.11.2 Production par pays.....	16
Conclusion.....	17

CHAPITRE II : Stabilité du Réseau Electrique

Introduction.....	18
II.1 Stabilité des réseaux électriques.....	18
II.1.1.a Position du problème.....	18
II.1.1.b Notion de la stabilité.....	18
II.1.2 Historique du blackout.....	18
II.1.3 Classification des différents types de la stabilité de système de puissance.....	19
II.1.3.1 Stabilité de fréquence.....	20
II.1.3.2 Stabilité de tension.....	20
II.1.3.3 Stabilité angulaire.....	20
II.1.4 Principales causes de pertes de la stabilité dynamique.....	21
II.1.5 Equation de mouvement (swing equation)	22
II.1.6 Temps critique d'isolement de défaut (TCID).....	24
II.1.7 Méthodes d'analyse de la stabilité transitoire.....	24
II.1.8 Méthodes de calcul de la stabilité.....	25
II.1.8.1 Méthodes directes.....	25
II.1.8.2 Méthodes indirectes.....	25
II.1.8.2.1 Méthode de la valeur singulière minimale.....	26
II.2 Les dispositifs FACTS.....	27
II.2.1 Définition.....	27
II.2.2 Rôle des dispositifs FACTS.....	28
II.2.3 Classification des système FACTS.....	29
II.2.4 Dispositifs Shunts.....	29
II.2.4.1 Compensateur statique de puissance réactive (SVC).....	29

II.2.4.1.1 Définition.....	29
II.2.4.1.2 Principe de fonctionnement.....	30
II.2.4.2 Compensateur statique synchrone(STATCOM).....	31
II.2.4.2.1 Définition.....	31
II.2.4.2.2 Principe de fonctionnement.....	31
II.2.4.3 Comparaison entre le SVC et le STATCOM.....	32
II.2.5 Dispositifs séries.....	33
II.2.5.1 Dispositifs séries à base de thyristor.....	33
II.2.5.1.1 Le TCSC.....	33
II.2.5.1.2 Le TSSC.....	33
II.2.5.1.3 Le TCSR.....	33
II.2.5.1.4 Le TSSR.....	33
II.2.5.1.5 Le SSSC.....	33
II.2.6 Dispositifs hybrides série -shunt.....	34
II.2.6.1 SPS.....	34
II.2.6.2 IPFC.....	34
II.2.6.3 UPFC.....	34
II.2.7 Coût des dispositifs FACTS.....	34
II.2.8 Synthèse.....	34
II.2.9 Avantages et Inconvénients de la Technologie des Dispositifs FACTS.....	35
Conclusion.....	36

CHAPITRE III : Analyse de la Stabilité Transitoire

Introduction.....	37
III.1 Type de défaut.....	37
III.2 L'environnement de simulation.....	37
III.2.1 Qu'est-ce que le PSAT.....	37
III.2.2 Pourquoi le PSAT.....	38
III.2.3 Mode d'emploi.....	39
III.3 Réseau d'étude (réseau teste).....	40
III.3.1 Caractéristiques du Modèle d'étude.....	40
III.4 Stratégie d'analyse.....	41
III.5 Résultats de simulation et interprétation.....	42

III.6 Influence du lieu de défaut.....	44
III.7 Comparaison.....	58
Conclusion.....	58

CHAPITRE IV : Intégration des Sources Photovoltaïques dans le Réseau Electrique

Introduction.....	59
IV.1 Le besoin de l'intégration de l'énergie photovoltaïque dans le Réseau électrique....	59
IV.2 Les avantages d'intégration des sources d'énergie renouvelable.....	59
IV.3 Stratégie d'analyse.....	60
IV.4 Intégration d'un photovoltaïque dans le réseau de 30JB.....	61
IV.5 Influence du lieu d'une source photovoltaïque.....	61
IV.6 Résultats de simulation et interprétation.....	62
IV.7 Influence du lieu d'intégration d'un photovoltaïque par 20MW de puissance totale.....	67
IV.8 Influence du lieu de deux photovoltaïque avec intégration de 50MW.....	73
IV.9 Influence du lieu de deux photovoltaïque avec intégration de 20MW.....	76
IV.10 influence des dispositifs FACTS.....	80
IV.10.1 Influence du SVC.....	80
IV.10.2 Influence du STATCOM.....	81
IV.11 Comparaison entre SVC et STATCOM.....	83
Conclusion.....	83
Conclusion Générale.....	84
Bibliographique.....	85

INTRODUCTION GENERALE

Introduction Générale

La demande excessive de la puissance électrique exige le recours aux énergies renouvelables. L'intégration des sources d'énergies renouvelables dans le réseau pour deux aspects de l'environnement et les réserves d'énergie fossile comme le gaz, le gaz n'est pas toujours disponible, pour cette raison nous devons penser à des autres sources inclure dans le réseau.

La demande toujours augmente pour répondre à ces besoins, nous ajoutons des centrales électriques, l'installation des centrales électriques augmentent la pollution donc l'environnement ça va dégrader, au lieu de construire d'autre nouvel remplacer par des sources renouvelables. Les sources renouvelables présentent un alternatif prix excellent dans la production d'électricité, pour répond aux besoins énergétiques également répond à la conservation de l'environnement.

Les différentes sources (éolienne, photovoltaïque. . .) présentent des bon sources pour la protection d'environnement, mais est ce que leur intégration dans le réseau n'a pas des conséquences négatives ? Est ce qu'on peut intégrer des quantités illimitées des sources renouvelables dans le réseau ?

Pour répondre à ces problématiques nous avons utilisé un logiciel de PSAT (Power Système Analyser Toolbox) vu sa très riche bibliothèque contenant le photovoltaïque et les différents éléments du réseau. Après, l'analyse de là nous essayons d'améliorer les performances de réseau en présence des sources d'énergies renouvelables et par les moyens technologiques offertes disponibles. L'étude présentée dans ce mémoire s'organise comme suit :

- ❖ **Le premier chapitre** est consacré la description du photovoltaïque, son historique, sa structure et sa modélisation.
- ❖ **Le deuxième chapitre** présente la stabilité générale du réseau électrique, les type de sa stabilité et en se basant sur la stabilité transitoire.
- ❖ **Le troisième chapitre** a pour objectif d'analyser de la stabilité transitoire et d'appliquer l'étude sur le fameux réseau IEEE 30 JB.
- ❖ **Le dernier chapitre** traitera l'intégration d'une source photovoltaïque dans le réseau de 30 JB et l'amélioration en se basant particulièrement sur la stabilité transitoire.

Enfin, on termine par une conclusion générale présentant le travail accompli, et les perspectives pour la continuité de ce travail.

CHAPITRE I
Généralités sur le Système
Photovoltaïque

Introduction

On rappelle dans ce chapitre la description des éléments de ce système, l'historique de l'effet photovoltaïque, principe de fonctionnement des cellules solaire ainsi que leurs caractéristiques principales et technologies. Ensuite les avantages et les inconvénients de l'énergie solaire photovoltaïque et on décrit le développement cette énergie dans le monde.

I Description des éléments d'un système photovoltaïque

I.1 Historique

Le mot photovoltaïque vient de mot grec "*photos*" qui signifie la lumière et voltaïque du physicien italien "*Alessandro volta*".

En 1887 « *Heinrich Rudolph Hertz* » présenta pour la première fois l'effet photoélectrique dans un article de la revue scientifique « *Annalen der Physik* ». On appelle effet photoélectrique l'émission des électrons par un matériau soumis à un éclairage ou à un rayonnement électromagnétique d'intensité propre aux matériaux.

En 1875 « *Wener Von Siemens* » expose devant l'Académie des sciences de Berlin un article sur l'effet photovoltaïque dans les semi-conducteurs. Mais jusqu'à la seconde guerre mondiale le phénomène reste encore une découverte anecdotique.

En 1954 Les chercheurs américains "*Gerald Pearson*", "*Darry chapin*" et "*Calvin Fuller*" travaillent pour les laboratoires Bell mettent au point une cellule PV en silicium.

En 1958 une cellule avec un rendement de 9% est mise au point les premiers satellites alimentés par des cellules solaires sont envoyés dans l'espace.

"*Lem*" et "*Heweliusz*", les premiers nano-satellites polonais de la constellation BRITe, décolleront en 2013 [FLE 07].

I.2 Conversion photovoltaïque

La possibilité de transformer directement l'énergie lumineuse, et particulière le rayonnement solaire en énergie électrique est apparu en 1954 avec la découverte de l'effet photovoltaïque.

Cet effet utilise les propriétés quantiques de la lumière permettant la transformation de l'énergie incidente en courant électrique dont la cellule solaire ou photopile, est l'élément de base de cette conversion photovoltaïque [AZO 12].

I.3 L'effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque est un phénomène physique propre à certains matériaux appelés semi-conducteurs qui produisent de l'électricité lorsqu'ils sont exposés à la lumière. L'effet photovoltaïque constitue la conversion directe de l'énergie du rayonnement solaire en énergie électrique au moyen de cellules généralement à base de silicium. Pour obtenir une puissance suffisante, les cellules sont reliées entre elles et constituent le module solaire. L'effet photovoltaïque, c'est-à-dire la production d'électricité directement de la lumière, fut observée la première fois, en 1839, par le physicien français Edmond Becquerel.

Toutefois, ce n'est qu'au cours des années 1950 que les chercheurs des laboratoires Bell, aux Etats-Unis, parvinrent à fabriquer la première cellule photovoltaïque [BEN 12].

I.4 cellule photovoltaïque

I.4.1 Définition

La cellule PV ou encore photopile est le plus petit élément d'une installation photovoltaïque. Elle est composée de matériau semi-conducteur et transforme directement l'énergie lumineuse en énergie électrique. Les cellules PV sont constituées :

- D'une fine couche semi conductrice (matériau possédant une bande interdite, qui joue le rôle de barrière d'énergie que les électrons ne peuvent franchir sans une excitation extérieure et dont il est possible de faire varier les propriétés électroniques) tel que le silicium qui est un matériau présentant une conductivité électrique relativement bonne
- D'une couche antireflet permettant une pénétration maximale des rayons solaires.
- D'une grille conductrice sur le dessus ou cathode et un métal conducteur sur le dessous ou anode.
- Les plus récentes possèdent même une nouvelle combinaison de multicouches réfléchissantes juste en dessous du semi-conducteur pour améliorer le rendement [LOP 08].

I.4.2 Principe de Fonctionnement de la Cellule Photovoltaïque

Le principe de fonctionnement de la cellule repose sur l'effet photovoltaïque qui convertit directement l'énergie lumineuse des rayons solaires en électricité par le biais de la production et du transport dans un matériau semi-conducteur de charges électriques positives et négatives sous l'effet de la lumière.

La fabrication des cellules s'effectue à partir de lingots de silicium. Ces lingots sont découpés en fines couches de type P ou N en y diffusant du brome ou du phosphore [VAL 09].

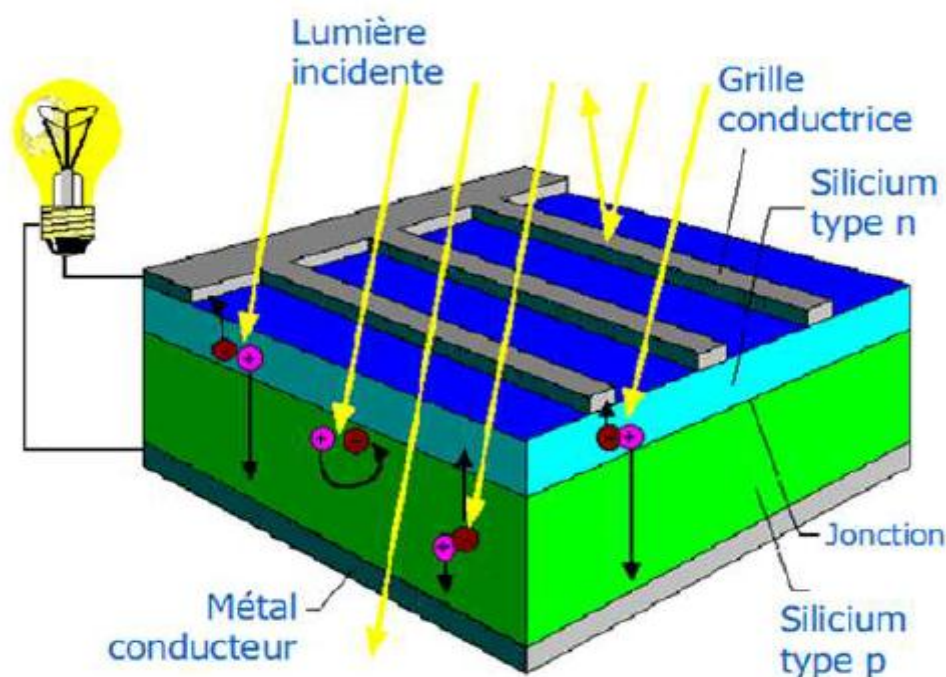
Une cellule solaire est alors obtenue en constituant une jonction de deux zones de type opposé (jonction PN). Au voisinage de la jonction apparaît un champ électrique qui maintient la séparation des charges positives et négatives. Des contacts métalliques en formes de grille, contacts avant et arrière, sont déposés Fig. (I.1) [BEN 12].

Une cellule photovoltaïque donc est un dispositif qui permet de transformer l'énergie solaire en énergie électrique. Cette transformation est basée sur les trois mécanismes suivants :

- Absorption des photons (dont l'énergie est supérieure au gap) par le matériau constituant le dispositif.
- Conversion de l'énergie du photon en énergie électrique, ce qui correspond à la création des paires d'électrons/trous dans le matériau semi-conducteur
- Collecte des particules générées dans le dispositif. Le matériau constituant la cellule photovoltaïque doit donc posséder deux niveaux d'énergie et être assez conducteur pour permettre l'écoulement du courant : d'où l'intérêt des semi-conducteurs pour l'industrie photovoltaïque.

Afin de collecter les particules générées, un champ électrique permettant de dissocier les paires électrons / trous créés est nécessaire.

Pour cela on utilise le plus souvent une jonction P-N.



Fig(I.1) : Représentation schématique d'une cellule solaire [BEN 12].



Fig (I.2) : cellule monocristalline

I.4.3 Les technologies de cellule photovoltaïque

I.4.3.1 Silicium monocristallin

Matériau de silicium cristallin est actuellement l'option la plus populaire pour les cellules commerciales, bien que beaucoup d'autres matériaux soient disponibles. Le terme

« Cristallin » implique que tous les atomes dans le matériau PV actif font partie d'une structure cristalline simple ou il n'y a aucune perturbation dans les arrangements ordonnés des atomes.

I.4.3.2 Silicium poly cristallin

Il est composé de petits grains de silicium cristallin. Les cellules à base de silicium poly cristallin sont moins efficaces que les cellules à base de silicium monocristallin. Les joints de grains dans le silicium poly cristallin gênent l'écoulement des électrons et réduisent le rendement de puissance de la cellule. L'efficacité de conversion PV pour une cellule à base de silicium poly cristallin modelé commercial s'étend entre 11 et 15%.

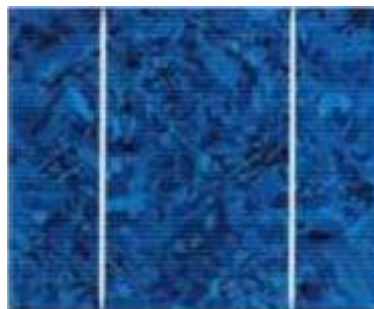


Fig (I.3) : cellule poly cristalline

I.4.3.3 Silicium amorphe (a-si)

Le silicium est déposé en couche mince sur une plaque de verre ou un autre support souple. L'organisation irrégulière de ses atomes lui confère en partie une mauvaise semi conduction.

Les cellules amorphes sont utilisées partout où une solution économique est recherchée ou lorsque très peu d'électricité est nécessaire, par exemple pour l'alimentation des montres, des calculatrices, ou des luminaires de secours. Elles se caractérisent par un fort coefficient d'absorption, ce qui autorise de très faibles épaisseurs, de l'ordre du micron. Par contre son rendement de conversion est faible (de 7 à 10 %) et les cellules ont tendance à se dégrader plus rapidement sous la lumière [ABA 11].



Fig (I.4) : cellule amorphe [ABA 11]

I.4.3.4 Comparaison entre les différents types des cellules PV

Dans le tableau suivant il y a les types de cellules photovoltaïques, les avantages et les inconvénients de chaque type.

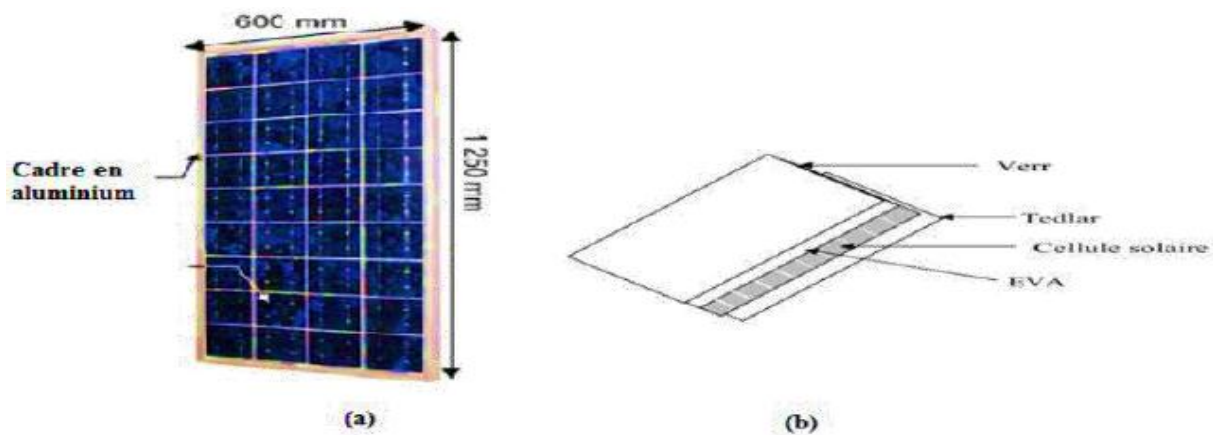
Tableau I.1 : Comparaison entre les différents types des cellules PV

Type	Silicium mono cristallin	Silicium poly cristallin	Silicium amorphe
Durée de vie	35 ans	35 ans	<10 ans
Avantages	Bon rendement en soleil direct	Bon rendement en soleil direct (moins que le monocristallin mais plus que l'amorphe)	- Souplesse prix moins élevé que les cristallins - bon rendement en diffus
Inconvénients	Mauvais rendement en soleil diffus (temps nuageux ...) -prix élevé	Mauvais rendement en soleil diffus (temps nuageux ...) -prix élevé	Mauvais rendement en plein soleil
Rendement	8 à 13%	7 à 11%	4 à 7%

Après les résultats dans le tableau précédent on remarque que le silicium mono cristallin le meilleur fraîcheur de ce qu'il a avantages et durée de vie donc le silicium mono cristallin le plus utilisé.

I.5 Module photovoltaïque

Pour produire plus de puissance, les cellules solaires sont assemblées pour former un module Fig. (I.5-a). Les connections en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension. Ces cellules sont protégées de l'humidité par encapsulation dans un polymère EVA (éthylène-vinylacétate) Fig. (I.5-b) et protégé sur la surface avant d'un verre, trempé à haute transmission et de bonne résistance mécanique, et sur la surface arrière d'une ou de polyéthylène [FOG 82].

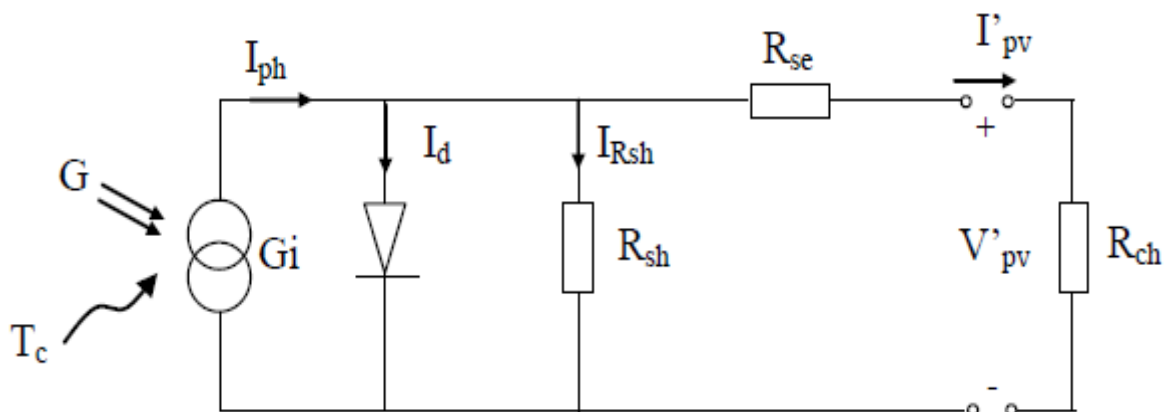


Fig(I.5) : Module photovoltaïque [FOG 82]

I.5.1 Modèles et caractéristiques de module photovoltaïque

I.5.1.1 Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque :

Le schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque comprend un générateur de courant qui modélise l'éclairement et une diode en parallèle qui modélise la jonction PN. Mais le schéma équivalent réel tient compte de l'effet résistifs parasites dus à la fabrication, il est représenté sur le schéma équivalent par deux résistances [LAL 09], [NIS 03].



Fig(I.6) : Schéma équivalent d'une cellule photovoltaïque [LAL 09], [NIS 03].

Avec :

Gi : Source de courant parfaite.

Rsh : Résistance shunt qui prend en compte les fuites inévitables de courant qui intervient entre les bornes opposées positive et négative d'une cellule.

Rse : Résistance série qui est due aux différentes résistances électriques que le courant rencontre sur son parcours (résistance de contact)

D : Diode matérialisant le fait que le courant ne circule que dans un seul sens.

Rch : Résistance qui impose le point de fonctionnement sur la cellule en fonction de sa caractéristique courant-tension à l'éclairement considéré.

I.5.1.2 Caractéristiques d'un module photovoltaïque

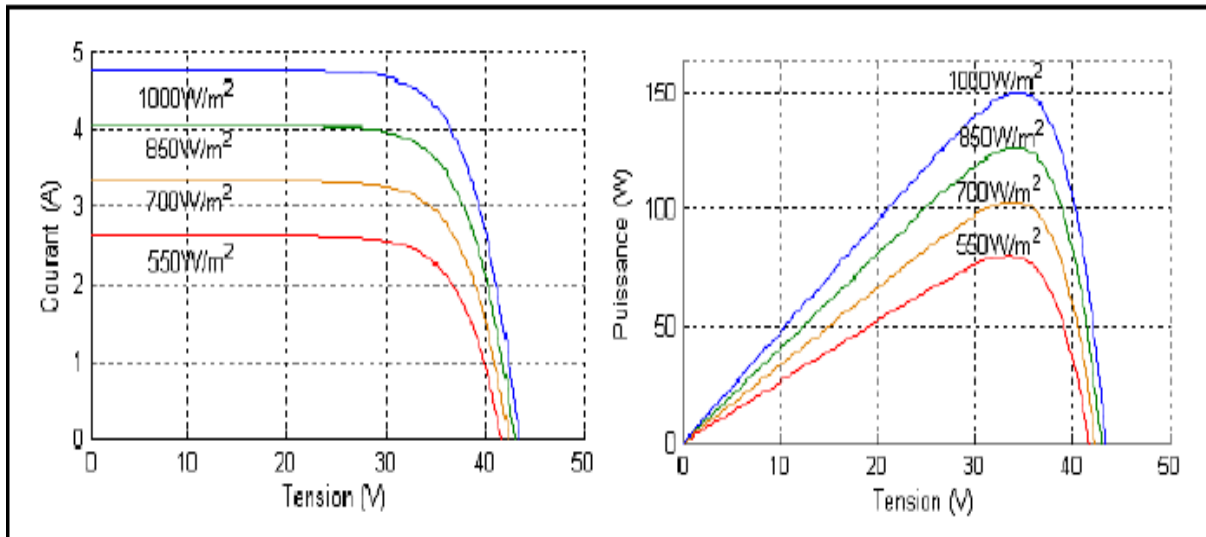
Les modules sont généralement des parallélépipèdes rectangles rigides minces (quelques centimètres d'épaisseur), dont les caractéristiques suivantes : [MEF 12]

- **La puissance de crête, Pc** : Puissance électrique maximum que peut fournir le module dans les conditions standards (25°C et un éclairement de 1000 W/m²).
- **La caractéristique I=f (V)** : Courbe représentant le courant I débité par le module en fonction de la tension aux bornes de celui-ci.
- **Tension à vide, Vco** : Tension aux bornes du module en l'absence de tout courant, pour un éclairement " plein soleil ".
- **Courant de court-circuit, Icc** : Courant débité par un module en court-circuit pour un éclairement " plein soleil ".
- **Point de fonctionnement optimum, Pm (Vm, Im)** : Lorsque la puissance de crête est maximum en plein soleil, $P_m = V_{op} \times I_{op}$
- **Rendement** : Rapport de la puissance électrique optimale à la puissance de radiation incidente.
- **Facteur de forme** : Rapport entre la puissance optimale Pm et la puissance maximale que peut avoir la cellule : $V_{co} \cdot I_{cc}$

I.5.1.3 Facteurs limitatifs du rendement

a) Influence de l'éclairement :

Le courant ICC varie directement avec le rayonnement lumineux (la relation est proportionnelle), la tension restant relativement constante. On remarque dans la fig (I.7) que le courant optimal est très sensible à l'éclairement. Par contre la tension optimal varie très peu avec l'éclairement [NAK 10].

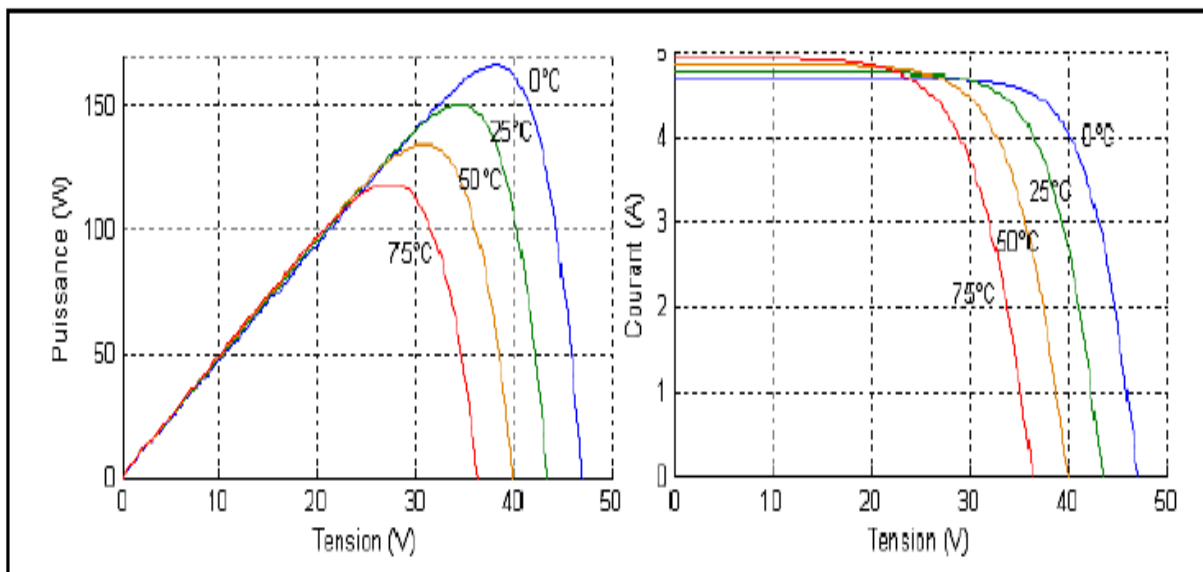


Fig(I.7) : Evolution de la caractéristique (I-V) et (P-V) du module en fonction de l'éclairement [NAK 10].

b) Influence de la température :

Quand la température diminue, la tension à vide augmente, mais le courant de court-circuit diminue dans des proportions moindres Fig (I.8). La diminution du courant de saturation est la principale cause de la chute de courant à basse température.

Aussi, on considère en première approximation que le fonctionnement optimal du générateur PV correspond sensiblement à un fonctionnement à tension optimale constante [NAK 10].



Fig(I.8) : Evolution de la caractéristique (I-V) (P-V) du module en fonction de la température [NAK 10].

I.5.2 Groupement des cellules

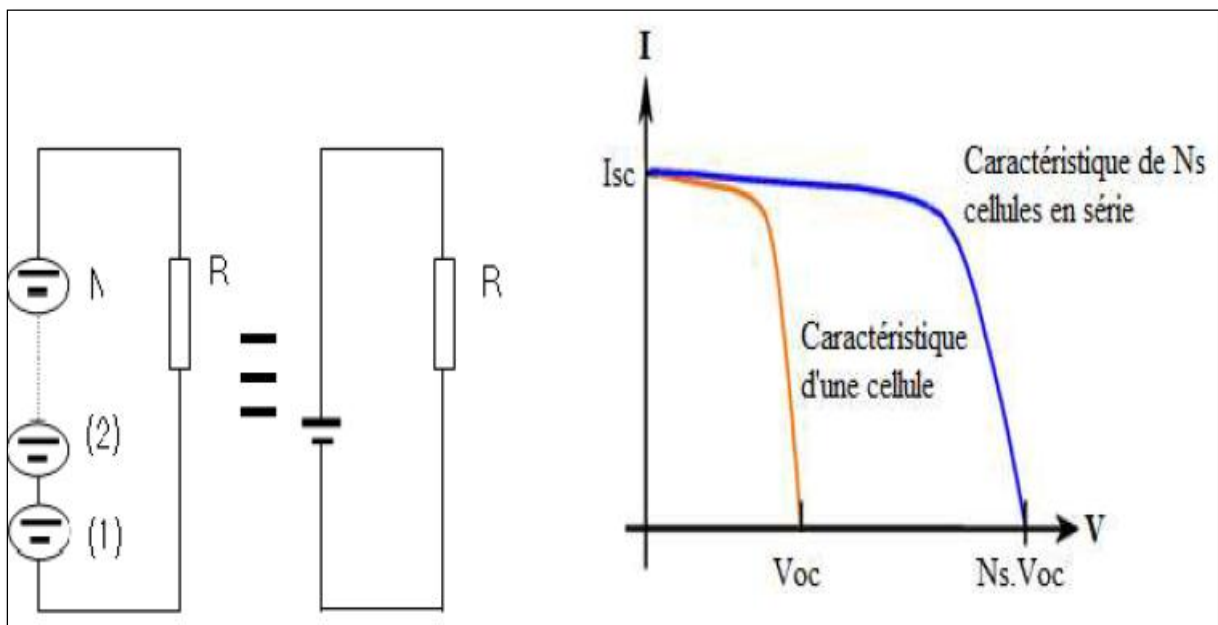
I.5.2.1 Groupement en série

En additionnant des cellules (modules) identiques en série [Ben 07], [Had 11], le courant de la branche reste le même mais la tension augmente proportionnellement au nombre de cellules (Modules) en série, comme le montre la figure (I.9).

La caractéristique résultante (I_{ssc}, V_{soc}) obtenue en associant en série N_s cellules (modules) identiques (I_{sc}, V_{oc}) s'écrit :

$$I_{ssc} = I_{sc}$$

$$V_{soc} = N_s \cdot V_{oc}$$



Fig(I.9) : Caractéristique courant tension de N_s cellule en série [HAD 11].

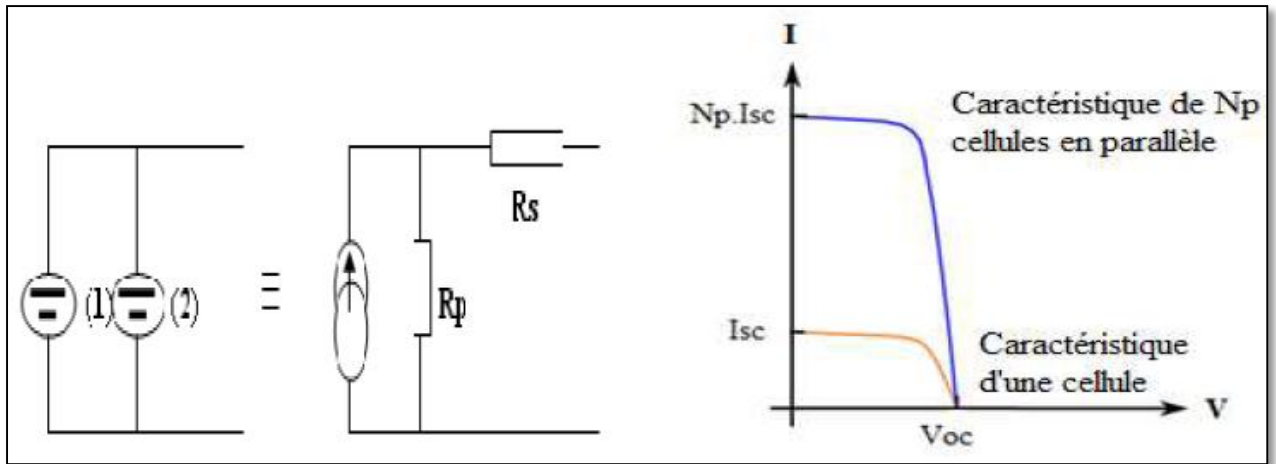
I.5.2.2 Groupement en parallèle

En additionnant des cellules (des modules) identiques en parallèle [BEN 07], [HAD 11] la tension totale est égale à la tension de chaque cellule (module) et l'intensité augmente proportionnellement au nombre de branches comme le montre la figure (I.10).

La caractéristique résultante (I_{psc}, V_{poc}) obtenue en associant en parallèle N_p cellules (modules) identiques (I_{sc}, V_{oc}):

$$I_{psc} = N_p \cdot I_{sc} \tag{I.5}$$

$$V_{poc} = V_{oc} \tag{I.6}$$



Fig(I.10) : Caractéristique courant tension de (N_p) cellule en parallèle [HAD 11].

I.5.2.3 Regroupement (série et parallèle)

Pour obtenir des puissances supérieures, il est nécessaire d’associer des cellules (modules) PV en série et en parallèle. La figure (I.11) représente un tel groupement de N_s cellules (modules) en série dans une branche et N_p branches parallèles. La puissance disponible aux bornes de la cellule (module) PV est : $N_s \cdot N_p \cdot P_{mp}$

Avec :

P_{mp} : La puissance maximale disponible sur une cellule (un module).

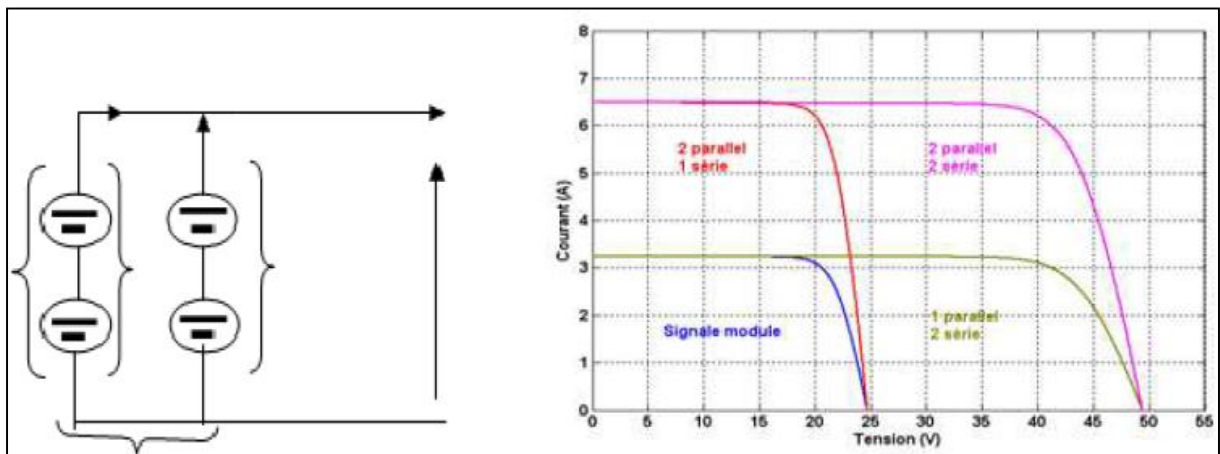


Fig (I.11) : Caractéristique courant tension résultante d’un groupement en série et en parallèle des cellules [HAD 11]

I.6 Panneau photovoltaïque :

Le panneau solaire ou (champ solaire) se compose de modules photovoltaïques interconnectés en série et/ou en parallèle afin de produire la puissance requise. Ces modules sont montés sur une armature métallique qui perm et de supporter le champ solaire avec un angle d’inclinaison spécifique [MCH 13].



Fig(I.12) : Panneau photovoltaïque.

Pour chaque panneau on peut avoir autant de sorties que de modules, ce qui fait qu'on aura besoin de boîte de dérivation qui les regroupe, Alors cette boîte de dérivation fixée sur une structure du montage a comme rôle d'effectuer les connections entre les modules pour obtenir une puissance optimale en sortie [MCH 13].

I.7Avantage et inconvénients de l'énergie photovoltaïque

- **Avantages de solaire PV**

- Gratuité de cette ressource et énormité de son potentiel réparti sur le globe terrestre,
- Propreté durant son utilisation,
- Grande fiabilité,
- Peu d'entretien,
- Grande souplesse de production (variant de milliwatts aux mégawatts),
- Utilisation autonome et décentralisée.

- **Inconvénients de solaire PV**

- Source diffuse du rayonnement solaire qui nécessite de grandes surfaces,
- Technologie coûteuse,
- Facteur de charge faible,
- Stockage difficile,
- Difficulté à recycler les composants du système,
- Investissement élevé dépendant des décisions politiques [MEK 17].

I.8 Développement du photovoltaïque

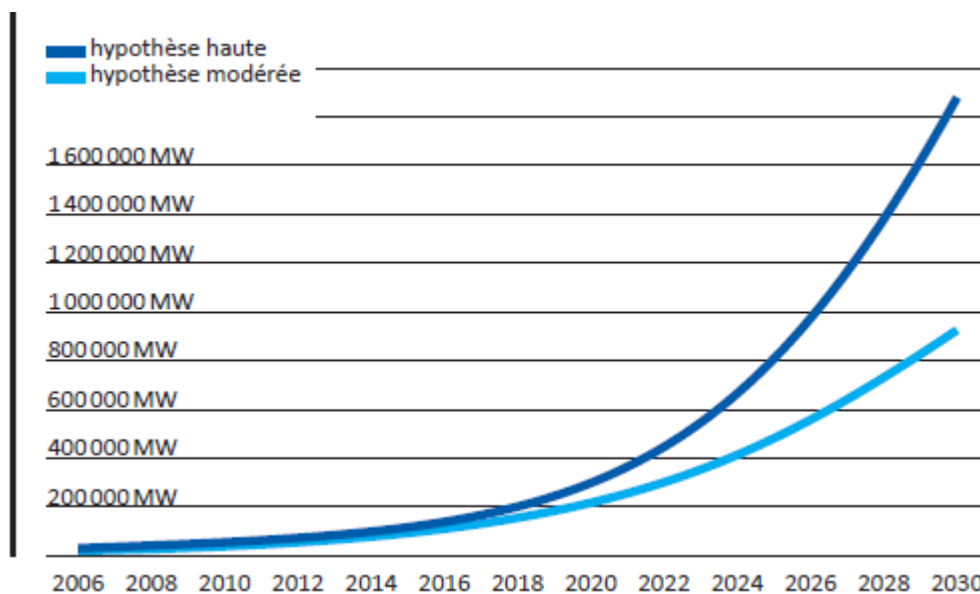
I.8.1 Développement dans le monde

Grâce à ses avantages intéressants, l'énergie photovoltaïque se développe considérablement dans le monde depuis une vingtaine d'années. Le parc solaire photovoltaïque croît en moyenne de 35 % par an depuis 1998 [EPI 17].

En 2015, l'industrie photovoltaïque mondiale a connu une augmentation de 50 GW (40 GW en 2014).de puissance PV installées, atteignant 229 GW de capacité cumulée, soit plus de 100 fois la capacité en 2000.

Les prévisions pour 2016 et 2017 sont respectivement, de 61 GW et 67 GW de nouvelles installations mondiales **SPE 16**.

Cette diminution de la demande mondiale en 2017 est peut-être en raison de la réduction des mesures de soutien aux secteurs prévus par certaines nations. Néanmoins, les analystes et les employés du secteur sont optimistes quant à l'avenir de l'énergie photovoltaïque (Figure I.13) (Power Clouds 2015) [PC 15].



Fig(I.13) : Capacité photovoltaïque globale cumulée à l'horizon 2030 [EPI 17]

I.8.2 Développement en Algérie

L'Algérie s'engage avec une grande volonté sur la voie des énergies renouvelables afin d'apporter des solutions sérieuses et durables aux défis environnementaux et aux problématiques de consommation des ressources énergétiques d'origine fossile.

Un programme très ambitieux est envisagé pour développer les énergies renouvelables durant la période 2015-2030, consiste à installer une capacité totale de 22000 MW, répartie suivant le diagramme de la Figure(I.15) [MEI 2016].

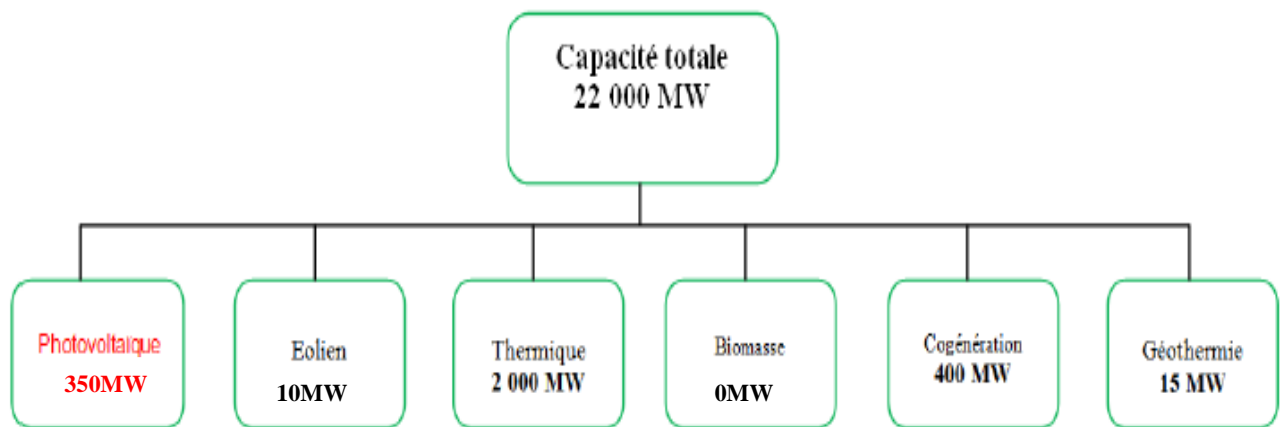


Fig (I.14) : Répartition des capacités à installer par filière durant 2015-2030 en Algérie

Le photovoltaïque représente 62 % du programme contre 23 % pour l'éolien et 9 % pour le thermique Figure (I.14) [MEM 16].

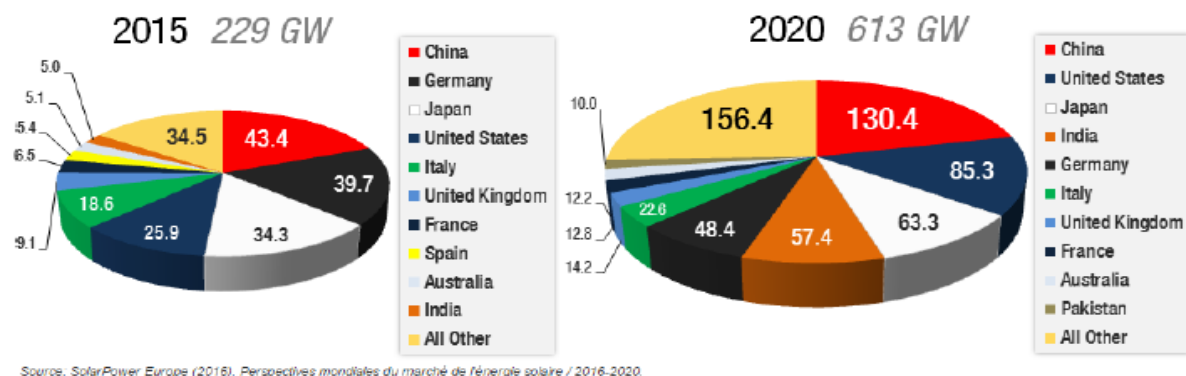
I.9 Installations de systèmes solaires dans le monde

Le développement des grands marchés de l'énergie solaire en Asie (Chine, Inde et Japon) et aux États-Unis ont démontré que l'énergie solaire n'est plus centrée sur l'Europe. Malgré cela, l'Europe reste le leader avec 97 GW de capacité installée à la fin de 2015 (l'Allemagne pour 39.7 GW, soit 41 %), cependant, les pays de l'Asie/Pacifique (à 96 GW) prendront certainement la première place dans le proche avenir (Figure I.15).

L'Inde a installé uniquement 0.6 GW et 2.0 GW en 2014 et 2015. Cependant, la capacité totale de l'Inde croit de 5 GW en 2015 à 57.4 GW d'ici 2020, ce qui signifie qu'il va installer 52.4 GW durant 2016-2020. Ce pays cible les 100 GW d'énergie solaire en [SPE 16].

En 2015, la Chine, avec une capacité d'énergie solaire totale installée de 43.4 GW, a dépassé l'Allemagne (39.7 GW), prenant par la même occasion la première position comme le plus grand marché mondial du solaire par les nouvelles installations et la capacité cumulée. Le gouvernement va augmenter sa capacité installée cumulée à 130.4 GW d'ici la fin de 2020, soit une augmentation d'environ 87 GW (plus de 200 %) (Figure I.15).

Quant aux États-Unis, ils vont augmenter leur capacité installée cumulée de 25.9 GW en 2015 à 85.3 GW d'ici la fin de l'an 2020, soit une augmentation d'environ 60 GW (229 %), se positionnant à la deuxième place après la Chine. L'Allemagne va chuter à la cinquième place avec 48.4 GW devant dans l'ordre l'Italie (22.6 GW), le Royaume-Uni (14.2 GW), la France (12.8 GW), l'Australie (12.2 GW) et le Pakistan (10 GW (Figure I.15) [SPE 16].



Source: SolarPower Europe (2016). Perspectives mondiales du marché de l'énergie solaire / 2016-2020.

Fig (I.15) : Capacité installée par pays en 2015 et 2020 (top 10 des pays) [SPE 16]

Jusqu'en 2020, d'importants nouveaux marchés solaires devraient se développer en Algérie, au Brésil, en Egypte, au Mexique, au Pakistan, aux Philippines, en Arabie Saoudite et aux Emirats Arabes Unis. Aujourd'hui, la plupart de ces pays ont très peu de capacité installée (Figure I.14) [SPE 16].

1.10 Evolution mondiale du marché PV

L'électricité est indispensable au développement économique, et ce, dans tous les pays. Son importance relative s'accroît avec le progrès technique, l'industrialisation et le besoin de confort moderne. L'électricité photovoltaïque connaît depuis de nombreuses années une décroissance rapide de son coût de production. Celle-ci est nettement liée à l'amélioration de la technologie et à la croissance du marché mondial. La figure (1.16) montre le coût de production de l'électricité solaire [GLO 11].

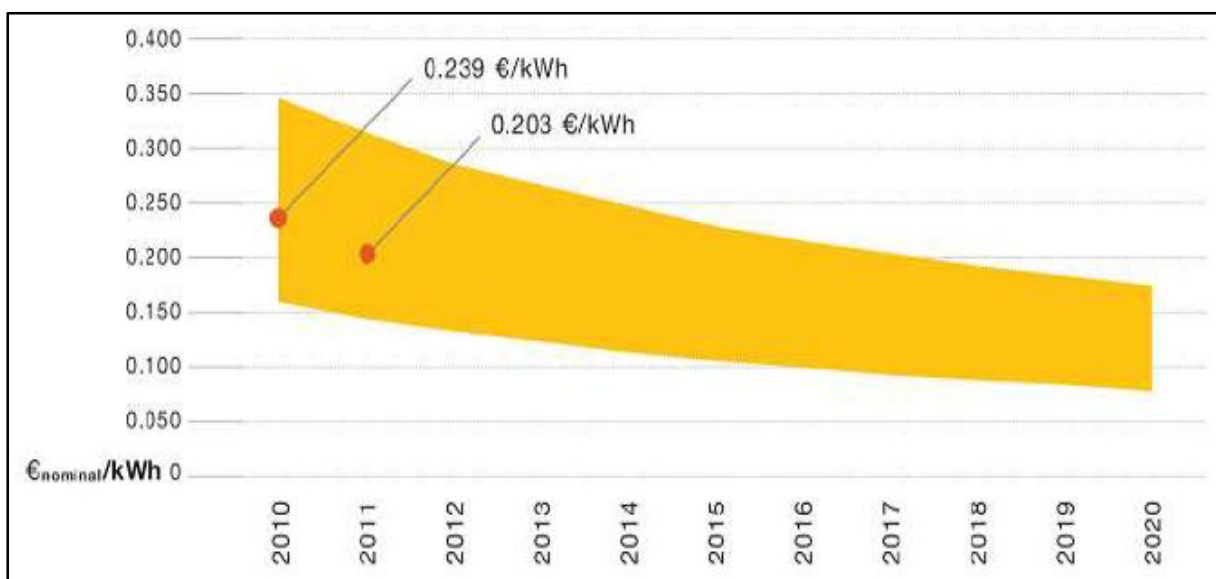


Fig (I.16) : Coût de production de l'électricité solaire en Europe [GLO 11].

En Europe, comme nous l'avons vu, les coûts de production de systèmes photovoltaïques ne cessent de baisser, ce qui a contribué à l'augmentation continue de leur implantation dans le monde, qui s'accélère nettement depuis 2007-2008.

1.11 Production de cellules

1.11.1 Production mondiale

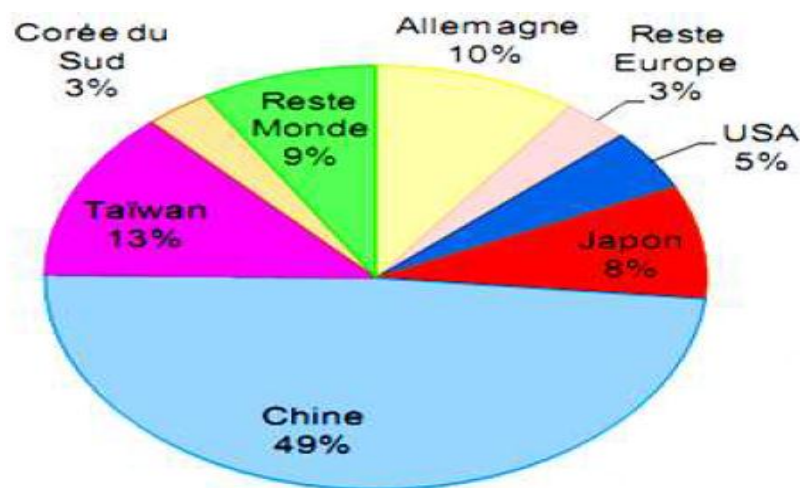
Le développement, l'amélioration et la maturation de la technologie photovoltaïque, rend compte plus particulièrement de l'évolution de la production des cellules photovoltaïques qui peuvent-elles mêmes participer au développement et à la croissance du marché photovoltaïque dans différents pays du monde.

La production mondiale de cellule a connu en 2010 une augmentation étonnante, atteignant un volume de 27,2 GW, soit une croissance de 117 % par rapport à l'année précédente [RIC 11].

La Chine est devenue leader mondial en termes de volume de production, celle qui faisait encore ses premiers pas il y a juste sept ans. Le volume de production mondiale représentant le reste du monde arrivé en deuxième position, mais constitué à peine plus de la moitié de celui du leader mondial.

1.11.2 Production par pays :

La répartition de la production de cellules photovoltaïques par pays est subdivisée comme le montre la figure 1.4, dont 49 % vient de Chine, 13 % de Taiwan, 10 % de l'Allemagne, 9 % pour le reste du monde, 8 % du Japon, 5 % des USA et 3 % du reste de l'Europe, avec une croissance de 174 % par rapport à l'année 2009 [RIC 11].



Fig(1.17) : Répartition de la production de cellules par pays [RIC 11]

Conclusion

Ce chapitre nous a permis de donner un aperçu générale sur l'énergie solaire photovoltaïque dans le premier partie nous avons procédé à la description de la cellule photovoltaïque et son principe de fonctionnement, ainsi que les différents paramètres qui caractérisent son comportement en fonction de l'éclairement et de la température.

La deuxième partie est les avantages et les inconvénients ainsi que le marché et la production mondiale et par pays de cellules PV.

Dans le chapitre prochain, on présenter la stabilité de réseau électrique, ses classifications des différents types et les causes principales et les méthodes de calcul ou d'analyses de la stabilité transitoire qui est le thème de notre mémoire.

CHAPITRE II
Stabilité du Réseau
Electrique

Introduction

Dans ce chapitre, nous présenterons la notion de la stabilité, ses classifications de différents types de système de puissance qui est la stabilité transitoire et ses principales causes. Ensuite, nous survolerons quelques méthodes d'analyse de la stabilité, ce qui nous aide dans la partie pratique de ce mémoire

II.1 Stabilité des réseaux électriques

II.1.1.a Position du problème

La sûreté de fonctionnement ou sécurité d'un réseau ou système d'énergie électrique peut être définie comme la robustesse de son fonctionnement sous des conditions d'opérations normales aussi bien que perturbées. La sécurité couvre ainsi un large éventail de phénomènes que l'on subdivise, généralement en statique, dynamique et transitoire [COR 05].

II.1.1.b Notion de la stabilité

La stabilité est définie comme la propriété d'un système à retrouver un point de fonctionnement stable (point d'équilibre) après avoir subi une ou plusieurs perturbations. Un réseau électrique a en général une stabilité globale qui se manifeste par l'équilibre production consommation. Elle est caractérisée par les fluctuations de puissances transitées dans le réseau et se mesure par les variations dans le temps des tensions et de la fréquence [KUN 93], [PAV 94],[ABE 04].

II.1.2 Historique du blackout :

L'année 2003 est marquée par des « blackouts », ces pannes géantes qui privent d'électricité des villes, voire des pays entiers. Pour impressionnantes, il faut savoir qu'une vingtaine de coupures plus mineures ont touché près de 550 millions de personnes ces dernières années comme l'indique le tableau suivant [TAY 94] :

Tableau II.1 : Historique de quelques blackouts

Date	Lieu	Durée
03 février 2003	Algérie	Plus de 5 H
23 juillet 1987	Japon(Tokyo)	20mn
19 décembre 1978	France	26 mn
09 novembre 1965	USA (New York)	14H

La probable augmentation de la fréquence de ces pannes et de leur ampleur aura des répercussions économiques de plus en plus conséquentes. Les causes de ces pannes peuvent se regrouper autour de deux familles, chacune d'entre elles ne présentant aucun signe d'amélioration pour l'heure : une production et un transport d'électricité qui peinent à suivre la demande d'une part, et les phénomènes climatiques d'autre part. Parmi ces pannes célèbres, [JOH 07].

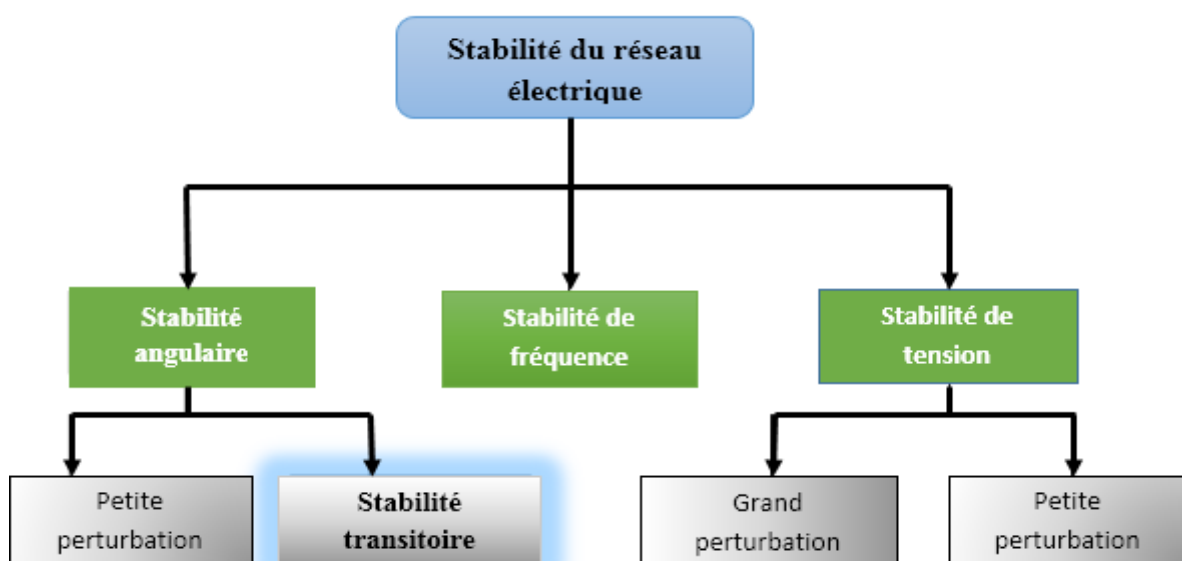
II.1.3 Classification des différents types de la stabilité de système de puissance

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 [BUL 14].

La stabilité peut être classifiée selon la nature de la perturbation :

- ❖ Stabilité de l'angle du rotor
- ❖ Stabilité de la fréquence.
- ❖ Stabilité de la tension

La stabilité peut être classifiée en petite et grande amplitude de perturbation en fonction de l'origine et de l'ampleur du défaut. Par rapport au temps d'évaluation, la stabilité peut être à courte ou à longue durée, tel qu'il est décrit dans la figure (II.1).



Fig(II.1) : Classification des différents types de la stabilité de système de puissance

II.1.3.1 Stabilité de fréquence

La stabilité de fréquence concerne la capacité du système à maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale, suite à un incident sévère ayant ou non conduit à un morcellement du système. La stabilité de fréquence est étroitement liée à l'équilibre global entre la puissance active produite et consommée.

II.1.3.2 Stabilité de tension

La stabilité de tension concerne la capacité d'un système de puissance à maintenir des tensions acceptables à tous ses nœuds, dans des conditions de 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. Selon l'amplitude de la perturbation, on distingue la stabilité de tension de petites perturbations et celle de grandes perturbations.

II.1.3.3 Stabilité angulaire

Etant donné que les systèmes de puissance recourent principalement aux machines synchrones pour la génération de puissance électrique, un aspect important est le fonctionnement de ces générateurs au synchronisme. La stabilité angulaire (ou stabilité d'angle rotorique) implique l'étude des oscillations électromécaniques inhérentes aux réseaux électriques. Elle est définie comme la capacité d'un ensemble de machines synchrones interconnectées de conserver le synchronisme dans des conditions de fonctionnement normales ou après avoir été soumis à une perturbation [TAY 94].

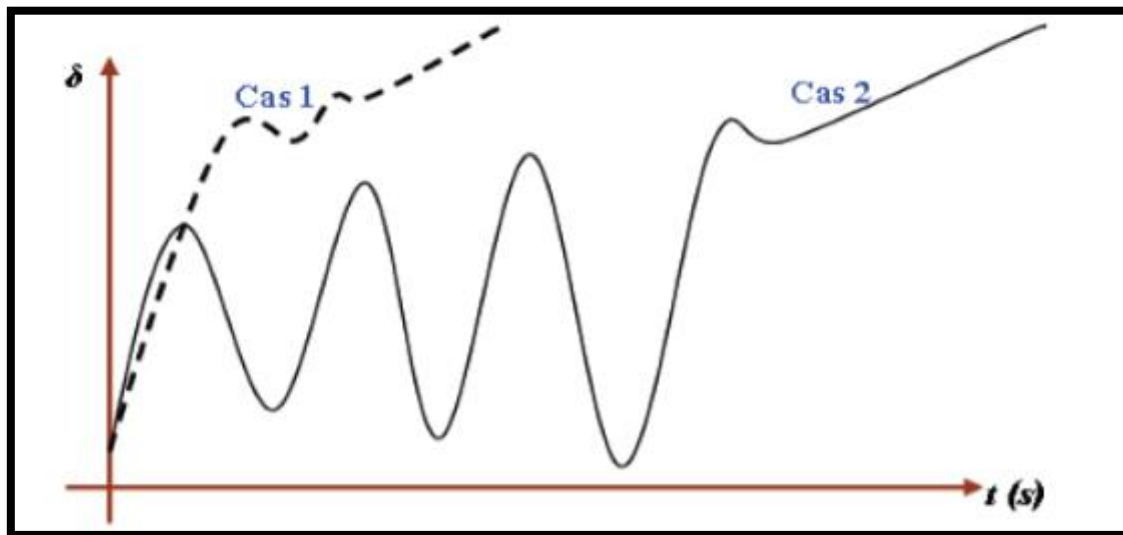
A. Stabilité angulaire aux petites perturbations :

La stabilité angulaire aux petites perturbations 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.

B. Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire) :

Elle concerne la capacité du système de puissance de maintenir le synchronisme après avoir subi une perturbation sévère transitoire tel un court-circuit sur une ligne de transmission ou une perte d'une partie importante de la charge ou de la génération. La réponse du système implique de grandes variations des angles de rotor. Elle dépend de la relation non-linéaire couples- angles. Avant d'entamer l'analyse de la stabilité transitoire, il est impératif de mentionner que le type de génératrice dans cette analyse est une génératrice synchrone à rotor lisse puisque il est le mieux adapté à ce genre d'analyse [OUR 06].

La stabilité transitoire dépend non seulement de l'amplitude des perturbations et du point de fonctionnement initial mais elle dépend également des caractéristiques dynamiques du système. Elle se manifeste à court terme sous forme d'un écart croissant de façon apériodique de certains angles de rotor. 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 (cas '1' de la figure II.2), et elle s'étend sur 3 à 5 secondes. L'instabilité transitoire peut aussi se manifester autrement. Elle peut résulter de la superposition des effets de plusieurs modes d'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' de la figure II.2). La gamme de temps associée va de 10 à 20 secondes.



Fig(II.2) : Variation d'angle de rotor.

Cas 1 : instabilité de première oscillation.

Cas 2 : instabilité de multi-oscillations.

II.1.4 Principales causes de pertes de la stabilité dynamique

Toute brusque perturbation du régime de fonctionnement d'un système électrique se compose, de ligne de transport d'énergie et de charges, produit de pompages des machines synchrones [MAC 08].

Lors de mauvaises conditions de fonctionnement, l'amplitude d'oscillations peut être tellement importante que certaines machines ou toute une station sorte du synchronisme. Les pompages des machines synchrones peuvent apparaître aussi dans les cas suivants :

- Lors de brusques variations de la charge.
- Lors de la rupture de la ligne.

- Lors de débranchement des transformateurs.
- Lors de court-circuit.

De tous ces incidents c'est le court-circuit, qui est nécessaire d'être étudié en priorité.

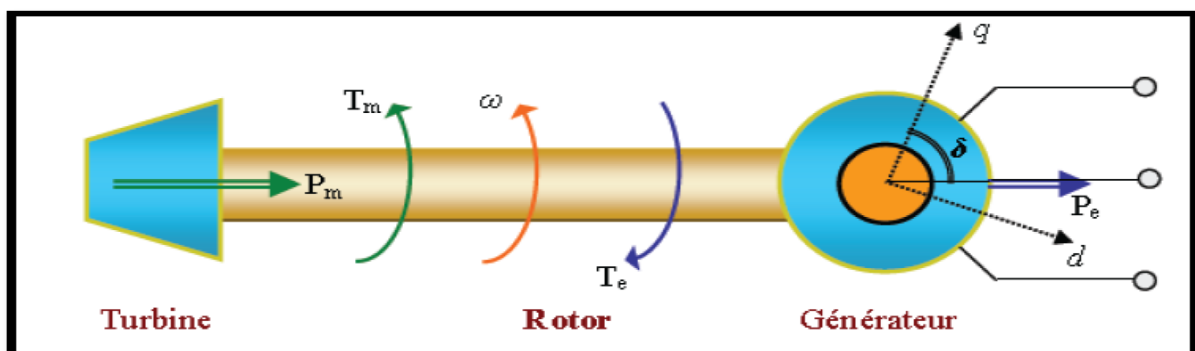
Pour les systèmes importants, il est nécessaire d'étudier la sauvegarde de la stabilité lors de court-circuit. Les autres cas de rupture sont de point vue stabilité dynamique moins dangereux que ces derniers. C'est pour cela que notre étude de la stabilité dynamique se fera surtout pour le cas de rupture du régime stationnaire ayant causé un court-circuit triphasé équilibré.

II.1.5 Equation de mouvement (swing equation)

La liaison entre de l'aspect mécanique et électrique de la machine synchrone est régie par l'équation dynamique de l'accélération du rotor de l'alternateur lié à la turbine, ce que l'on appelle (équation du mouvement).

Les propriétés électromécaniques des machines synchrones se modélisent généralement à l'aide de l'équation du mouvement basée sur le théorème du moment cinétique. Cette équation présente une importance fondamentale dans l'étude des oscillations électromécaniques, car ces oscillations représentent un phénomène important dans la plupart des systèmes de puissance, en particulier ceux qui contiennent de lignes de transmission longue cinétique [AND 06].

Dans le fonctionnement à l'état d'équilibre, toutes les machines synchrones du système tournent à la même vitesse angulaire électrique. Le couple mécanique T_m est de même sens que le sens de la rotation de l'axe du générateur. Le couple électrique T_e est de sens opposé à la rotation et ce couple équilibre le couple mécanique cinétique [BAS 05] comme le montre la figure 3.3. Lors d'une perturbation, un ou plusieurs générateurs peuvent être accéléré ou ralentis et il y a donc risque de perdre le synchronisme. Ceci peut avoir impact important sur la stabilité du système et les générateurs perdant le synchronisme doivent être débranchés, sinon ils pourraient être sévèrement endommagés.



Fig(II.3) Couples mécanique et électrique agissant sur l'axe d'un générateur.

Pour un système multi machines, s'il y a un déséquilibre des couples agissants sur le rotor de la i ème machine, cette dernière va accélérer ou ralentir selon l'équation du mouvement suivante :

$$\Delta\dot{\omega}_i = \frac{1}{2H_i}(T_{mi} - T_{ei}) \quad (II.1)$$

Avec H_i constante d'inertie (en secondes) représentant l'inertie totale de toutes les masses tournantes connectées à l'arbre du générateur.

Pour des oscillations à faibles fréquences, le courant induit dans les enroulements amortisseurs est négligeable. Par conséquent les enroulements amortisseurs peuvent être complètement négligés dans la modélisation du système. Si les enroulements amortisseurs sont ignorés, le couple d'amortissement produit par ces enroulements amortisseurs est donc également négligeable. Pour tenir compte de la composante du couple négligée, on introduit dans l'équation du mouvement un terme de compensation D (nommé aussi coefficient d'amortissement) en u.r, cinétique [SAU 98].

Ce coefficient représente l'amortissement du système : il empêche l'accroissement des oscillations, à moins qu'une source d'amortissement négatif soit introduite (tel le régulateur de tension du système d'excitation).

L'équation du mouvement peut être donc réécrite comme suit :

$$\Delta\dot{\omega}_i = \frac{1}{2H_i}(T_{mi} - T_{ei} - D(\Delta\omega_i - 1)) \quad (II.2)$$

L'équation de l'angle de rotor de la i ème machine est donnée par :

$$\delta_i \dot{=} \omega_0(\Delta\omega_i - 1) \quad (II.3)$$

Avec :

$\Delta\omega_i$: Déviation de la vitesse angulaire du rotor de la i ème machine, en [u.r].

ω_0 : vitesse de synchronisme (vitesse de base), en rad/s.

($\omega_0 = 2\pi f$, f : fréquence nominale, en Hz).

T_{mi} : couple mécanique fourni par la turbine, en [u.r].

T_{ei} : couple électromagnétique associée à la puissance électrique produite du générateur P_{ei} :

$$\left(T_{ei} = \frac{p_{ei}}{\omega_i}\right), \text{ en [u.r]} \quad (II.4)$$

D_i : coefficient d'amortissement du générateur, en [u.r].

δ : angle de rotor, en rad.

Si on considère la machine « i » fonctionnant en parallèle avec d'autres alternateurs.

En négligeant l'effet des amortisseurs, l'équation du mouvement s'écrit de la manière suivante :

$$\frac{2H}{w_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = \dot{P}_{mi} - \dot{P}_{ei}(\delta) \quad (II.5)$$

Pour la machine i du réseau ($i = 1, 2, 3, \dots, n$), cette équation est valable quelle que soit l'état dans lequel se trouve le réseau.

II.1.6 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.

Bien que le temps critique d'isolement de défaut ait une valeur très petite (quelques centaines de millisecondes), il est d'une grande importance car il peut nous éviter un déchirement de réseau et par suite un redémarrage de turbine qui peut durer 48 heures dont les conséquences sont la non alimentation de plusieurs abonnés et l'atteinte de la crédibilité de l'entreprise de fourniture d'électricité outre les dégâts économiques et sociales [SAL 00, THA 08].

II.1.7 Méthodes d'analyse de la stabilité transitoire

La dynamique de réseau durant la période transitoire est décrite par un système d'équations différentielles de la forme générale suivante [PAV 94, TAF 03] :

$$\frac{dx}{dt} = f(x, u) \quad (II.6)$$

Avec

x : Vecteur des variables d'état du système.

u : Vecteur des paramètres du système.

La stabilité transitoire concerne l'étude de la dynamique du réseau décrit par l'ensemble des équations différentielles (II.6). Cette étude fournit des informations relatives aux variations dans le temps des angles internes, vitesses rotoriques, tensions, courants et puissances des unités de production ainsi que les variations des tensions, courants et puissances transitées dans les branches de transport, avant, pendant et après la perturbation [MCR 03].

Cette analyse permet d'une part de juger si le système est en fonctionnement stable ou non et d'autre part de dimensionner les protections censées éliminer le défaut avant d'atteindre le temps critique (plan de défense ou de sauvegarde).

Elle aide aussi les planificateurs dans leurs tâches de renforcement des réseaux d'énergie électrique par de nouveaux ouvrages de production, de transport ou des compensateurs.

Les études de la stabilité transitoire ne sont pas essentielles seulement dans les exercices de protection et de planification mais elles sont aussi présentes dans l'établissement des prévisions de charge journalière, des plans de marche et même dans la conduite économique en temps réel (Economic Dispatch ED, Automatic Generation Control AGC...) [AJW 83].

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

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

II.1.8 Méthodes de calcul de la stabilité

Quoi qu'il paraisse inerte, le réseau électrique renferme des mouvements très complexes, qui peuvent mener à son instabilité, à fin de déterminer le temps maximal admissible pour déclencher le disjoncteur, dans un autre sens la durée pendant laquelle, le réseau peut supporter les défauts sans perdre son synchronisme, ce temps s'appelle le temps critique d'élimination de défaut (TCID), [THA 08].

Pour calculer ce temps plusieurs méthodes sont développées et qui vont être traitées dans ce qui va suivre.

II.1.8.1 Méthodes directes :

Ces méthodes permettent de déterminer l'emplacement angulaire de rotor et la valeur de la puissance produite correspondant aux différents états dont le réseau peut avoir ; parmi ces méthodes, on note :

- ❖ Méthode de critère des aires égales.
- ❖ Méthode de Lyapunov.
- ❖ Méthode des énergies emmagasinées.

II.1.8.2 Méthodes indirectes :

L'équation dite de mouvement qui gère les oscillations de l'angle interne et répond aux différentes interactions entre tous les couples agissant sur l'arbre rotorique de l'alternateur synchrone, est une équation différentielle non linéaire de second degré.

Les méthodes indirectes se basent sur la résolution de cette équation en utilisant des simulateurs analogues ou des méthodes numériques dans le but d'obtenir la courbe d'oscillation qui représente la variation de l'angle de charge δ dans le temps ; il y en a plusieurs [PAV 00]

- ❖ Méthode d'Euler
- ❖ Méthode de Rung-Kutta d'ordre 4
- ❖ la méthode des valeurs propres
- ❖ méthode de la valeur singulière minimale

Dans cette mémoire on utilise « *la méthode de la valeur singulière minimale* » que nous allons développer par la suite :

II.1.8.2.1 Méthode de la valeur singulière minimale :

Cette méthode est appliquée dans notre travail car outre quel logiciel PSAT l'utilise, elle nous offre l'indice de stabilité le plus simple à constater.

Les valeurs singulières ont été utilisées dans les réseaux électriques (réseau de 30JB IEEE) de leur décomposition ortho-normale utilisée dans la matrice Jacobienne. Pour une matrice carrée A de dimension $n \times n$, nous avons :

$$A = X \Sigma Y^t = \sum_{i=1}^{i=n} x_i \sigma_i y_i^t \quad (II.7)$$

Où X représente le vecteur d'état du problème d'écoulement de puissance représenté par l'angle et le module de la tension :

$$X = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix} \quad (II.8)$$

Où, les valeurs singulières x et y sont les colonnes d'ordre « i » des matrices unitaires X et V. σ_i est une valeur singulière réelles positive, telle que :

L'application de la méthode de décomposition en valeurs singulières dans l'étude de la stabilité transitoire est utilisée pour suivre la valeur singulière minimale qui se rapproche du zéro lors d'effondrement de tension.

Pour l'analyse des réseaux électriques, la matrice A correspond à la matrice Jacobienne d'écoulement de puissance représenté la figure (II.2) par le système d'équations :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{11} & J_{12} \\ J_{21} & J_{22} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (II.9)$$

Ainsi et par analogie on peut écrire l'équation (équation) sous la forme suivante :

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \sum_{i=1}^n \sigma_i^{-1} v_i u_i^t \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \quad (II.10)$$

La valeur singulière minimale de la matrice Jacobienne de problème d'écoulement de puissance peut être utilisée comme un indice qui caractérise la proximité du système au point de perte de synchronisme et par conséquent la perte de la stabilité [FOU 91].

Bien que le calcul du temps critique de l'isolement de défaut soit calculé directement dans les méthodes directes, ces dernières présentent l'inconvénient d'être très difficiles de pouvoir trouver des fonctions de Lyapunov par exemple et contrairement aux méthodes indirectes elles ne peuvent être introduites dans un programme informatisé, ce qui représente un défaut majeur qui entrave leur applications ce qui justifie le choix d'une méthode indirecte dans cette mémoire.

II.2 Les dispositifs FACTS :

La dérégulation du marché de l'électricité, qui concerne progressivement tous les pays modifie profondément l'approche technico-économique dans l'exploitation et l'optimisation des réseaux électriques. C'est dans ce nouveau contexte que les spécialistes des réseaux électriques se voient de plus en plus confrontés à de nombreux défis.

Le développement des dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission System) ouvre de nouvelles perspectives pour une meilleure exploitation des réseaux par leur action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau. Les dispositifs FACTS, peuvent aider à s'affranchir de ces contraintes,

C'est une alternative. Très favorable du point de vue technique, économique et environnement. Les dispositifs FACTS sont insérés dans un réseau pour satisfaire plusieurs besoins tels que :

- Améliorer le contrôle de la tension et la stabilité du réseau.
- Réduire des pertes actives totales.
- Compenser l'énergie réactive.
- Amortir les oscillations de puissance.
- Augmenter la capacité de transport de la puissance active.
- Maîtriser la répartition et les transits des puissances.
- Améliorer des oscillations de puissance et de tension susceptibles d'apparaître dans les réseaux à la suite d'un défaut [EDR 97].

II.2.1 Définition :

Selon l'IEEE (**Institute of Electrical and Electronics Engineers**), la définition du terme FACTS est la suivante : Systèmes de Transmission en Courant Alternatif comprenant des

dispositifs basés sur l'électronique de puissance et d'autres dispositifs statique utilisés pour accroître la contrôlabilité et augmenter la capacité de transfert de puissance du réseau.

Avec leurs aptitudes à modifier les caractéristiques apparentes des lignes, les FACTS sont capables d'accroître la capacité du réseau dans son ensemble en contrôlant les transits de puissances [MAT 95, KRP 06].

Les dispositifs FACTS ne remplacent pas la construction de nouvelles lignes. Ils sont un moyen de différer les investissements en permettant une utilisation plus efficace du réseau existant.

II.2.2 Rôle des dispositifs FACTS :

Le développement des dispositifs FACTS est essentiellement dû aux progrès réalisés dans le domaine des semi-conducteurs de puissance et plus particulièrement des éléments comandables tels le thyristor et le thyristor GTO. Les FACTS représentent une alternative aux dispositifs de réglage de puissance utilisant des techniques passives : bobine d'induction et condensateur déclenchés par disjoncteur, transformateur déphaseur à régleur en charge mécanique, etc. dans les dispositifs FACTS, les interrupteurs électromécaniques sont remplacés par des interrupteurs électroniques. Ils disposent ainsi de vitesses de commande très élevées et ne rencontrent pas les problèmes d'usure de leurs prédécesseurs. De ce fait, les FACTS possèdent une très grande fiabilité et une flexibilité pratiquement sans limite.

Dans un réseau électrique, les FACTS permettent de remplir des fonctions tant en régime stationnaire qu'en régime transitoire. Ils agissent généralement en absorbant ou en fournissant de la puissance réactive, en contrôlant l'impédance des lignes ou en modifiant les angles des tensions. En régime permanent, les FACTS sont utilisés principalement dans les deux contextes suivants :

- ❖ Le maintien de la tension à un niveau acceptable en fournissant de la puissance réactive lorsque la charge est élevée et que la tension est trop basse, alors qu'à l'inverse ils en absorbent si la tension est trop élevée.

- ❖ Le contrôle des transits de puissances de manière à réduire, voire supprimé, les surcharges dans les lignes ou les transformateurs ainsi que pour éviter les flux de bouclage dans le réseau. Ils agissent alors en contrôlant la réactance des lignes et en ajustant les déphasages.

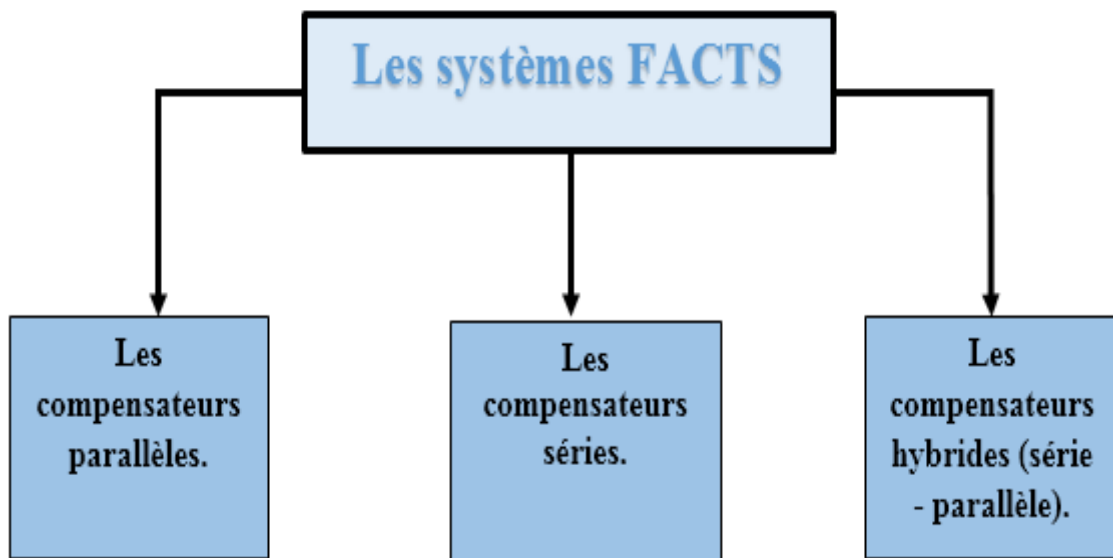
De par leur vitesse de commande élevée, les FACTS possèdent de nombreuses qualités en régime dynamique [SHA 03].

Ils permettent en particulier :

- ❖ D'accroître la réserve de stabilité transitoire.
- ❖ D'amortir les oscillations de puissance.
- ❖ De supporter de manière dynamique la tension.

II.2.3 Classification des système FACTS

Les systèmes FACTS peuvent être classés en trois catégories [SHA 03] :



Fig(II.4) : Classification des systèmes FACTS

II.2.4 Dispositifs Shunts [ECF 04, GER 03, CLP 12]

L'objectif principal de la compensation shunt est l'accroissement de la puissance transmissible dans le réseau. Le principe consiste à fournir ou absorber de la puissance réactive de façon à modifier les caractéristiques naturelles des lignes pour les rendre plus compatibles avec la charge. En régime permanent, la compensation réactive est utilisée pour le maintien de la tension aux nœuds. En régime transitoire, les dispositifs shunts permettent un contrôle dynamique de la tension pour l'amélioration de la stabilité transitoire et l'amortissement des oscillations de puissance. Les compensateurs parallèles les plus utilisés sont les suivants :

II.2.4.1 Compensateur statique de puissance réactive (SVC) :

II.2.4.1.1 Définition :

Le Compensateur statique de puissance réactive (SVC) est un dispositif de compensation shunts de la famille flexible de systèmes de transmission à courant alternatif (FACTS). Il peut fournir en continu la puissance réactive nécessaire pour contrôler les fluctuations dynamiques de la tension sous différents régimes de fonctionnement et ainsi améliorer les performances de réseaux de transport et de distribution d'énergie électrique.

L'installation de SVC en un ou plusieurs points spécifiques du réseau peut accroître la capacité de transit et réduire les pertes tout en maintenant un profil de tension régulier sous différents régimes.

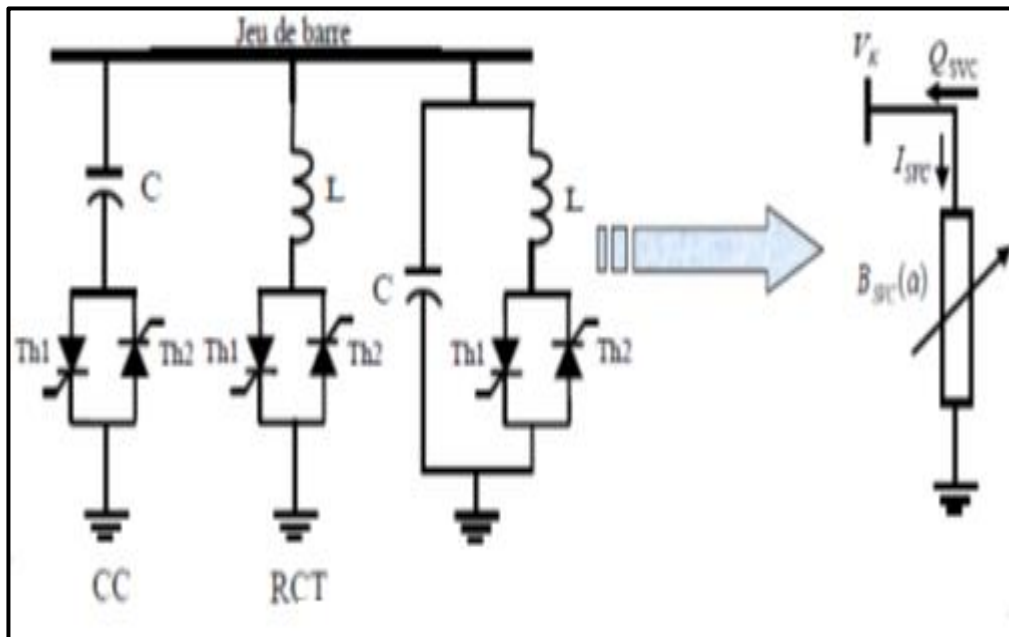


Fig (II.5) : Modèle mathématique de SVC

II.2.4.1.2 Principe de fonctionnement :

La (figure.II.5) : donne une représentation schématique monophasée d'un compensateur statique. Il est composé d'un condensateur avec une réactance capacitive X_C et d'une bobine d'inductance avec la réactance X_L . Ce système utilise l'angle d'amorçage α des thyristors pour contrôler le courant dans la réactance alors que le contrôle de la puissance réactive par cette méthode est rapide et d'une façon continue.

Le RCT ne peut absorber que de l'énergie réactive, puisque il est constitué d'élément inductif. C'est pour cela que l'on associe ses dispositifs avec des bancs de condensateur commandé par thyristor (CCT) qui fournit de l'énergie réactive au réseau. Des thyristors fonctionnent cette fois en pleine conduction (une période complète de la pulsation du réseau). Le réglage de l'énergie absorbée par RCT, le bilan global est la somme de deux énergies.

Ce dispositif est associé à des filtres LC accordés pour éliminer les harmoniques de ces dispositifs RCT, CCT, bancs des capacités fixes et filtres d'harmoniques constitue le compensateur hybride, plus connu sous le nom de SVC dont le premier dispositif a été installé en 1979 en Afrique du Sud. [SHA 03].

Le SVC présente plusieurs avantages :

- ✓ Stabiliser la tension dans les systèmes faibles.
- ✓ Réduire les pertes de transmission.
- ✓ Augmenter la capacité de transmission.
- ✓ augmenter la limite de stabilité.
- ✓ Améliorer la commande et la stabilité de tension.
- ✓ Atténuer les oscillations de puissance.

II.2.4.2 Compensateur statique synchrone(STATCOM) :

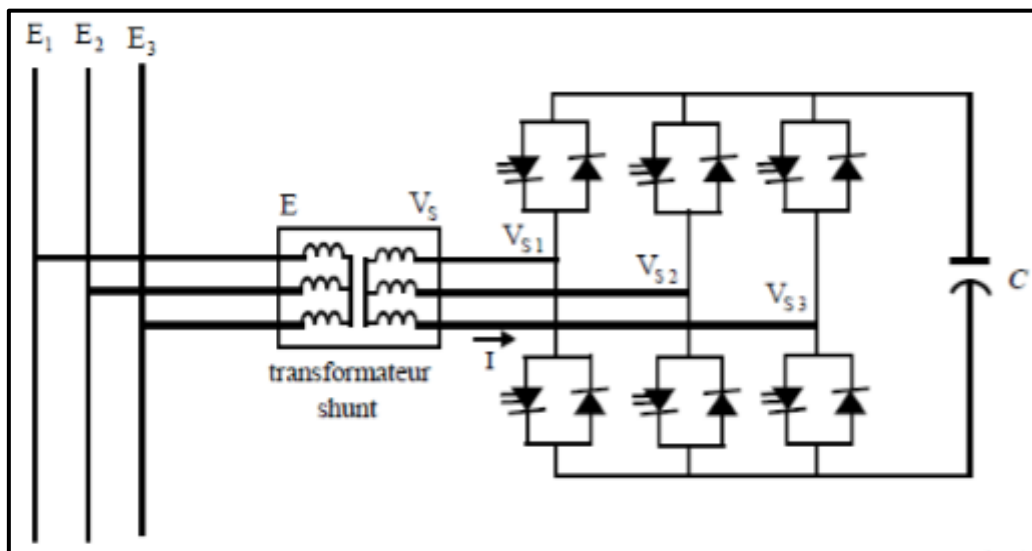
II.2.4.2.1 Définition :

Le STATCOM (Statique Compensateur) a connu jusqu'à maintenant différentes appellations,

CSERA (Compensateur statique d'énergie réactive de type avancé). A SVC (Advanced Static Var Compensator). SVG (Static Var Generator) ET STATCON (Static Condenser).

Un STACOM est un système d'électronique de puissance connecté en parallèle, qui injecte dans le réseau un courant alternatif contrôlé en phase et en amplitude. Leur topologie est basée sur des convertisseurs de tension.

Le schéma de STATCOM est donné par la (Figure. II.6)



Fig(II.6) : Schéma de base du STATCOM

II.2.4.2.2 Principe de fonctionnement :

Le principe de fonctionnement de STATCOM est similaire à celui du compensateur synchrone. Les tensions de sortie sont générées par un onduleur au lieu d'avoir été créées par un groupe tournant [EDR 97].

Ce principe a pu être mis en œuvre grâce à l'évolution des composants de l'électronique de puissance, et surtout grâce à l'apparition des GTO de forte puissance.

Les cellules de commutation sont bidirectionnelles, c'est-à-dire formées de GTO et de diodes en antiparallèle.

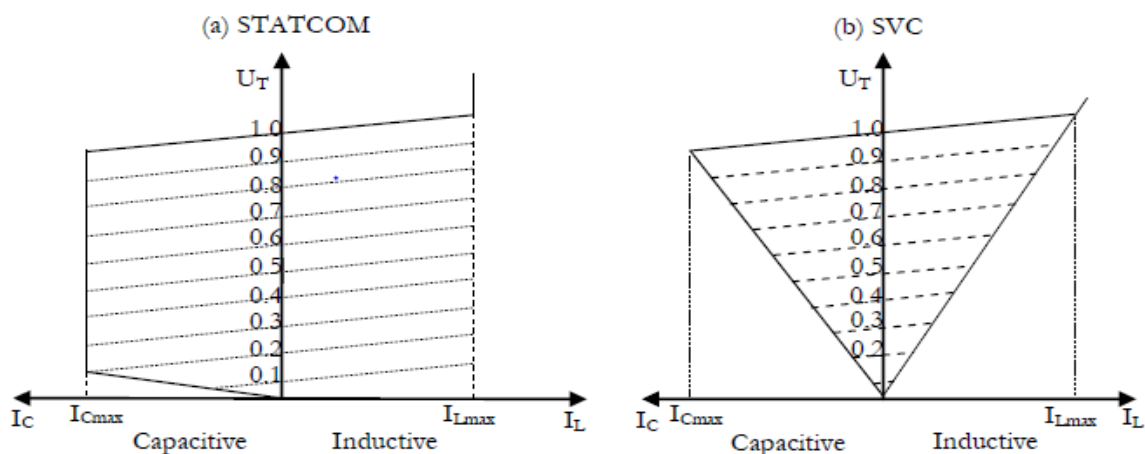
Le rôle de STATCOM est d'échanger l'énergie réactive avec les réseaux électriques [EDR 97] et [SGS 10]. L'échange d'énergie réactive se fait par le contrôle de la tension de sortie de l'onduleur VS, laquelle est en phase avec la tension du réseau E.

Le STATCOM présente plusieurs avantages :

- ✓ bonne réponse à faible tension : le STATCOM est capable de fournir son courant nominal, même lorsque la tension est presque nulle.
- ✓ bonne réponse dynamique : Le système répond instantanément.
- ✓ L'étendue de la plage de l'opération est plus large qu'avec un SVC classique.
- ✓ Pour un contrôle optimal de la tension, les phases sont contrôlées séparément pendant les perturbations du système.
- ✓ Un design modulaire du convertisseur permet une adaptation pour une grande plage de puissances nominales.

II.2.4.3 Comparaison entre le SVC et le STATCOM

Le SVC et le STATCOM sont très proches dans leur pouvoir de compensation, mais très différents dans le principe de fonctionnement. Le STATCOM est une source de tension synchronisée en shunt avec le réseau électrique tandis que le SVC est une admittance (inductive ou capacitive) shunte contrôlée. Le STATCOM présente une caractéristique supérieure au SVC, beaucoup plus performant et surtout ne nécessite pas un même banc de batterie que le SVC pour la même puissance [MMH 07].



Fig(II.7) : Caractéristique tension courant V-I a. STATCOM b. SVC [MMH 07]

II.2.5 Dispositifs séries [ECF 04, GER 03, CLP 12]

La réactance des lignes est une des limitations principale de la transmission de courant alternatif à travers les longues lignes. Pour remédier à ce problème, la compensation série capacitive a été introduite afin de réduire la partie réactive de l'impédance de la ligne.

Les dispositifs FACTS de compensation série sont des évolutions des condensateurs série fixes.

Ils agissent généralement en insérant une tension capacitive sur la ligne de transport qui permet de compenser les chutes de tension inductive.

Ces FACTS en série avec le réseau peuvent être utilisés comme une impédance variable (inductive, capacitive) ou une source de tension variable. En général, ces compensateurs modifient l'impédance des lignes de transport en insérant des éléments en série avec celles-ci.

II.2.5.1 Dispositifs séries à base de thyristor

Ces dispositifs sont connectés en série avec le réseau et peuvent être utilisés comme une impédance variable (inductive, capacitive) où une source de tension variable.

Les plus connus sont :

II.2.5.1.1 Le TCSC (*Thyristor Controlled Series Capacitor*) [ECF 04], [AAM 02]

Il est constitué par un ensemble de condensateurs et d'inductances commandées par thyristors montés en tête-bêche dans chaque phase, chacun d'entre eux étant ainsi conducteur pendant une demi-période.

II.2.5.1.2 Le TSSC (*Thyristor Switched Series Capacitor*) [AAM 02]

La différence entre ce système et le TCSC est que l'angle d'amorçage est soit de 90 degrés soit de 180 degrés.

II.2.5.1.3 Le TCSR (*Thyristor Controlled Series Reactor*) [AAM 02]

Le TCSR est un compensateur inductif une autre inductance commandée par thyristor afin de fournir une réactance inductive série variable.

II.2.5.1.4 Le TSSR (*Thyristor Switched Series Reactor*)

La différence entre ce système et le TCSR est que l'angle d'amorçage est soit de 90 degrés ou de 180 degrés.

II.2.5.1.5 Le SSSC (*Compensateur statique série synchrone*) [AAM 02, SGS 10, ZHM 04]

Ce type de compensateur série (Compensateur Synchrone Statique Série) injecte une tension en série avec la ligne de transmission à travers un transformateur série.

II.2.6 Dispositifs hybrides série -shunt

II.2.6.1 SPS (Static Phase Shifter)

Le déphaseur statique est un transformateur déphaseur à base de thyristors, ce dispositif a été conçu pour remplacer les anciens transformateurs déphaseurs commandés mécaniquement. Il est constitué de deux transformateurs l'un branché en série avec la ligne et l'autre en parallèle

II.2.6.2 IPFC (*contrôleur de puissance interlignes*)

La combinaison de deux ou plusieurs SSSC, couplés via un bus continu commun, permet de faciliter l'échange de puissance active entre les différentes lignes [ECF 04].

II.2.6.3 UPFC (*contrôleur de puissance unifié*)

L'UPFC est une combinaison d'un STATCOM et un SSSC, couplés par une ligne DC commune, pour permettre un flux bidirectionnel de la puissance active entre la sortie série du SSSC et la sortie shunt du STATCOM.

II.2.7 Coût des dispositifs FACTS

Mis à part les avantages techniques apportés par les FACTS, d'autres critères liés au coût doivent être pris en considération dans la décision d'installer un dispositif.

Sur le plan économique, le critère généralement adopté dans l'évaluation des bénéfices obtenus par un FACTS est que l'accroissement des revenus doit excéder les coûts d'exploitations, de maintenance et d'amortissement de l'installation.

Le coût d'une installation FACTS dépend principalement des facteurs tels que les performances requises, la puissance de l'installation, le niveau de tension du système ou encore la technologie du semi-conducteur utilisé.

II.2.8 Synthèse

Les différents dispositifs FACTS présentés dans cette section possèdent tous leurs propres caractéristiques tant en régime permanent qu'en régime transitoire.

Chaque type de dispositif sera donc utilisé pour répondre à des objectifs bien définis. Des considérations économiques entrant également dans le choix du type d'installation sont à discuter.

Le tableau 2.2 synthétise les domaines d'applications des différentes technologies de FACTS.

Le nombre « + » est proportionnel à l'efficacité du dispositif [GER 03].

Tableau II.2 Domaines d'applications des dispositifs FACTS

Dispositif	Contrôle de la puissance transitiée	Contrôle de la tension	Stabilité transitoire	Stabilité statique
SVC	+	+++	+	++
STATCOM	+	+++	++	++
TCSC	++	+	+++	++
SSSC	++	+	+++	++
TCPST	+++	+	++	++
UPFC	+++	+++	+++	+++

Influence :

Petite +. Moyenne ++. Forte +++

II.2.9 Avantages et Inconvénients de la Technologie des Dispositifs FACTS [POV 00]

A) Avantages

- Contrôle le transit de la puissance active.
- Augmente la sécurité des systèmes énergétiques (augmentation de la limite de la stabilité transitoire, amortissement des oscillations ...)
- Réduit le transit de l'énergie réactive.
 - Optimise les puissances générées, donc réduit le coût de production de l'énergie.
 - Améliorée l'interconnexion et l'échange énergétique.

B) Inconvénients

L'introduction des harmoniques du réseau électrique ce qui le rend pollué, c'est-à dire le signal sera tendu et non sinusoïdale. Il rend le réseau vulnérable au sur tension dues aux commutations répétitives.

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons commencé par premièrement la définition de la stabilité d'un réseau électrique en se basant sur la norme IEEE. Ensuite les principales causes de l'instabilité et on cite la classification des différents types de la stabilité de système de puissance entre eux la stabilité angulaire qui représente le thème d'étude de cette mémoire. Deuxièmement l'intérêt majeur de la technologie FACTS pour les opérateurs de l'énergie électrique est d'ouvrir plus d'opportunités pour le contrôle de la puissance et d'augmenter les capacités utilisables des présentes lignes sous les conditions normales.

La partie essentielle dans ce chapitre est la méthode d'analyse la stabilité qui est la méthode de la valeur singulière minimale pour étudier le chapitre suivante.

Dans le suivant chapitre, nous avons analysé le réseau de 30 JB selon la norme **IEEE** (Institute of Electrical and Electronics Engineers) dans un MATLAB avec logiciel PSAT et on applique la méthode de la valeur singulière minimale de la matrice Jacobienne qui provoque la divergence du Programme de calcul de l'écoulement de puissance pour l'évaluation de la stabilité.

CHAPITRE III

**Analyse de la Stabilité
Transitoire**

Introduction

Dans ce chapitre, nous allons analyser le réseau de 30JB (IEEE), premièrement on va étudier le réseau sans défaut, deuxièmement nous allons créer les défauts dans quelques JB (charges ou générateurs) et rechercher le temps critique d'isolement de défaut avec la garde de la stabilité transitoire de ce réseau on utilise un logiciel PSAT Simulink.

III.1 Type de défaut

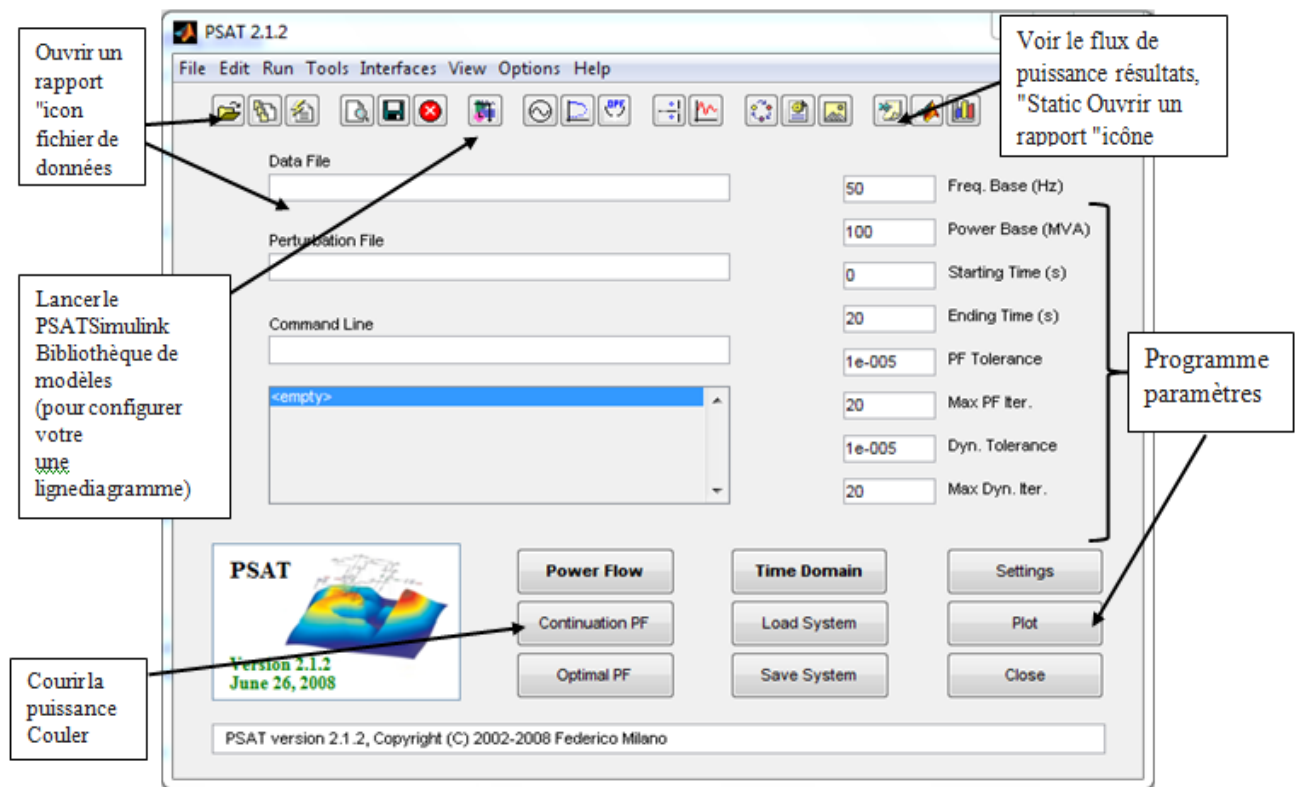
Il s'agit un **court-circuit triphasé** car il est le plus puissant donc il présente le cas le plus défavorable.

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.2.1 Qu'est-ce que 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 2.1.2 datée en 26 June 2008 dont la page principale est illustrée ci-dessous

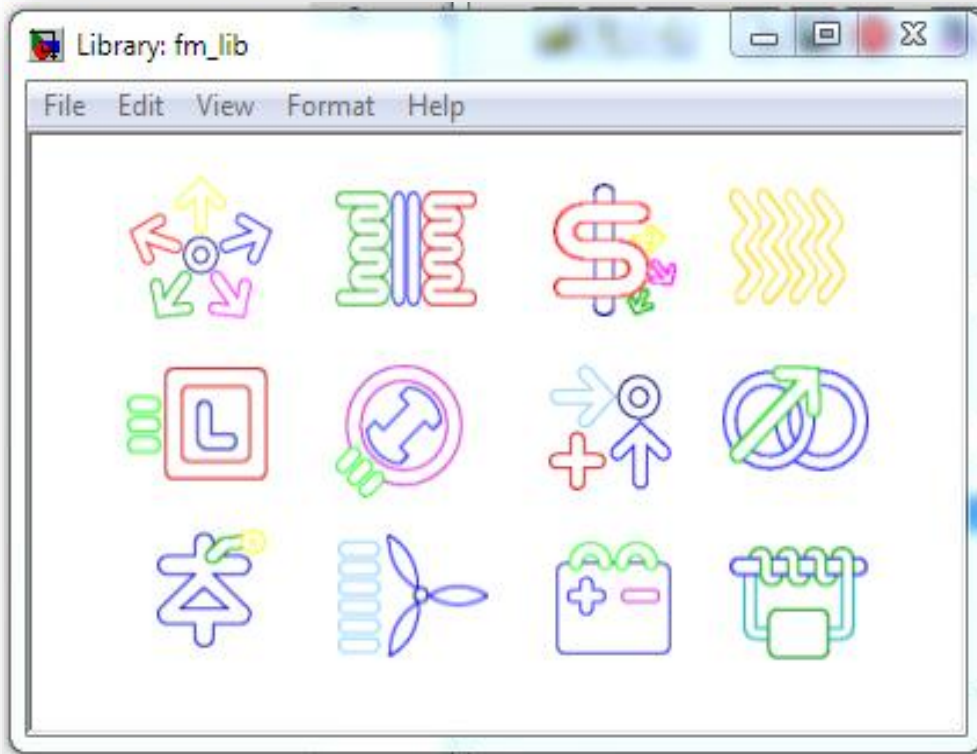


Fig(III.1) : fenêtre principale de PSAT.

III.2.2 Pourquoi le PSAT

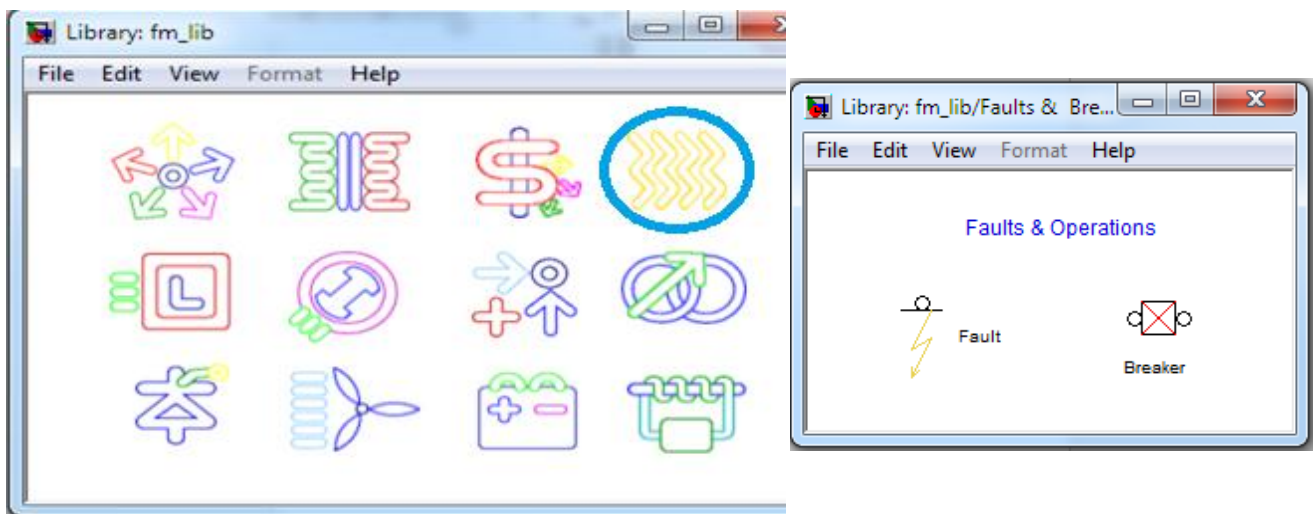
Le choix du PSAT est justifié par la richesse de sa bibliothèque, pour l'analyse et le contrôle des systèmes d'alimentation électrique **figure(III.2)**.

- Cliquez sur le Simulink icône du PSAT Principal, le Simulink modèle bibliothèque sera apparaître dans la fenêtre suivante :



Fig(III.1.1) : Bibliothèque du Simulink

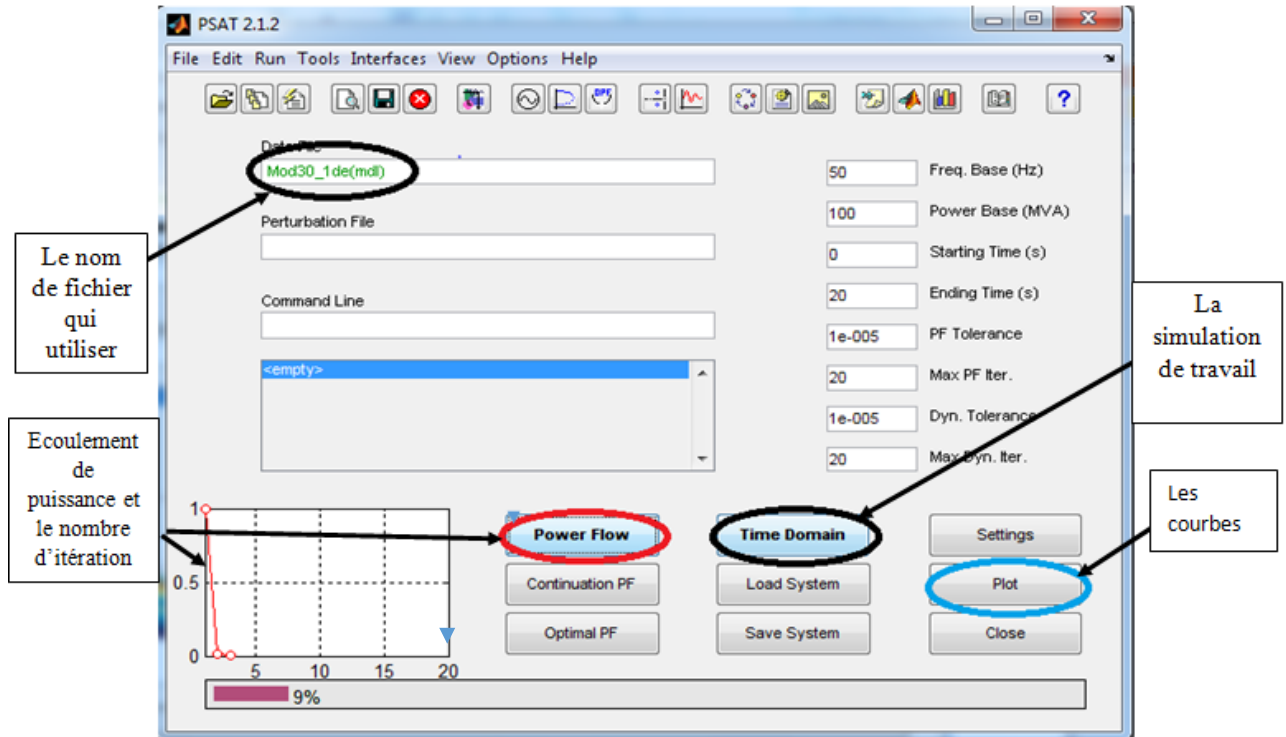
Dans la fenetre précédant on utilise le block de défaut



Fig(III.1.2) : block de défaut.

III.2.3 Mode d'emploi

Après les fenêtres et la création de défaut (court-circuit triphasé) dans les jeux de barre on va simuler le travail qui apparaîtra dans les fenêtres suivantes :



Fig(III.1.3) : paramètre de fenêtre principale

Après le clic sur la striction plot on apparaitre la fenêtre suivante :

-Dans notre travail nous besoin les courbes de vitesses de rotor, les tensions et ongles.

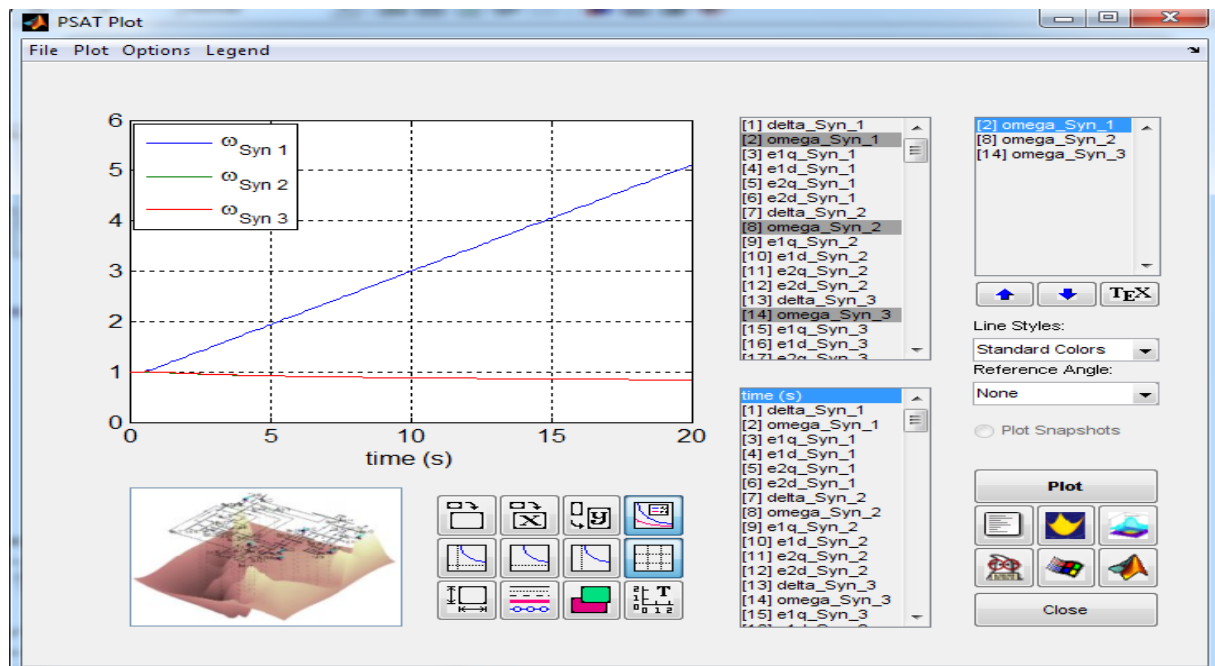
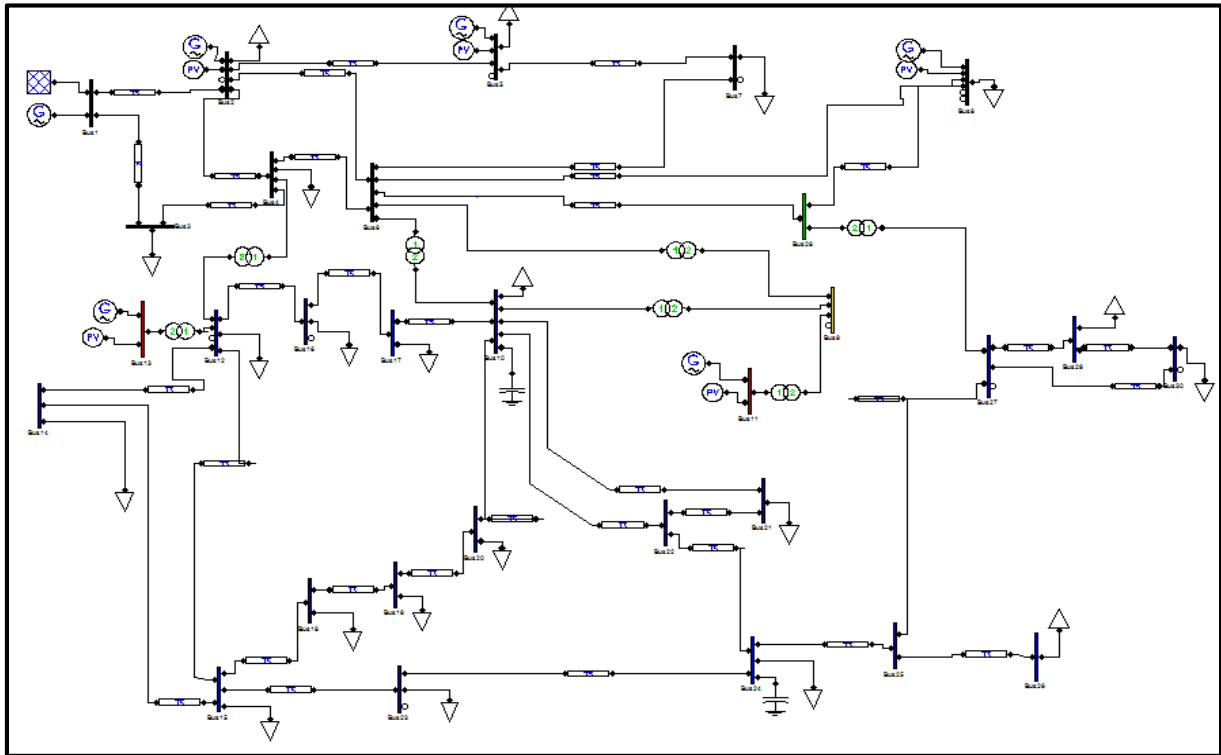


Fig (III.1. 4) : fenêtre de plot

III.3 Réseau d'étude (réseau teste) :

Dans cette partie nous allons analyser le réseau de 30JB (IEEE) à l'état initial pour découvrez si le système est bon ou non.

Le choix du réseau IEEE 30JB est justifié par la possibilité d'établir des comparaisons avec les travaux de recherche similaires vue qu'il est très utilisé ensuite ce réseau est normalisé, international et tous les études sont appliquaient par là.



Fig(III.2) : Modèle d'IEEE 30 Jeu de barre

III.3.1 Caractéristiques du Modèle d'étude :

Les résultats de l'écoulement de puissance mentionné dans les tableaux suivants :

Tableau III.1 : Données techniques du modèle d'étude

Nombre de jeux barres	Nombre de charges	Nombre de générateurs	Nombre de transformateurs	Nombre de ligne de transmissions
30	21	6	7	33

Tableau III.2 : Données totales de générateurs

GLOBAL SUMMARY REPORT	REAL POWER [p.u.]	REACTIVE POWER [p.u.]
TOTAL GENERATION	2.9557	1.2068
TOTAL LOAD	2.834	1.0133
TOTAL LOSSES	0.12165	0.19353

Tableau III.3 : résultats de l'écoulement de puissance

Bus	V [p.u]	Phase [rad]	Pgen [p.u]	Qgen [p.u]	Pload [p.u]	Qload [p.u]
Bus1	1.06	0	2.115	-0.16383	0	0
Bus10	1.0384	-0.22864	0	0	0.058	-0.18488
Bus11	1.082	-0.18549	0.12	0.30524	0	0
Bus12	1.0375	-0.21557	0	0	0.112	0.075
Bus13	1.071	-0.20045	0.12	0.2574	0	0
Bus14	1.0275	-0.23042	0	0	0.062	0.016
Bus15	1.0282	-0.23277	0	0	0.082	0.025
Bus16	1.0348	-0.22274	0	0	0.035	0.018
Bus17	1.0323	-0.23057	0	0	0.09	0.058
Bus18	1.0196	-0.24364	0	0	0.032	0.009
Bus19	1.0176	-0.2467	0	0	0.095	0.034
Bus2	1.045	-0.07733	0.4	0.37491	0.217	0.127
Bus20	1.022	-0.24321	0	0	0.022	0.007
Bus21	1.0251	-0.23679	0	0	0.175	0.112
Bus22	1.0254	-0.23664	0	0	0	0
Bus23	1.0172	-0.24048	0	0	0.032	0.016
Bus24	1.01	-0.24408	0	0	0.087	0.02314
Bus25	0.99899	-0.23984	0	0	0	0
Bus26	0.98098	-0.24744	0	0	0.035	0.023
Bus27	1.0009	-0.23263	0	0	0	0
Bus28	1.0136	-0.1686	0	0	0	0
Bus29	0.9806	-0.25509	0	0	0.024	0.009
Bus3	1.0316	-0.11333	0	0	0.024	0.012
Bus30	0.96884	-0.27123	0	0	0.106	0.019
Bus4	1.0247	-0.13638	0	0	0.076	0.016
Bus5	1.01	-0.20995	0.1	0.27731	0.942	0.19
Bus6	1.0182	-0.1596	0	0	0	0
Bus7	1.0071	-0.18942	0	0	0.228	0.109
Bus8	1.01	-0.16614	0.1	0.15577	0.3	0.3
Bus9	1.051	-0.1971	0	0	0	0

III.4 Stratégie d'analyse

On analyse le réseau de 30JB avant l'intégration des sources renouvelables (réseau teste) et la regarde sa stabilité transitoire, on a procédé à une étude comparative vis -à-vis les valeurs du temps critique d'isolement de défaut correspondant à chaque simulation.

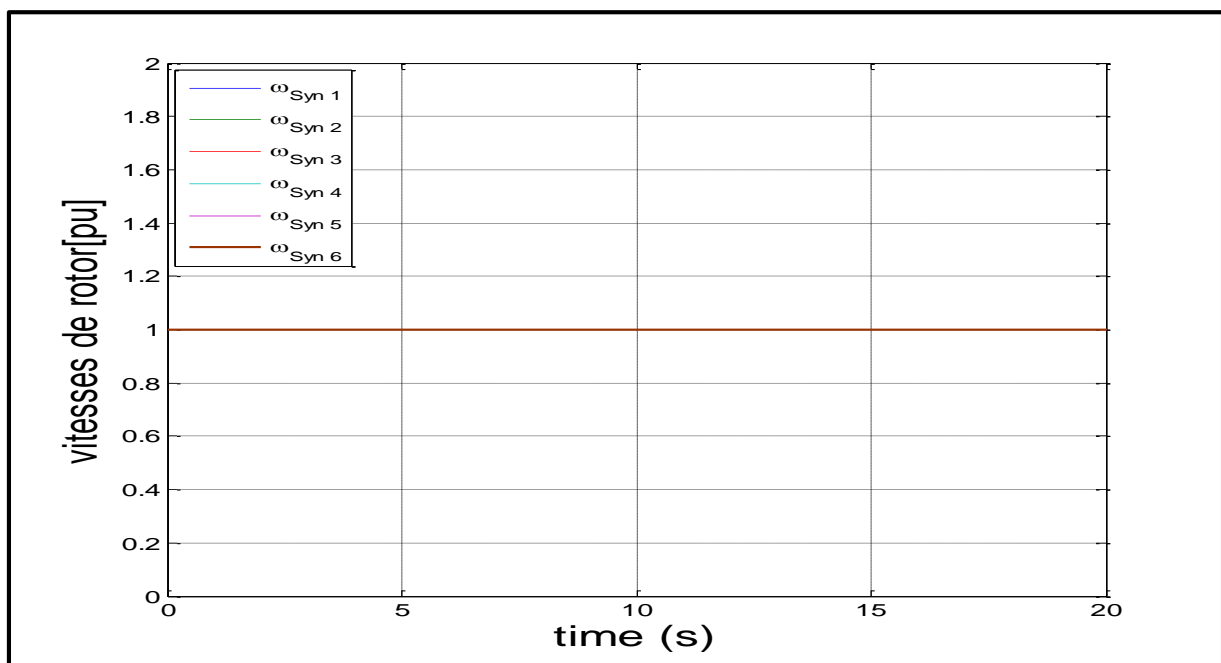
Pour ce faire on procède comme suit :

- On crée un défaut au niveau d'un jeu de barre quelconque, il s'agit d'un court-circuit triphasé car il représente le défaut le plus sévère qui peut affecter le réseau électrique.
- On change le temps d'isolement de défaut en changeant le temps de déclenchement de disjoncteur dans le bloc « Breaker »
- On visualise par la suite, les vitesses angulaires des différents générateurs synchrones du réseau modèle
- 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.
- On calcule le temps critique d'isolement de défaut « TCID » selon les deux cas précédents (a et b) en augmentant ou en diminuant respectivement le temps critique d'isolement de défaut suivant la méthode de la valeur singulière minimale.

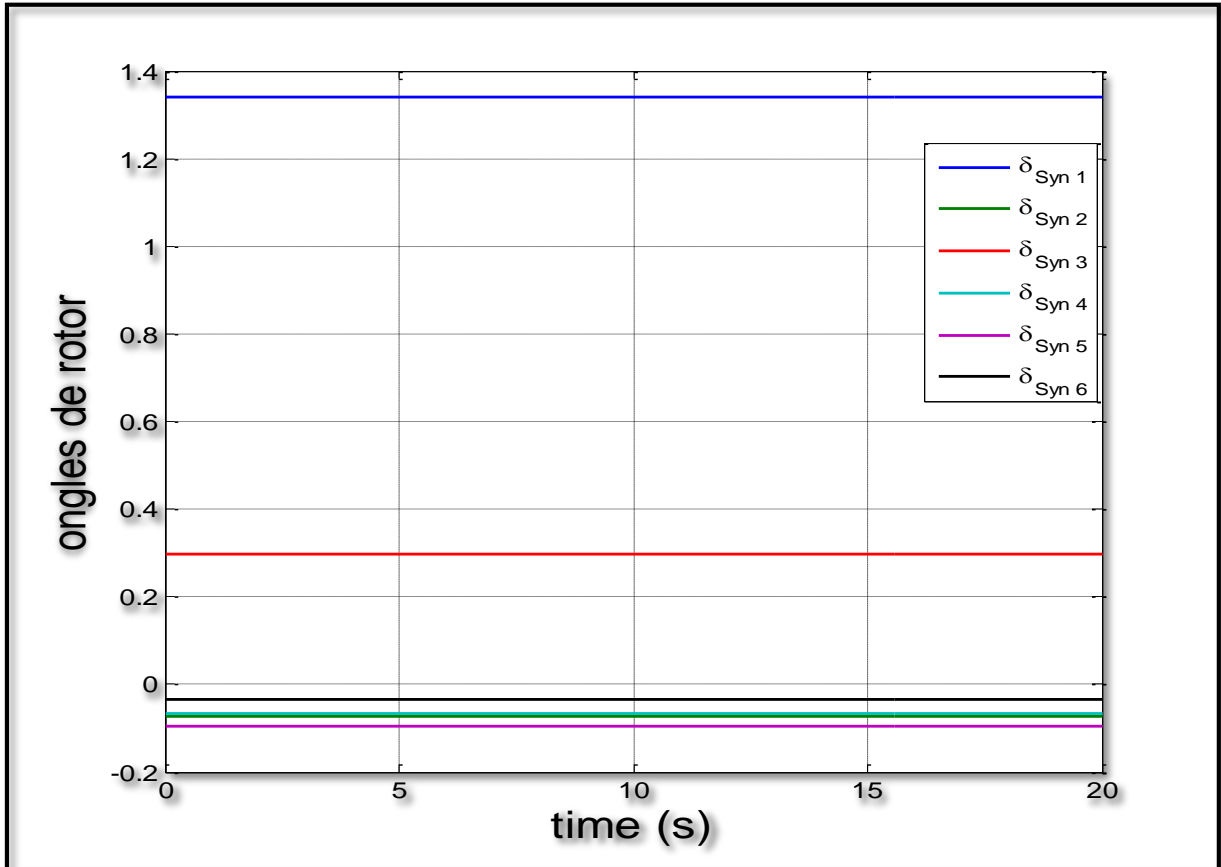
III.5 Résultats de simulation et interprétation

L'état initial :

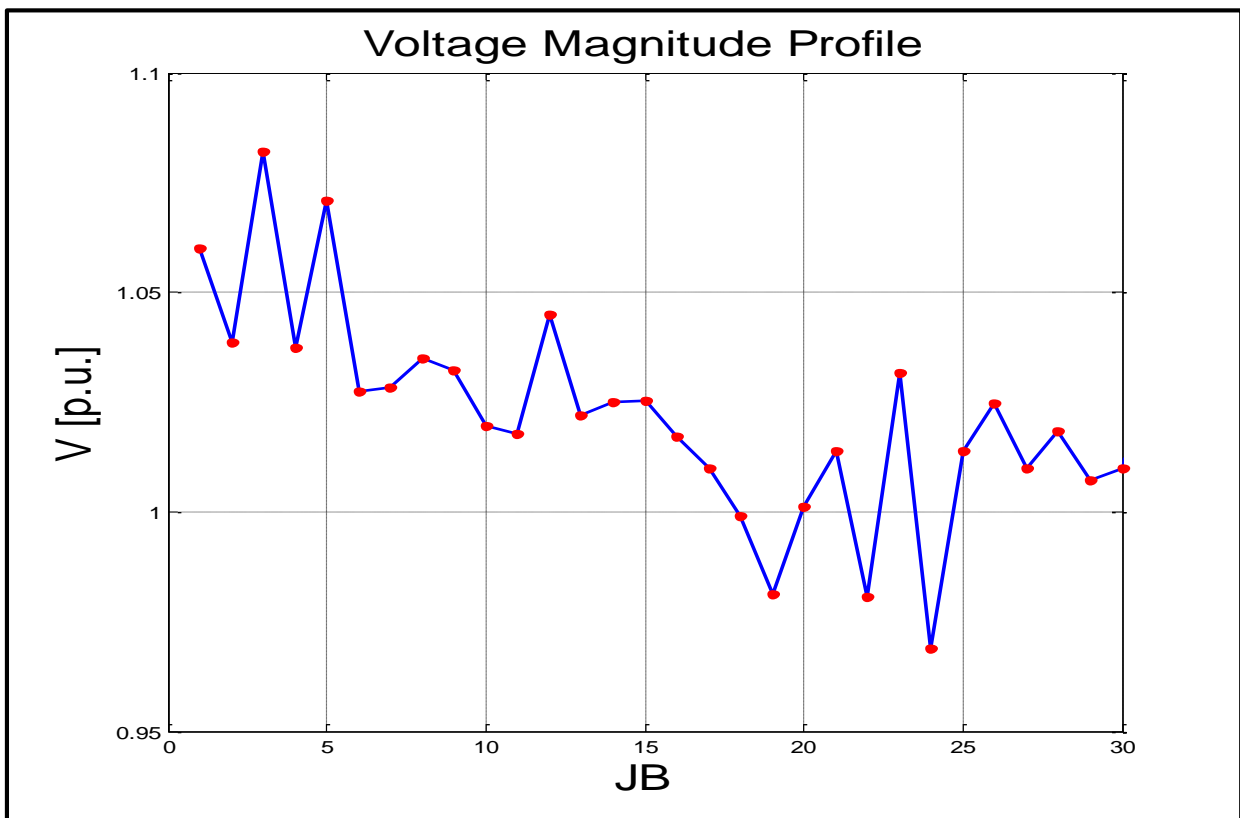
Dans ce cas on analyse le réseau de 30JB(IEEE) sans défaut (état initial) donc on va dessiner les courbes : profile de tension, les vitesses, la profile de puissance active et réactive.



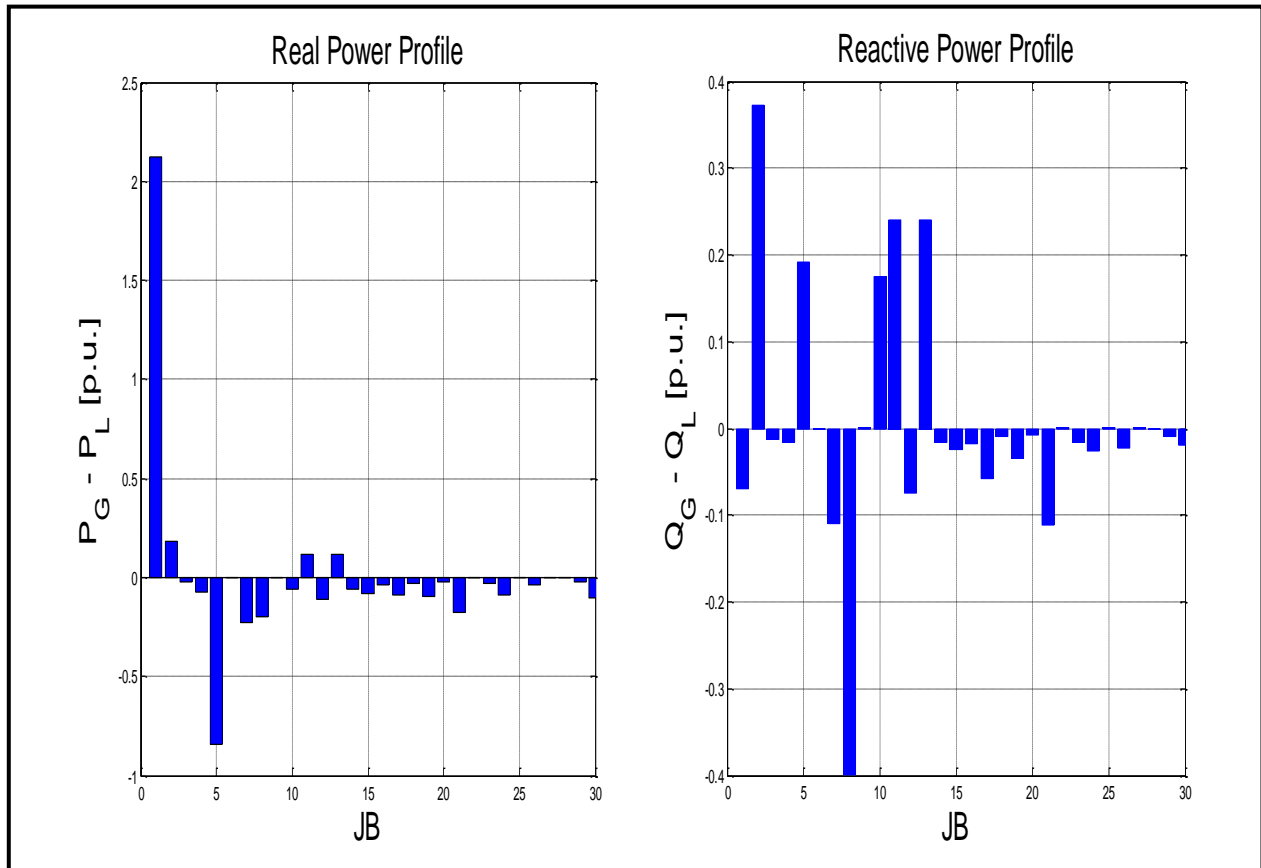
Fig(III.2.a) : Vitesses du rotor



Fig(III.2.b) : ongles de rotor



Fig(III.2.c) : Profile de tension



Fig(III.2.d) : Profile de puissance active

Fig(III.2.e) : profile de puissance réactive

Interprétations sur les résultats ci-dessous :

- Après la simulation de notre réseau on remarque qu'il y a chutes et surtension.

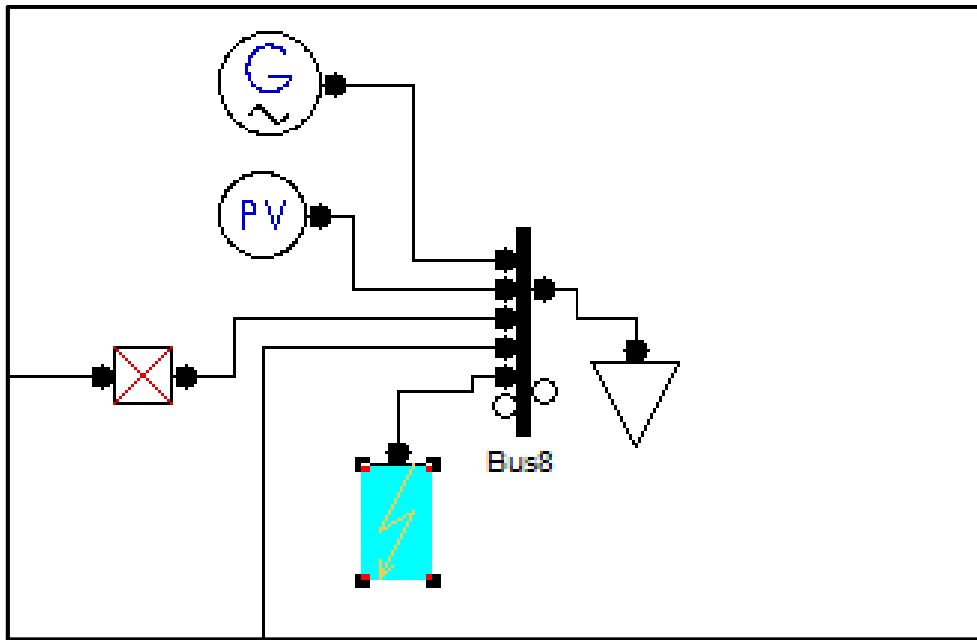
Chute de tension dans les derniers JB de charges (25, 26, 29,30) et les premiers JB (générateurs) surtension donc les charges absorbent les tensions et générateurs donnent les tensions ensuite, dans les courbes la tension et la vitesse de rotor est stable.

- Dans les deux courbes Fig(III.2.e) et Fig(III.2.f) les valeurs positives pour les générateurs qui donnent la puissance et négative pour les charges absorbent la puissance, en conséquence le réseau est bon.

III.6 Influence du lieu de défaut

- Le choix de lieu d'application de défaut est très essentiel.
- C'est impossible de créer un défaut au niveau de JB 1 (générateur de base et JB de référence)
- La création de défaut au niveau des jeux de barres de générations ou les charges, le plus importants JB de génération parce que JB de charge élimine le fardeau sur le réseau (le réseau respire bien).

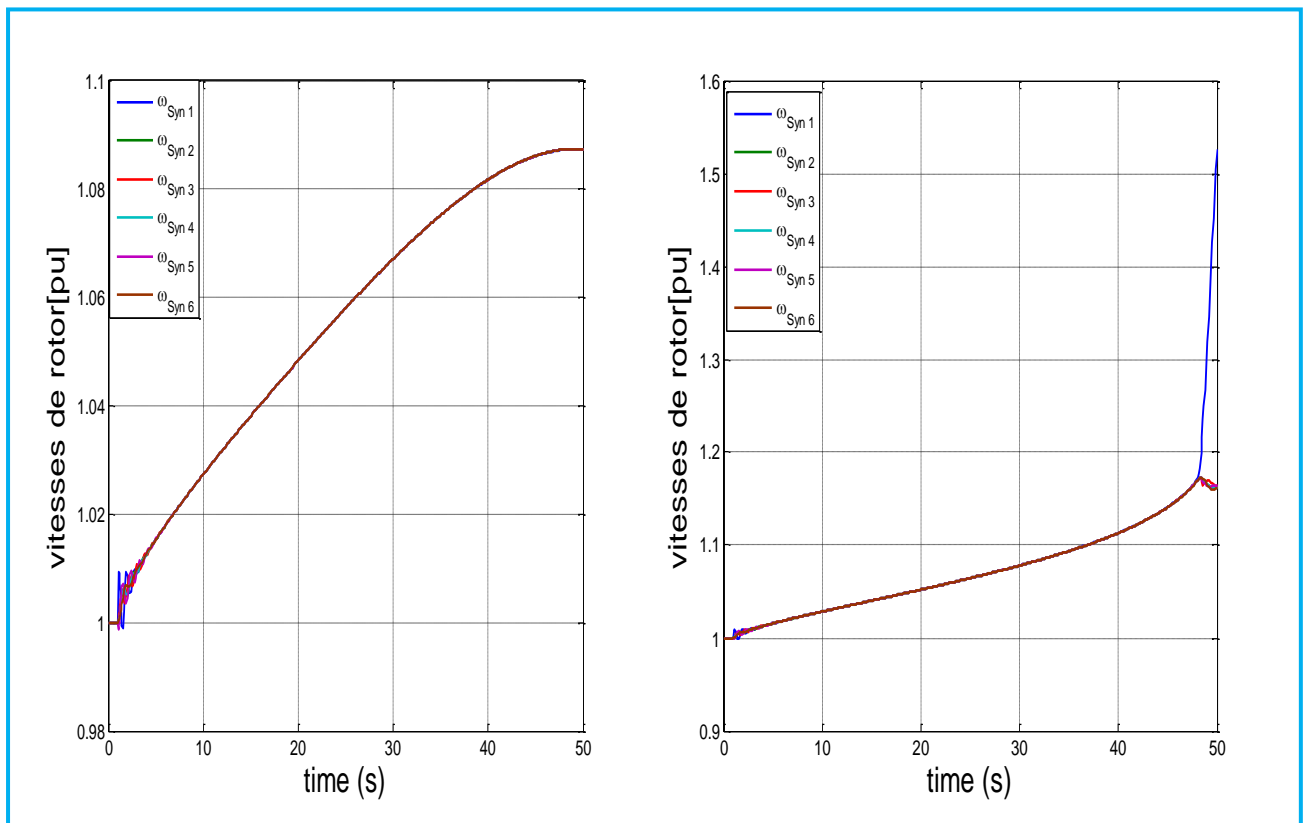
❖ Défaut au niveau de JB8 (générateur 4)



Fig(III. 3): Modèle d'IEEE 30 JB avec défaut au JB8

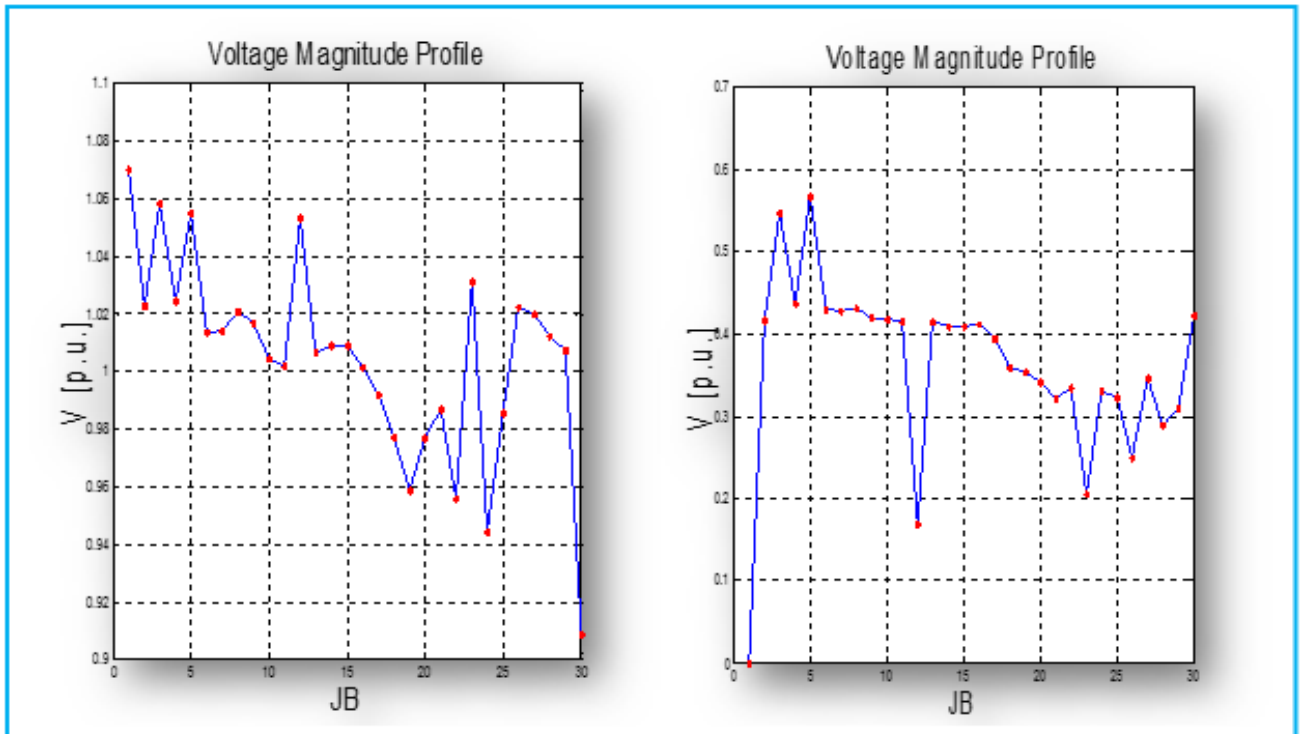
T : le temps critique d'isolement de défaut (TCID)

Les résultats après la Simulation



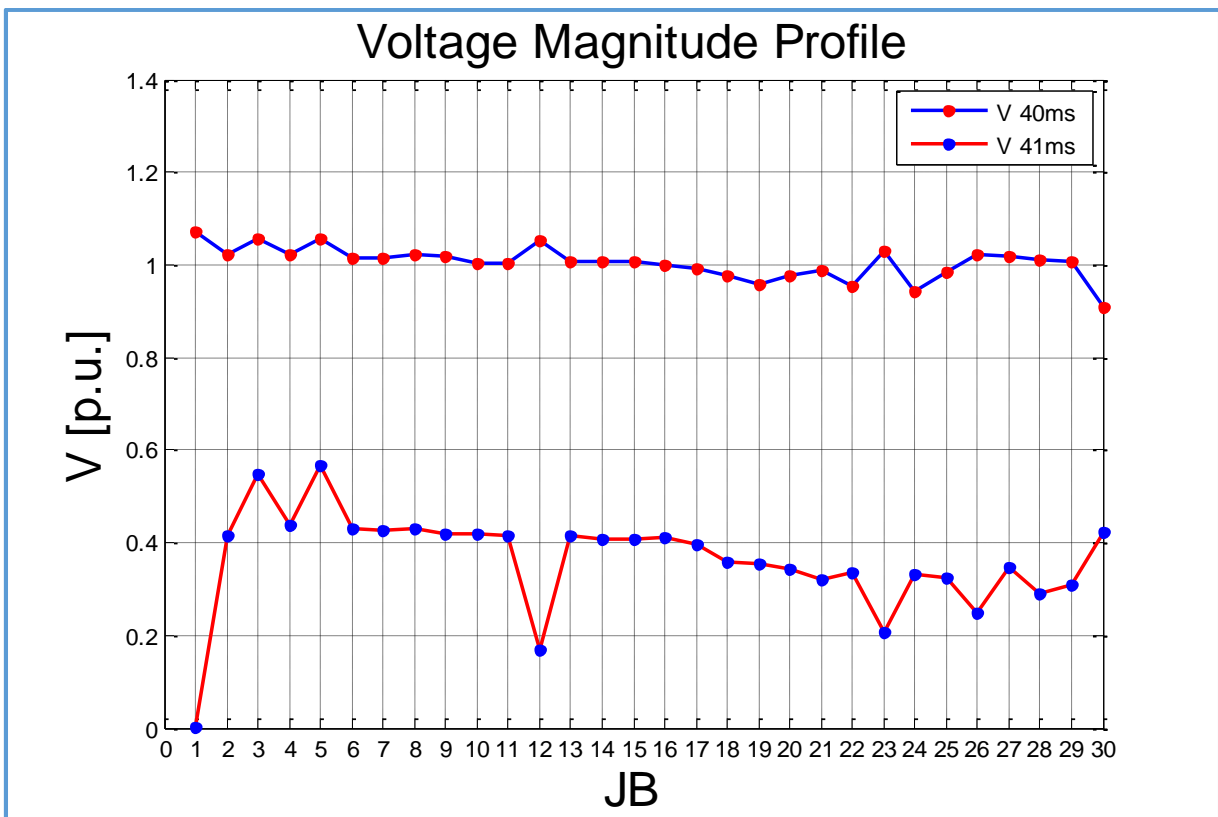
Fig(III.3.a) : vitesses de rotor
Correspondant à T=40ms

Fig(III.3.b) : vitesses de rotor
correspondant à T= 41ms



Fig(III.3.c) : profile de tension correspondant à T=40ms

Fig(III.3.d) : profile de tension correspondant à T=41ms



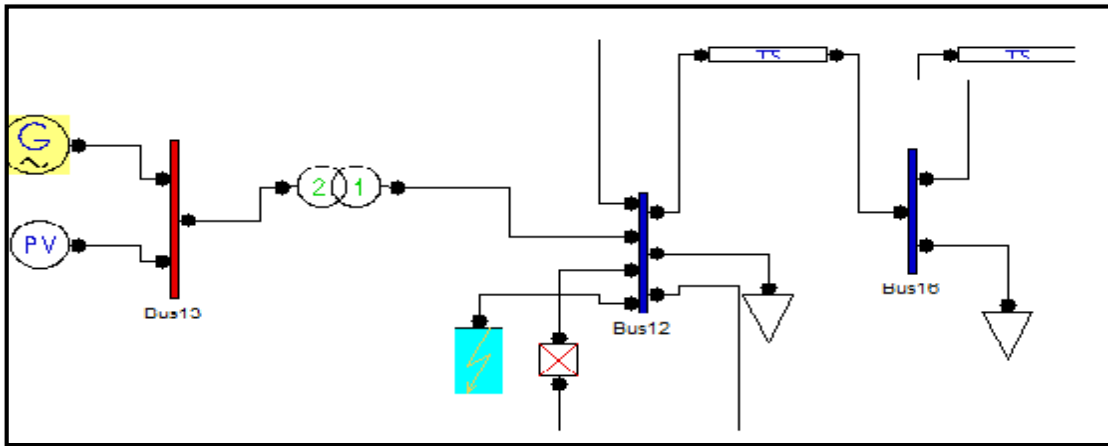
Fig(III.3.e) : Profile de tension correspondant à T=40 ms et T=41ms

- Dans ce cas on peut déduire que **TCID = 101ms**

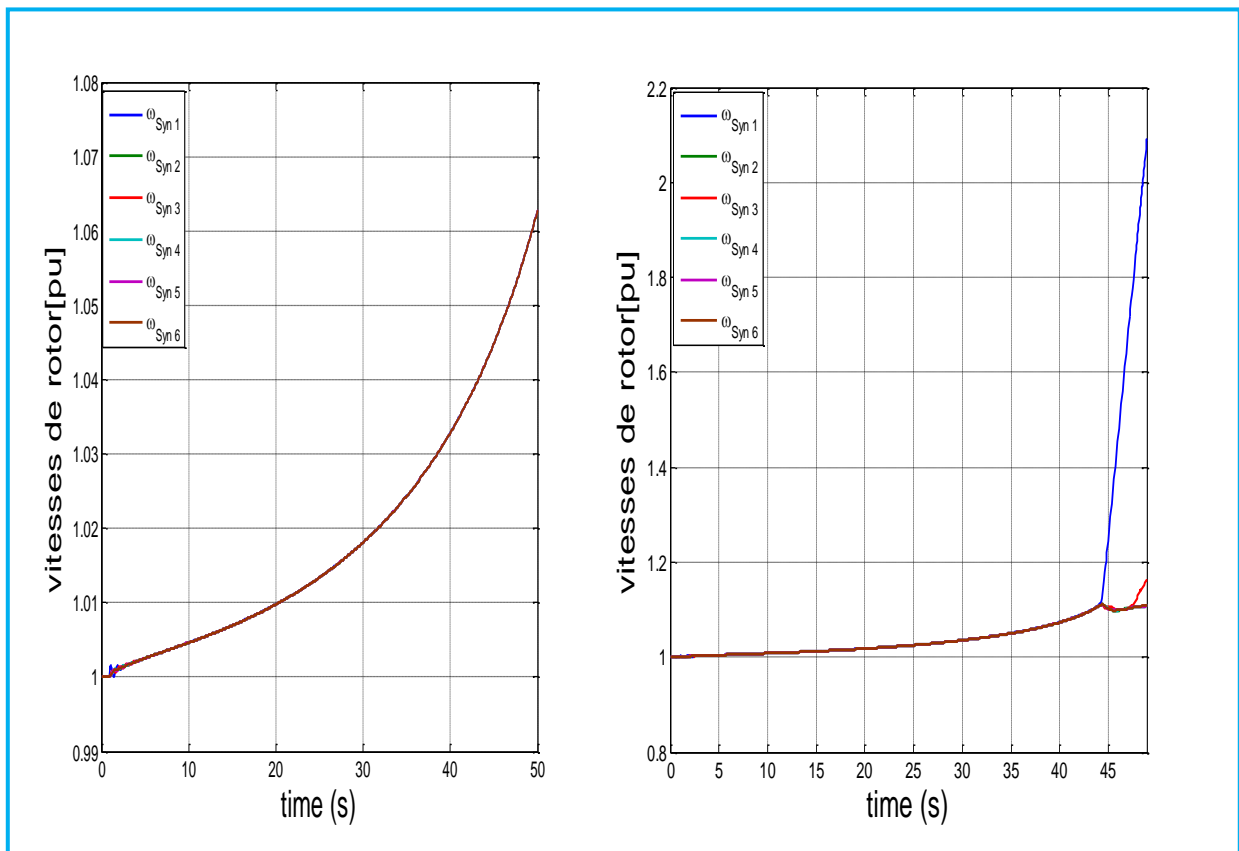
Interprétations

- Dans ce cas on remarque que la vitesse de générateur 1 est diverge la première Par rapporte les autres vitesses donc le réseau instable parce que l'instabilité dépend de un générateur diverge sa sera le réseau instable dans le temps 102ms alors le réseau stable dans la durée 101ms.

❖ Défaut au niveau de JB 12

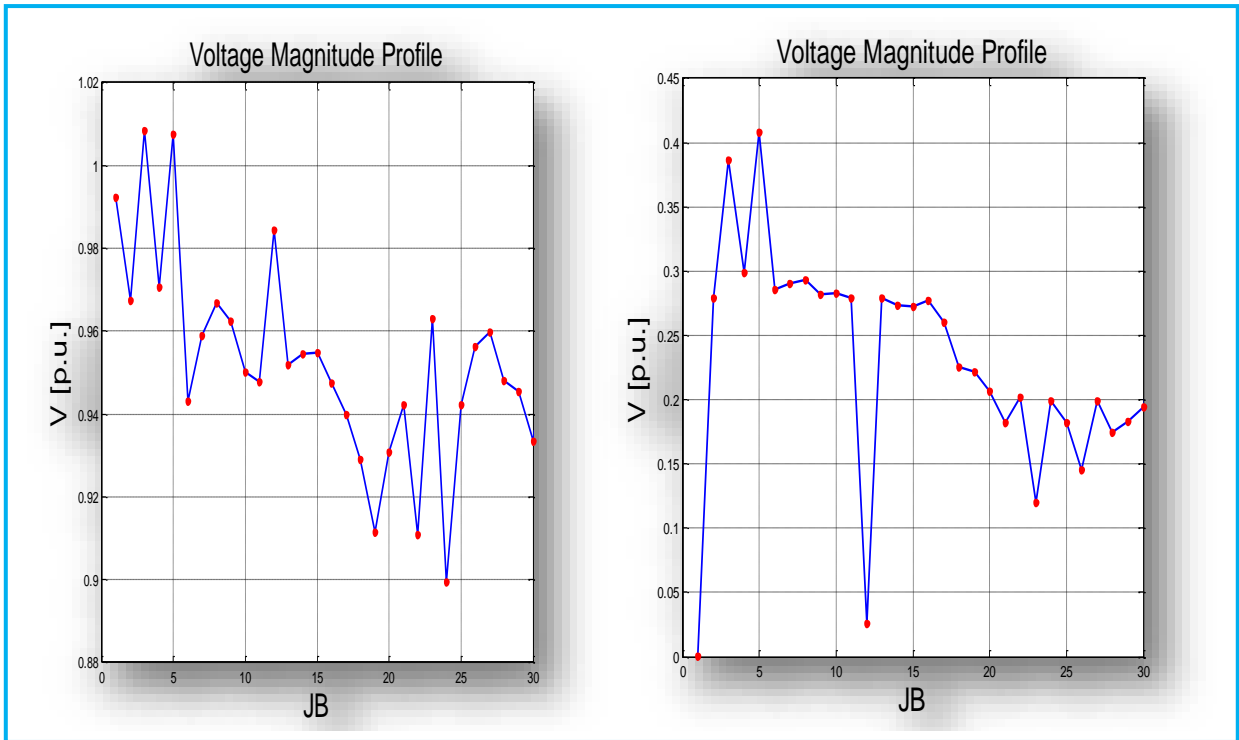


Fig(III.4) : Modèle d'IEEE 30 JB avec défaut au JB12



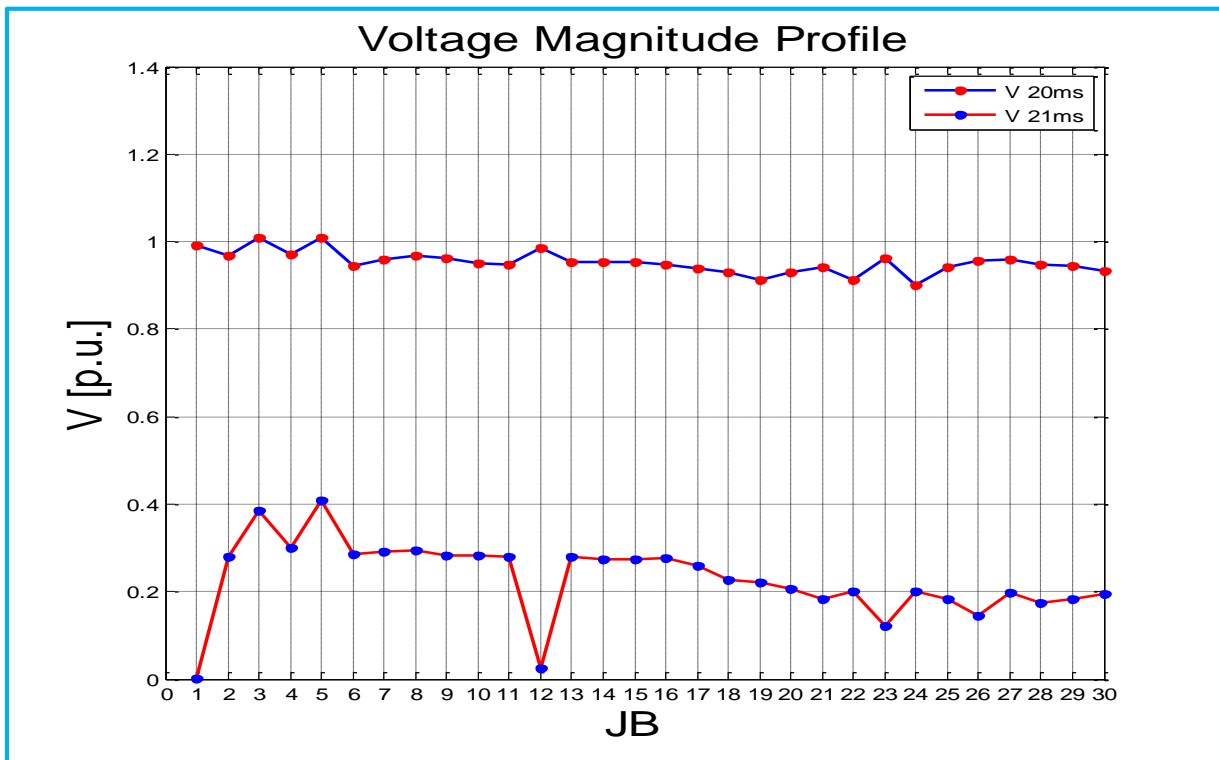
Fig(III.4.a) : vitesses de rotor correspondant à T=20ms

Fig(III.4.b) : vitesses de rotor correspondant à T= 21ms



Fig(III.4.c) : Profile de tension correspondant à **T=20ms**

Fig(III.4.d) : Profile de tension correspondant à **T= 21ms**



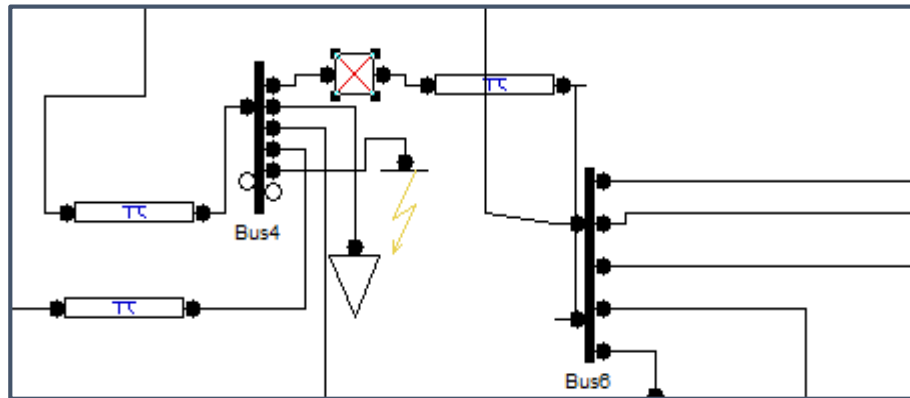
Fig(III.4.e) : Profile de tension correspondant à **T=20 ms** et **T=21ms**

- Dans ce cas on peut déduire que **TCID = 20ms**

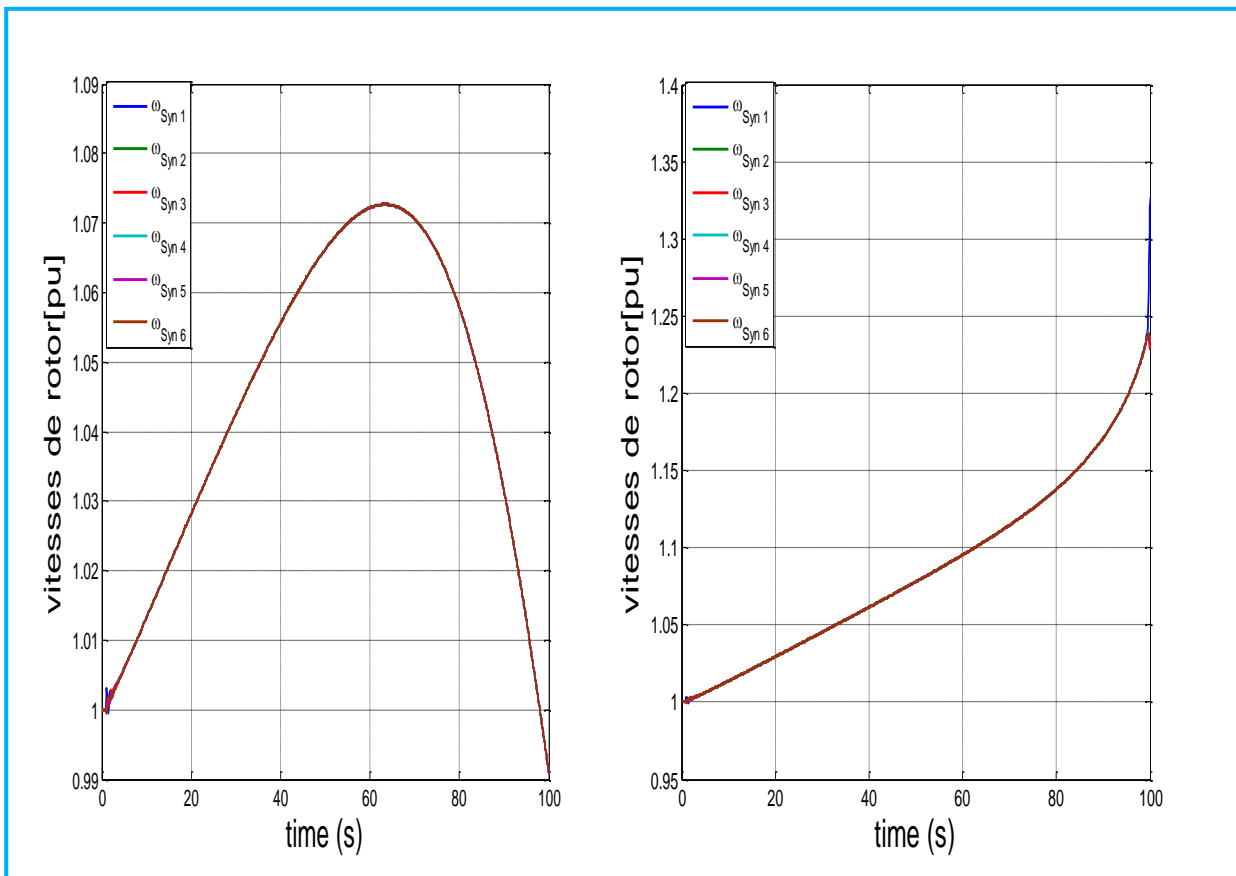
Interprétations

Dans ce cas on remarque que la vitesse de générateur 1 est diverge la première Par rapporte les autres vitesses donc le réseau instable parce que l'instabilité dépend de un générateur diverge sa sera le réseau instable dans le temps 21ms alors le réseau stable dans la durée 20ms.

❖ **Défaut au JB4**

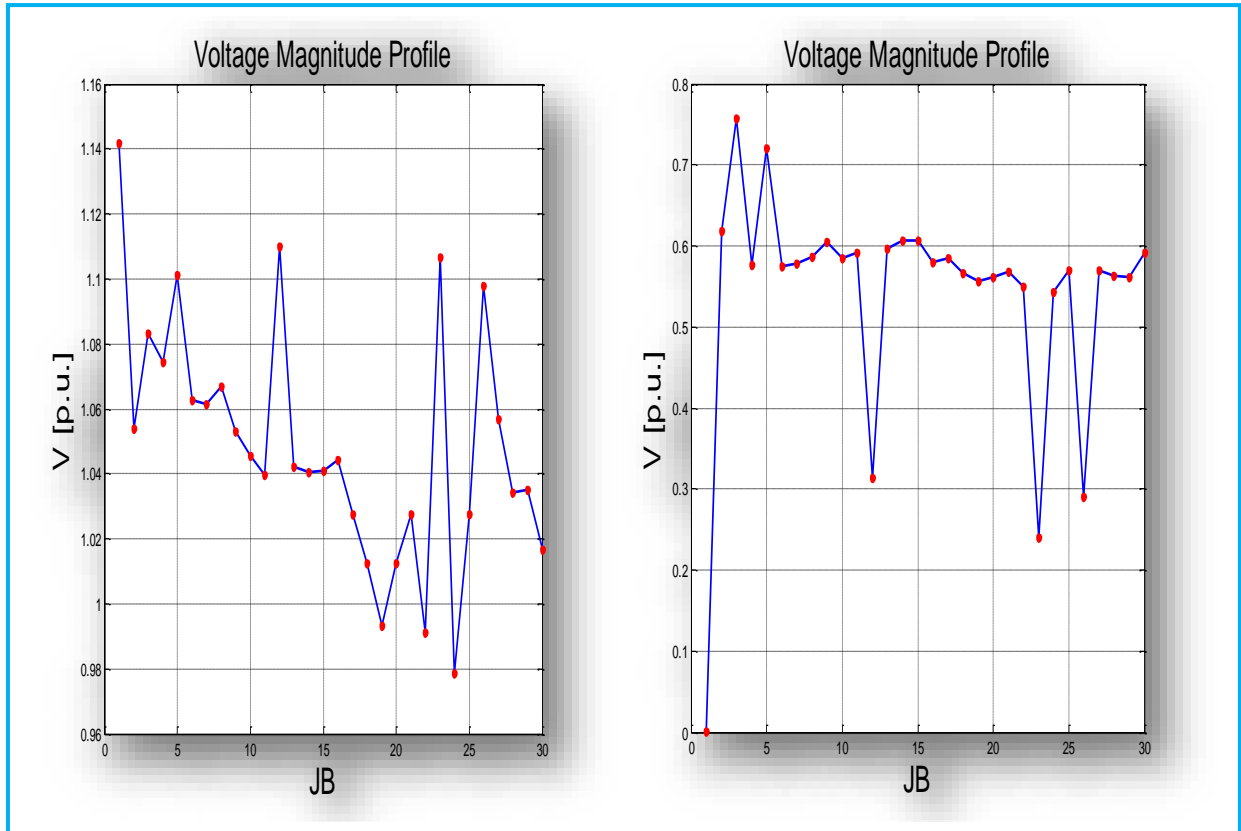


Fig(III.5) : Modèle d'IEEE 30 JB avec défaut au 4



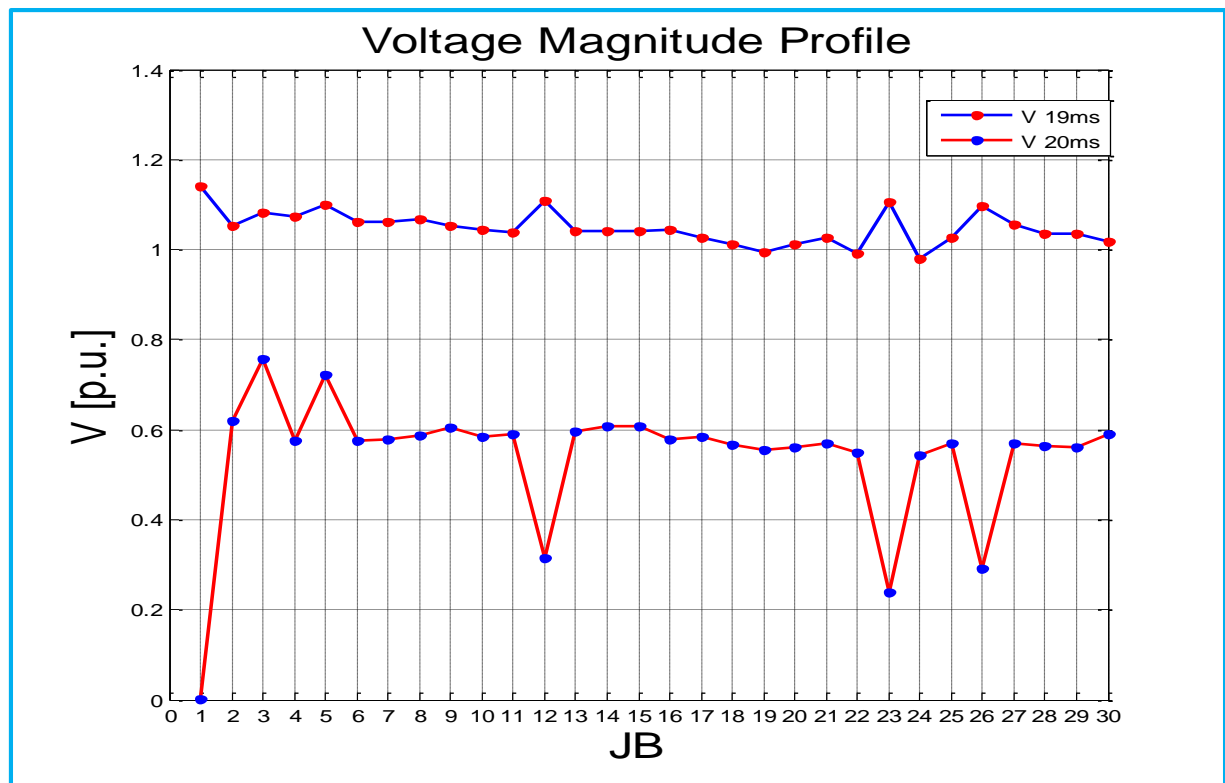
Fig(III.5.a) : vitesses de rotor correspondant à T=19ms

Fig(III.5.b) : vitesses de rotor correspondant à T= 20ms



Fig(III.5.c) : Profile de tension correspondant à $T=19ms$

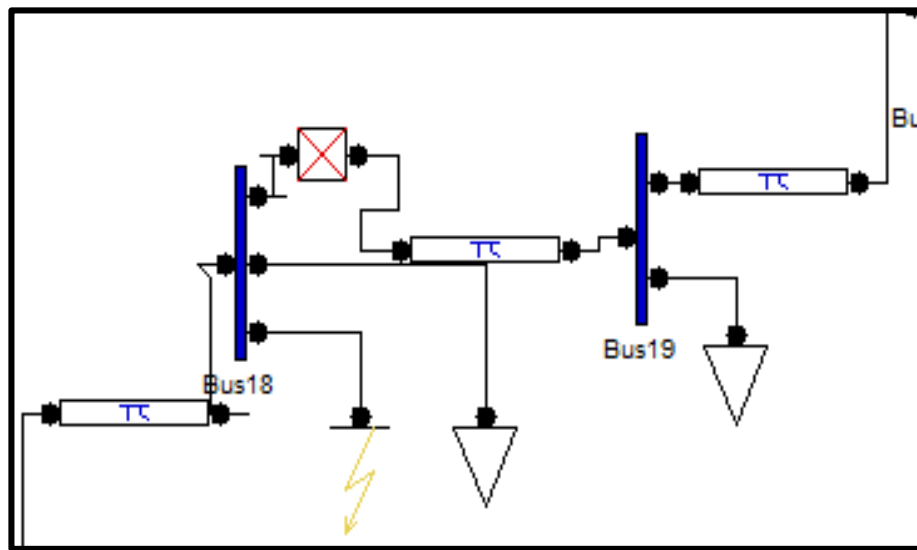
Fig(III.5.d) : Profile de tension correspondant à $T= 20ms$



Fig(III.5.e) : Profile de tension correspondant à $T=19 ms$ et $T=20ms$

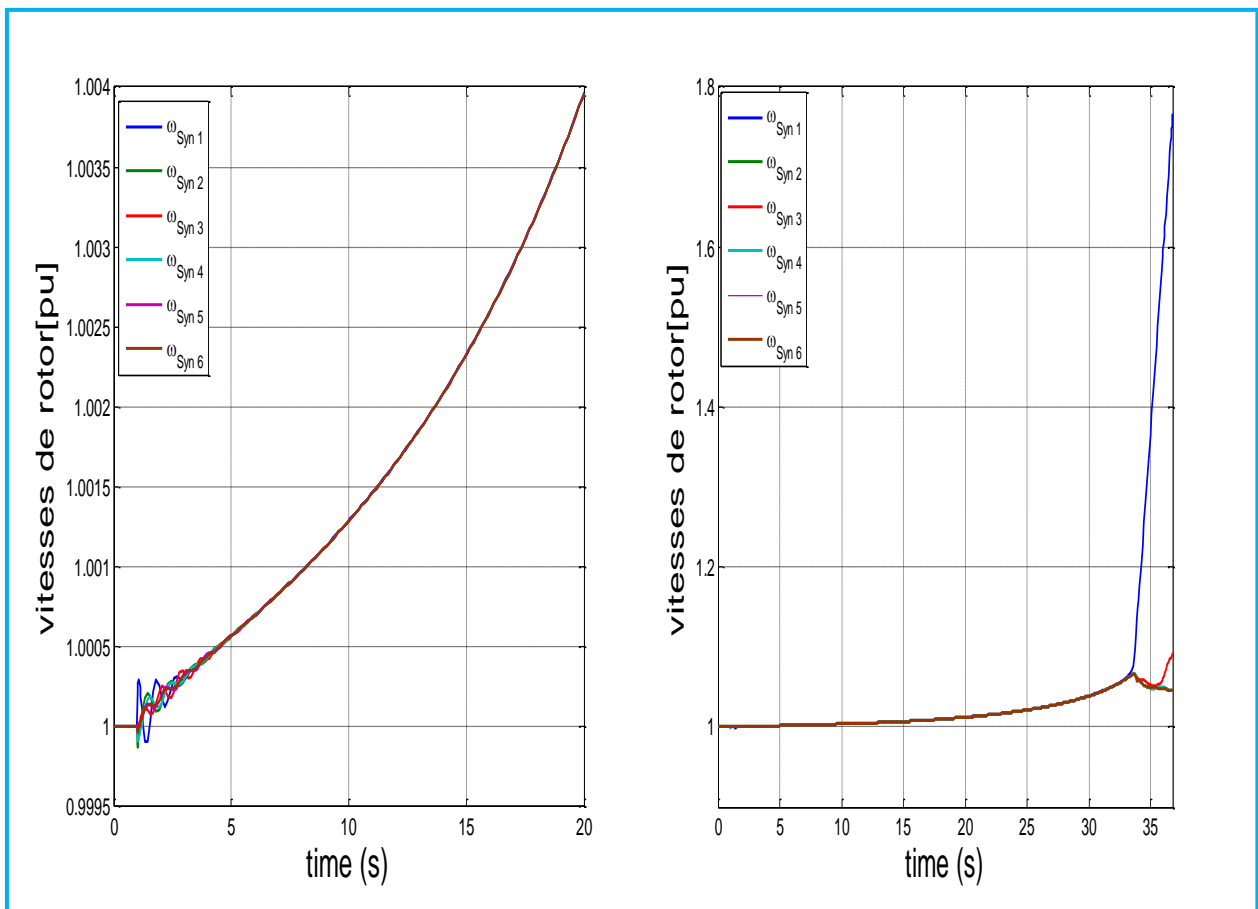
- Dans ce cas on peut déduire que **TCID = 19ms**

❖ **Défaut au JB18**



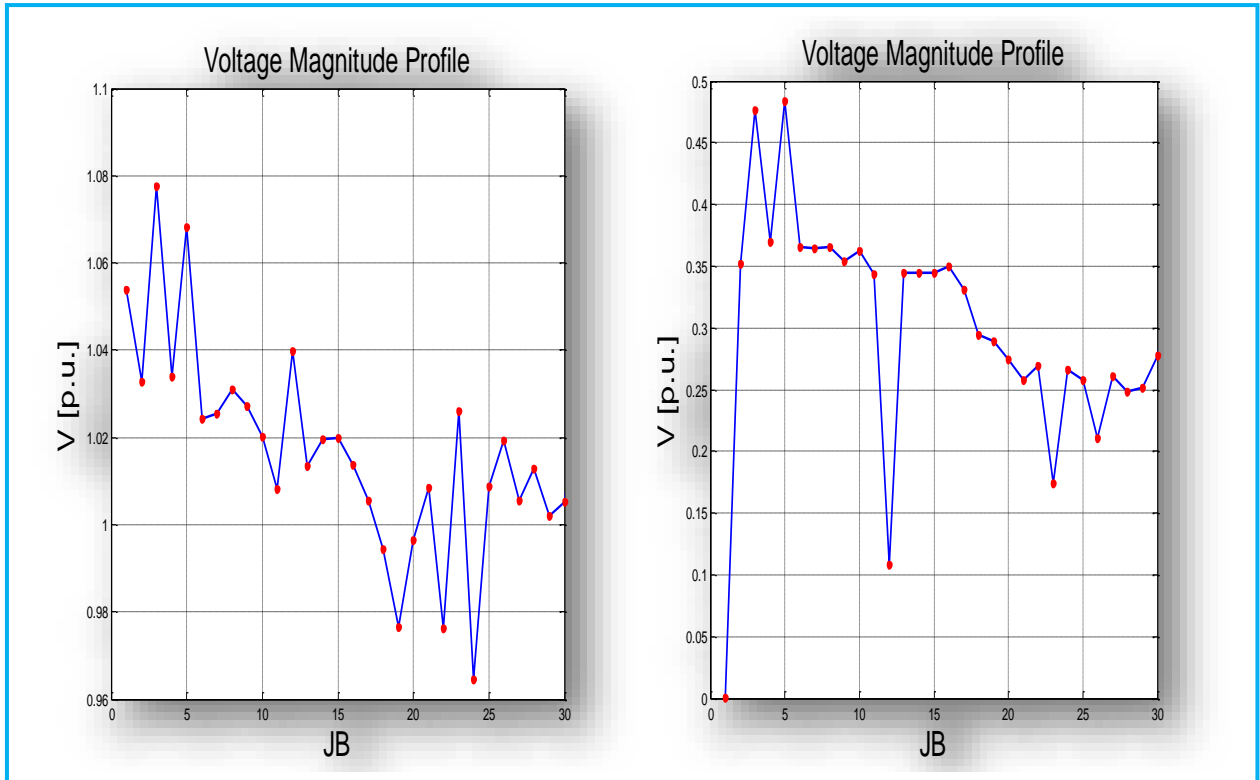
Fig(III.6) : Modèle d'IEEE 30 JB avec défaut au JB18

Résultats de simulations



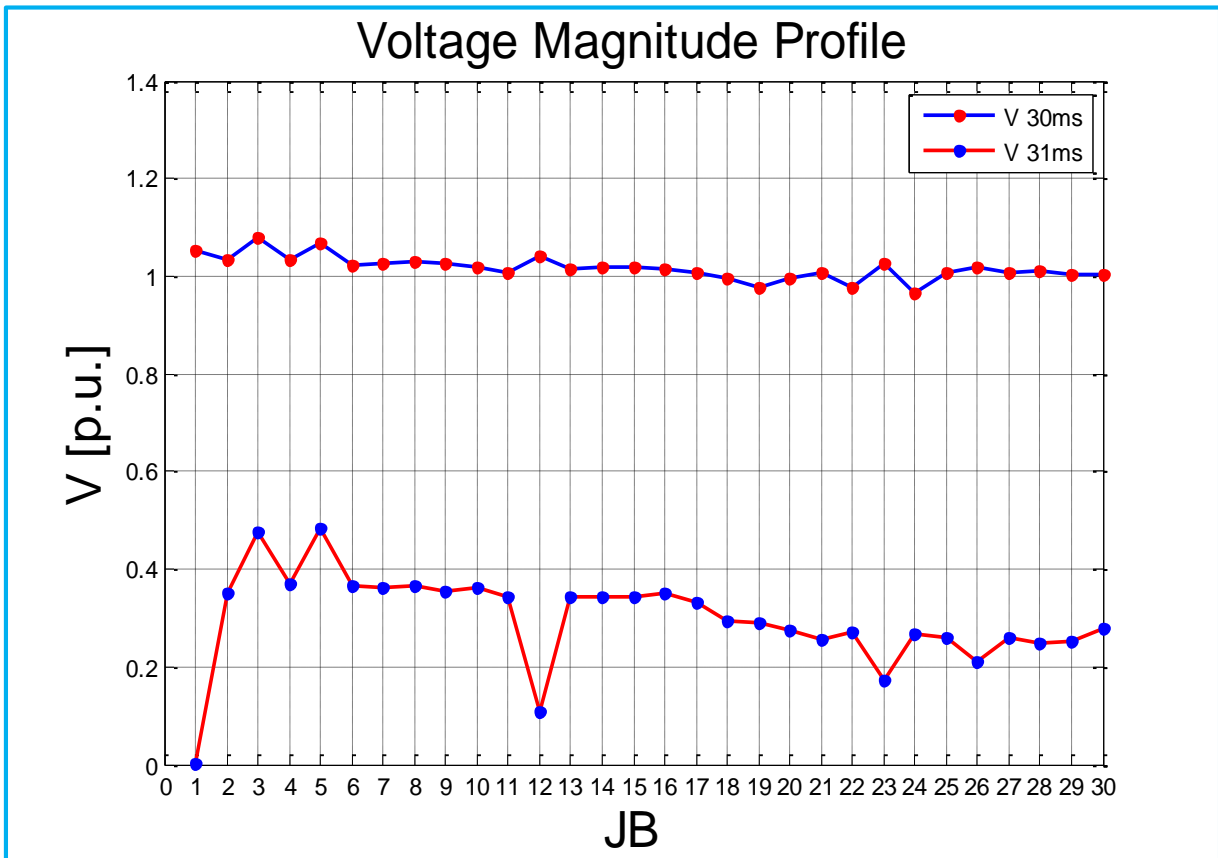
Fig(III.6.a) : vitesses de rotor correspondant à T=30ms

Fig(III.6.b) : vitesses de rotor correspondant à T= 31ms



Fig(III.6.c) : Profile de tension correspondant à $T= 30ms$

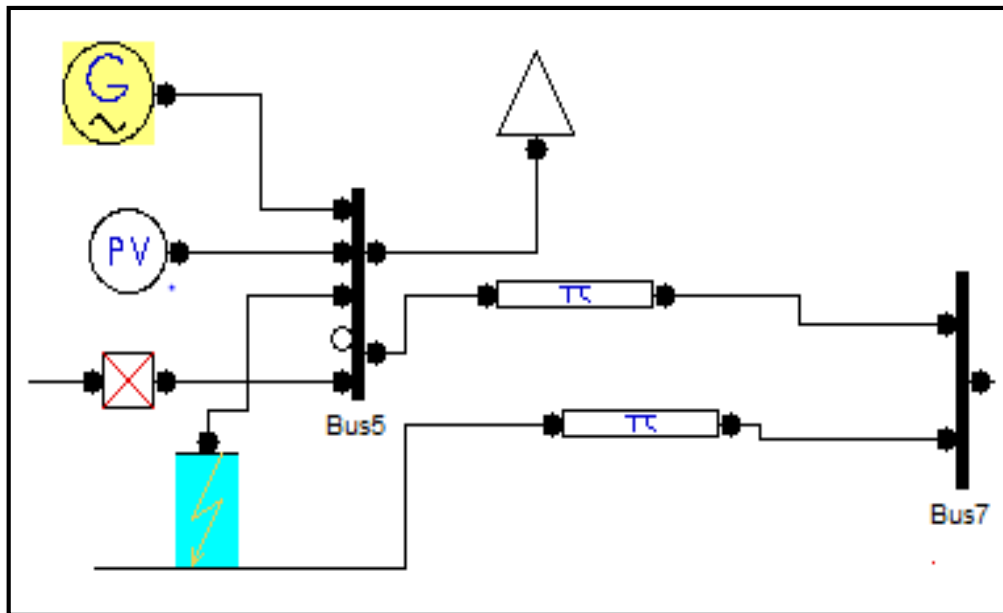
Fig(III.6.d) : Profile de tension correspondant à $T= 31ms$



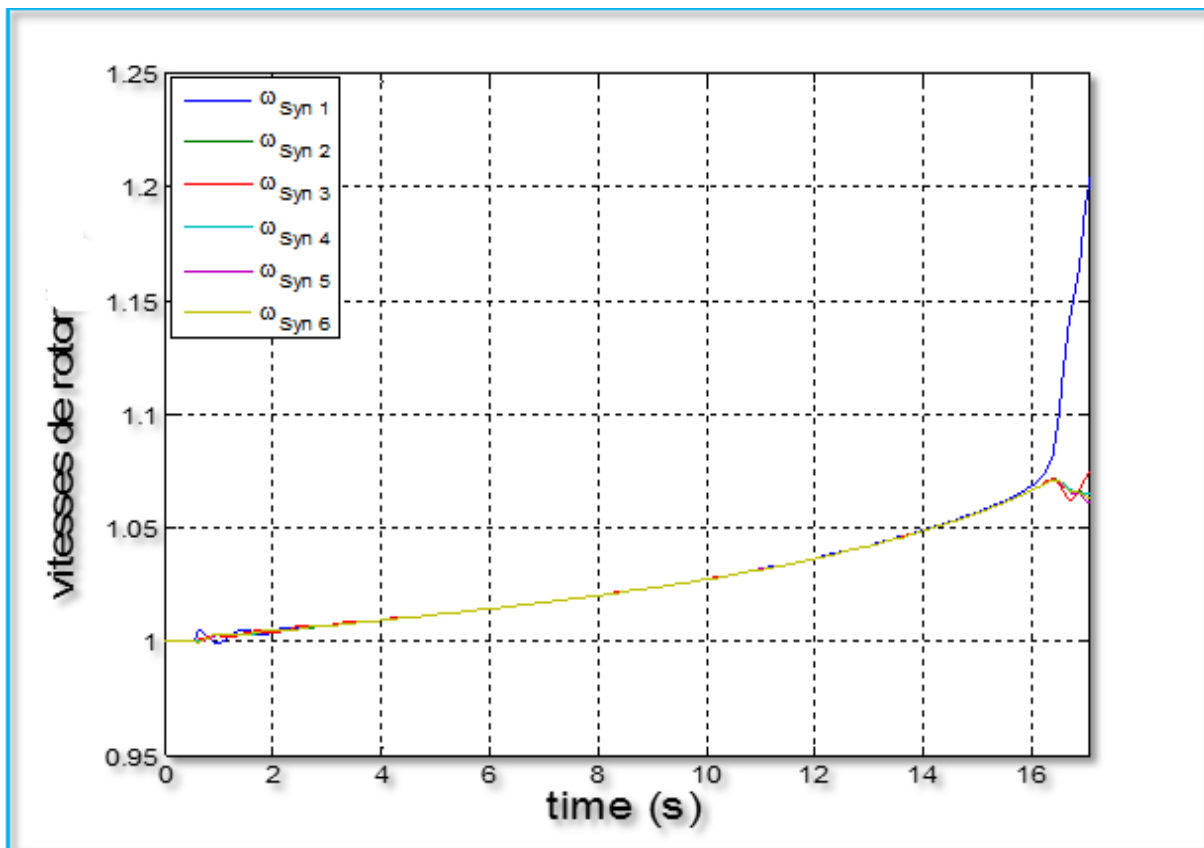
Fig(III.6.e) : Profile de tension correspondant à $T=30ms$ et $T=31ms$

- Le temps critique d'isolement de défaut est **TCID = 30ms**

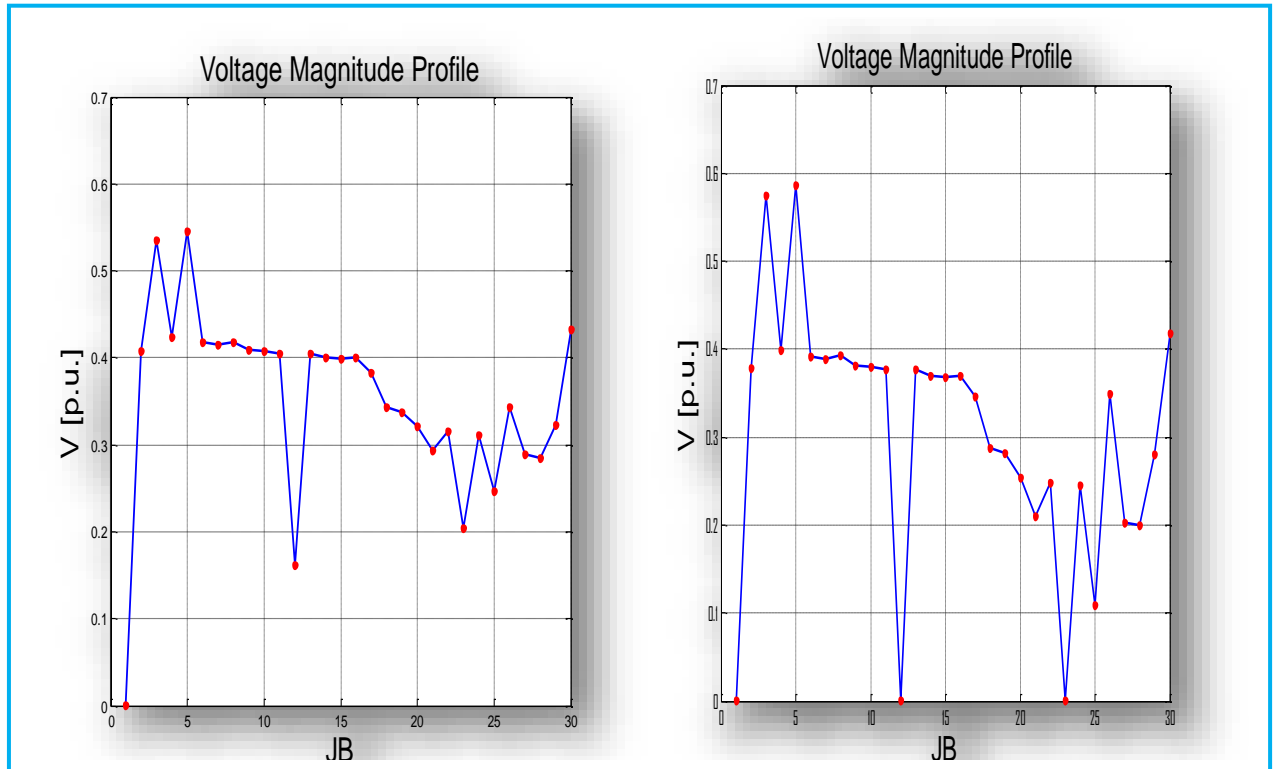
❖ **Défaut au JB5**



Fig(III.7) : Modèle d'IEEE 30 JB avec défaut au JB5

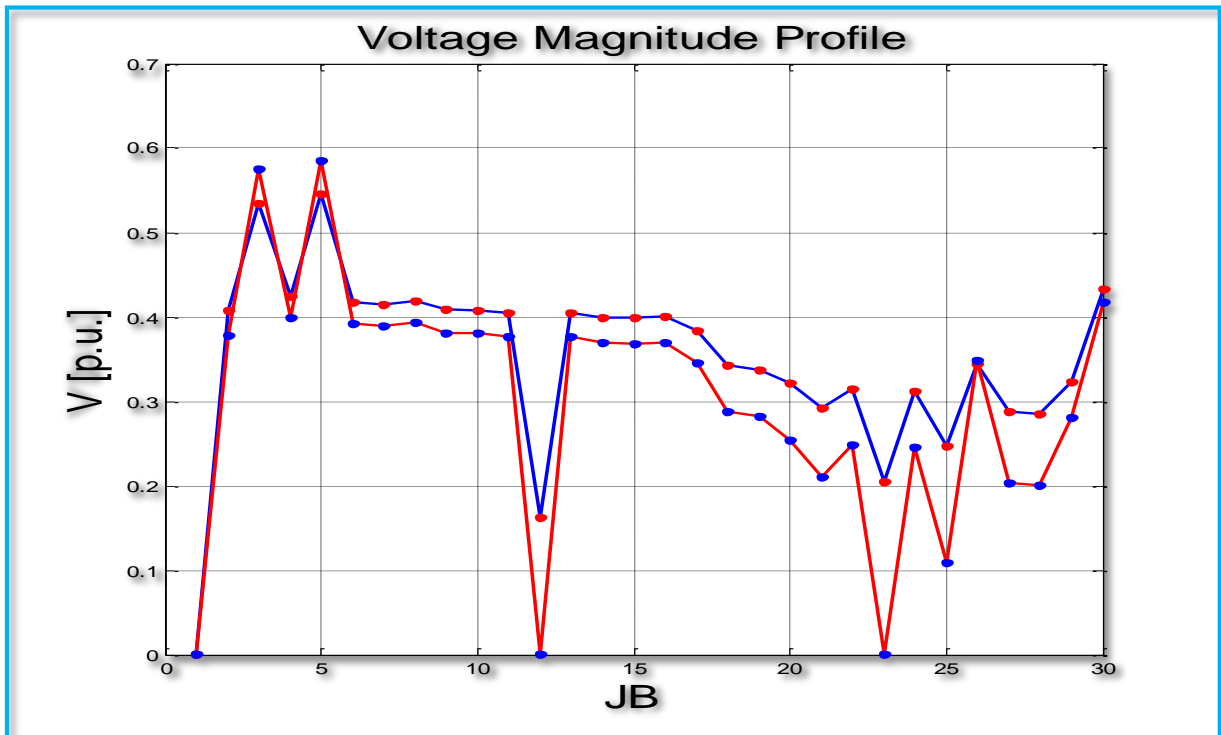


Fig(III.7.a) : Vitesses du rotor correspondant à T= 21ms



Fig(III.7.b) : Profile de tension correspondant à **T= 20ms**

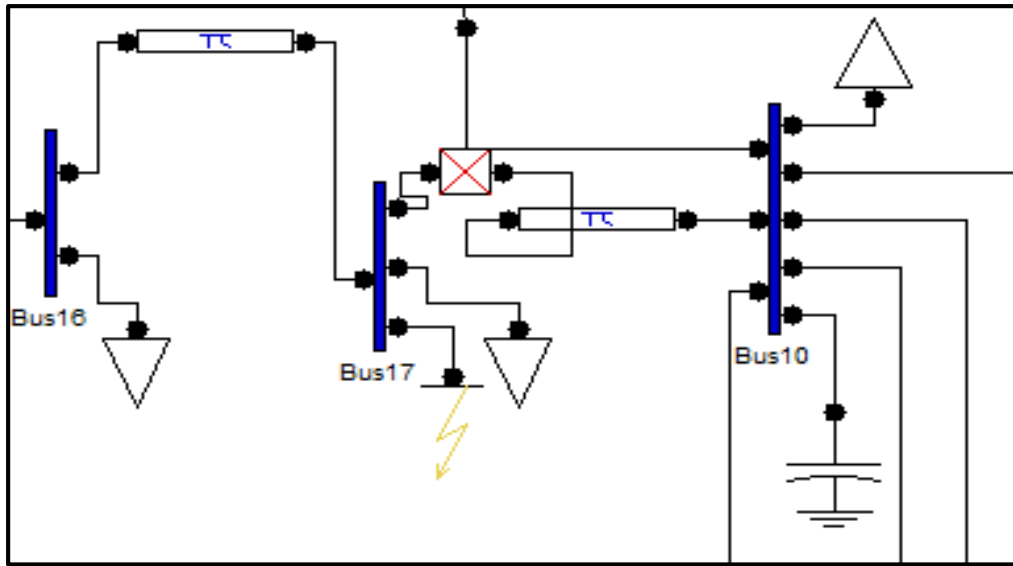
Fig(III.7.c) : Profile de tension correspondant à **T= 21ms**



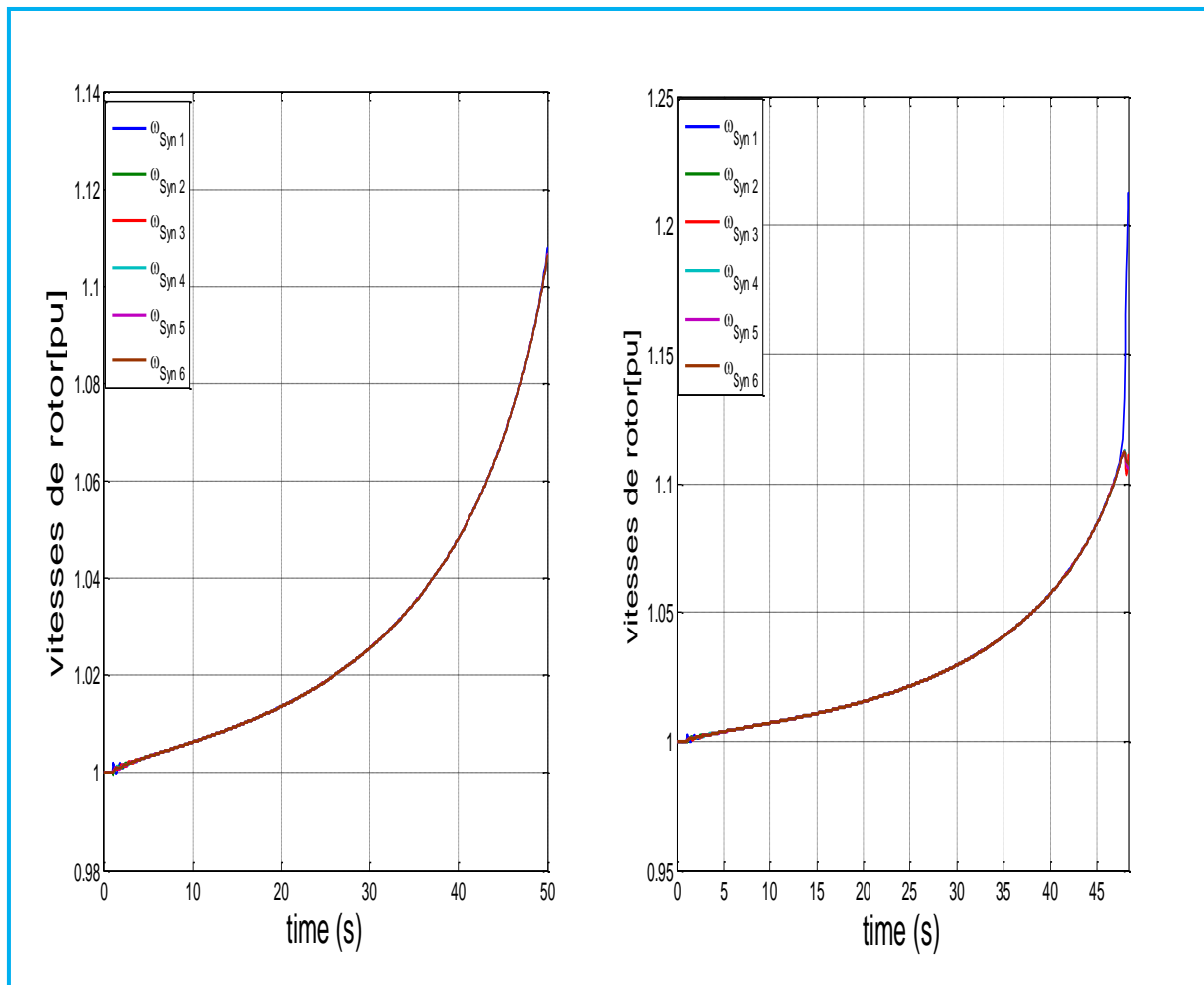
Fig(III.7.d) : Profile de tension correspondant à **T=20ms** et **T=21ms**

- Le temps critique d'isolement de défaut est **TCID=20ms**

❖ Défaut au JB17

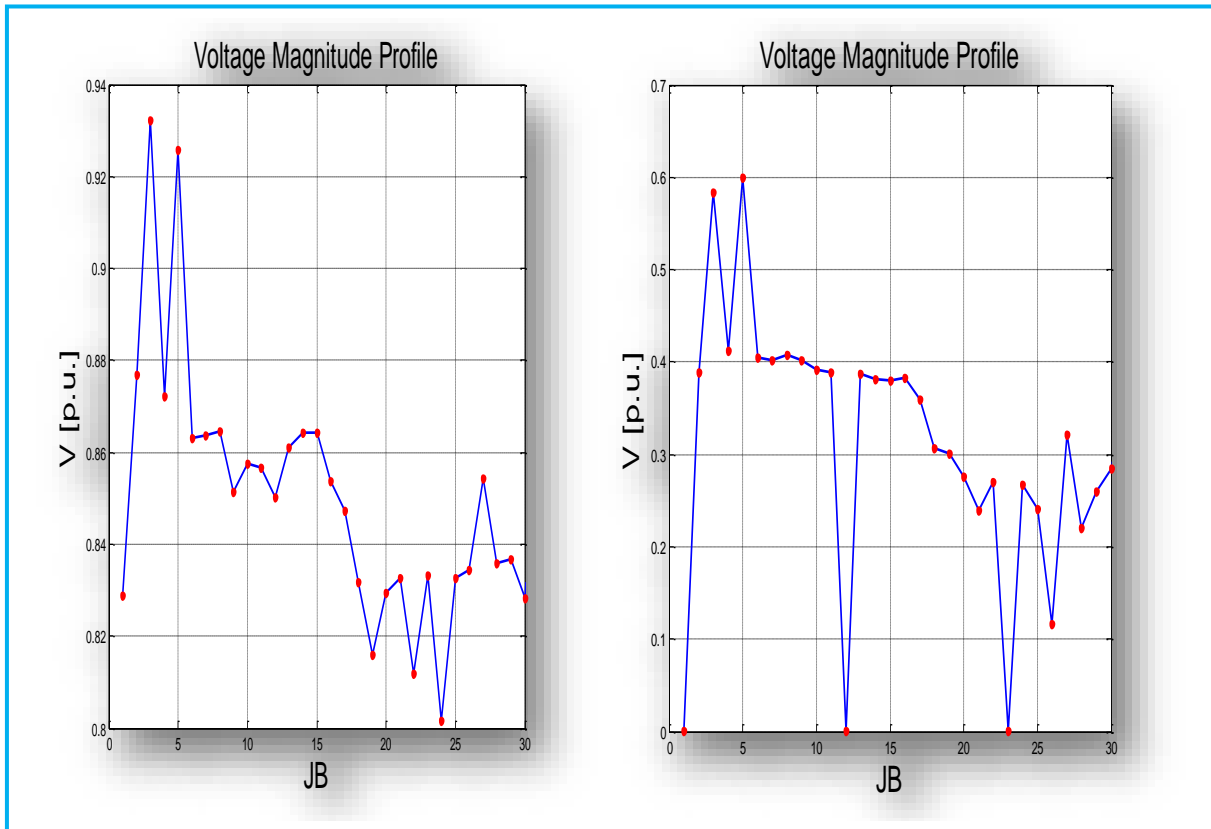


Fig(III.8) : Modèle d'IEEE 30 JB avec défaut au 17



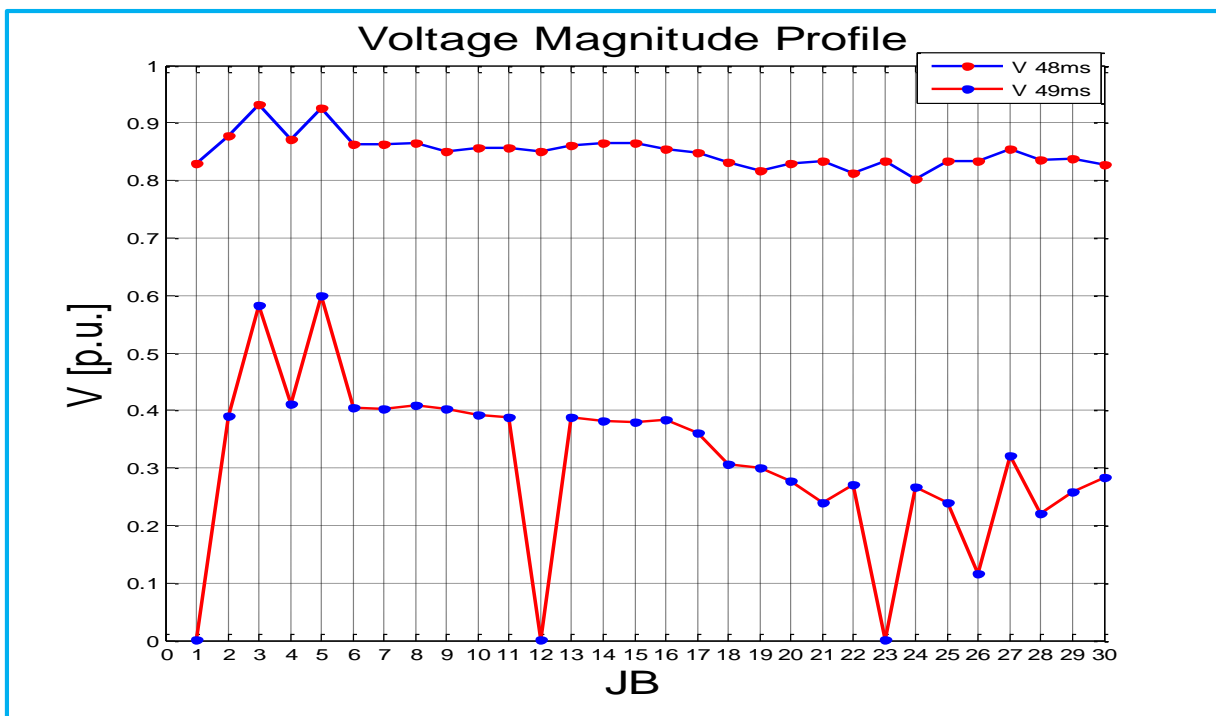
Fig(III.8.a) : vitesses de rotor correspondant à T=48ms

Fig(III.8.b) : vitesses de rotor correspondant à T= 49ms



Fig(III.8.c) : Profile de tension correspondant à $T= 48ms$

Fig(III.8.d) : Profile de tension correspondant à $T= 49ms$



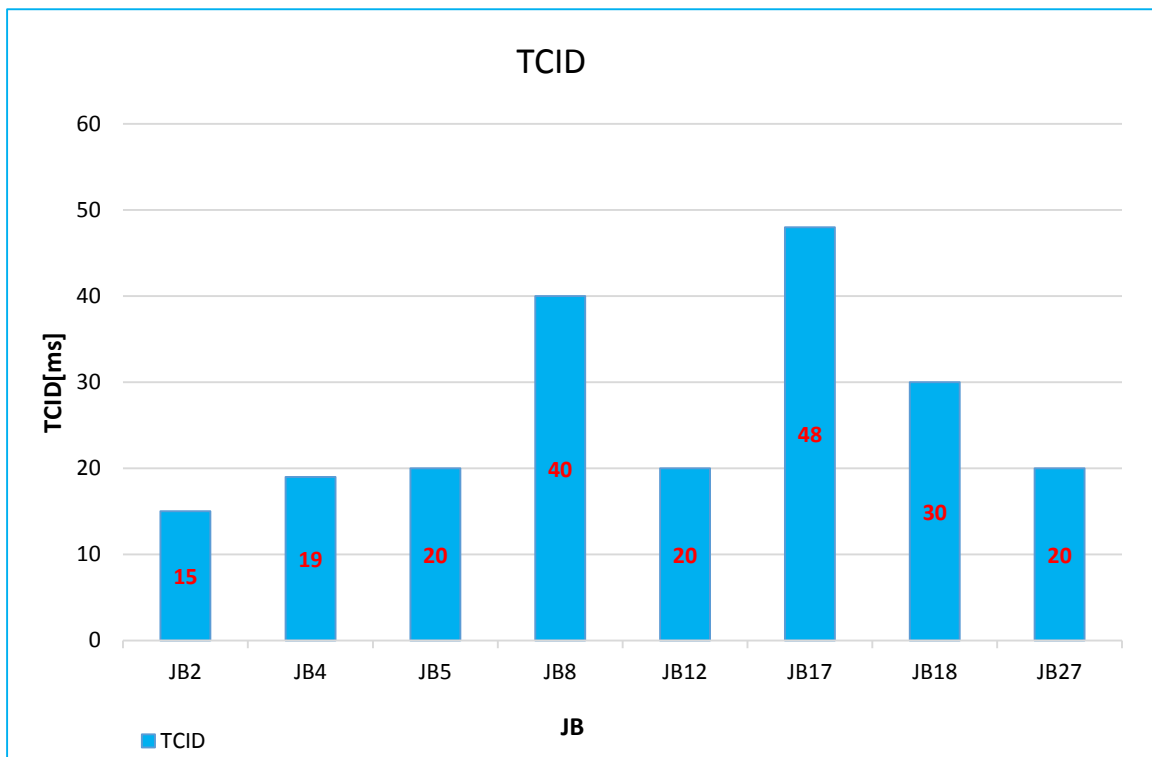
Fig(III.8.e) : Profile de tension correspondant à $T=48ms$ et $T=49ms$

- Le temps critique d'isolement de défaut est $TCID = 48ms$

D'une façon similaire on faire la même chose dans les autre JBS et les résultats mentionner dans le tableau(III.4).

Tableau III.4 : TCID pour différent emplacement de défaut

JB	JB2	JB4	JB5	JB8	JB12	JB17	JB18	JB27
TCID	15	19	20	40	20	48	30	20



Fig(III.9) : histogramme de changement de TCID

L'histogramme précédent montre que, le lieu de défaut à une influence importante sur la stabilité transitoire de notre modèle (30JB).

Interprétation

Dans tous les cas on remarque que la vitesse de générateur 1 est diverge la première Par rapporte les autres vitesses donc le réseau instable parce que l'instabilité dépend de un générateur diverge sa sera le réseau instable. Dans les JBS de charges le temps critique d'isolement de défaut grand par rapport les JBS de générations, le TCID est petit dans les lieux proche des générateurs par contre grand dans les lieux des charges.

III.7 Comparaison

D'après, les résultats précédents on remarque que dans tous les défauts, la vitesse de rotor de générateur 1 est diverge la première par rapport les autres vitesses ce qui ont divergé dans un temps très proche donc on constate que le lieu de défaut influe la stabilité transitoire de notre modèle d'étude (30JB) en changeant le temps critique d'isolement de défaut sans perdre la stabilité de réseau.

Conclusion

On conclure que l'influence de défaut dans les générateurs plus que les charge parce que le réseau est bon si on isoler un charge donc le lieu de défaut influe sur la stabilité transitoire donc l'emplacement de défaut très essentiel.

Dans le chapitre suivant nous allons intégrer des sources d'énergie renouvelable dans quelque JB, ensuite on savoir l'influence de source la sur le réseau électrique et garder la stabilité transitoire.

CHAPITRE IV

Intégration des sources Photovoltaïques dans le Réseau Electrique

Introduction

Le but de ce chapitre est l'amélioration de l'aptitude de notre réseau à supporter un défaut dans un court temps sans perdre sa stabilité par l'intégration des sources d'énergie renouvelable.

D'abord, le besoin d'intégration d'énergie électrique photovoltaïque dans le réseau électrique, ainsi que les problèmes liés à cette intégration, tout en se basant sur le problème de la stabilité transitoire du réseau, après l'étude de l'influence des lieux des défauts dans le réseau de 30JB et sa stabilité transitoire.

Dans le chapitre précédent, on va intégrer un photovoltaïque dans quelque JB avec le défaut et calculer le temps critique d'isolement de défaut par logiciel **PSAT 2.1.9** et **MATLAB 10**.

IV.1 Besoin de l'intégration de l'énergie photovoltaïque dans le Réseau électrique

Une des conséquences de l'ouverture du marché de l'électricité est le développement d'une production décentralisée, de sources d'énergie renouvelable.

L'intégration dans les réseaux électriques des sources à énergie renouvelables, et plus particulièrement celles soumises aux aléas du climat telles que les énergies éolienne et solaire, et d'une manière plus générale de la production décentralisée va nécessiter d'importants aménagements de ces réseaux, ainsi que la mise en œuvre de nouveaux équipements et de nouvelles méthodes de gestion.

Le défi est de maintenir la fiabilité et la qualité de l'alimentation des particuliers et des entreprises en énergie électrique malgré la libéralisation du marché de l'électricité et l'utilisation croissante de sources à énergies renouvelables [HEI 05].

IV.2 Avantages d'intégration des sources d'énergie renouvelable

- Sources inépuisable (n'est pas limitée), par contre les centrales classiques sont épuisables.
- Réduction de dégagement des gazes toxiques, par contre les centrales classiques (effet de serre, le trop de zone).
- Augmentation de la durée de vie des réserves des fossiles.
- Minimisation de prix de consommation.

IV.3 Stratégie d'analyse

On analyse le réseau de 30JB après l'intégration des sources renouvelables (photovoltaïque) dans quelque jeux de barre, la regarde sa stabilité transitoire et calcule le temps critique d'isolement de défaut.

Le modèle de générateur photovoltaïque indiqué dans la figure suivante :

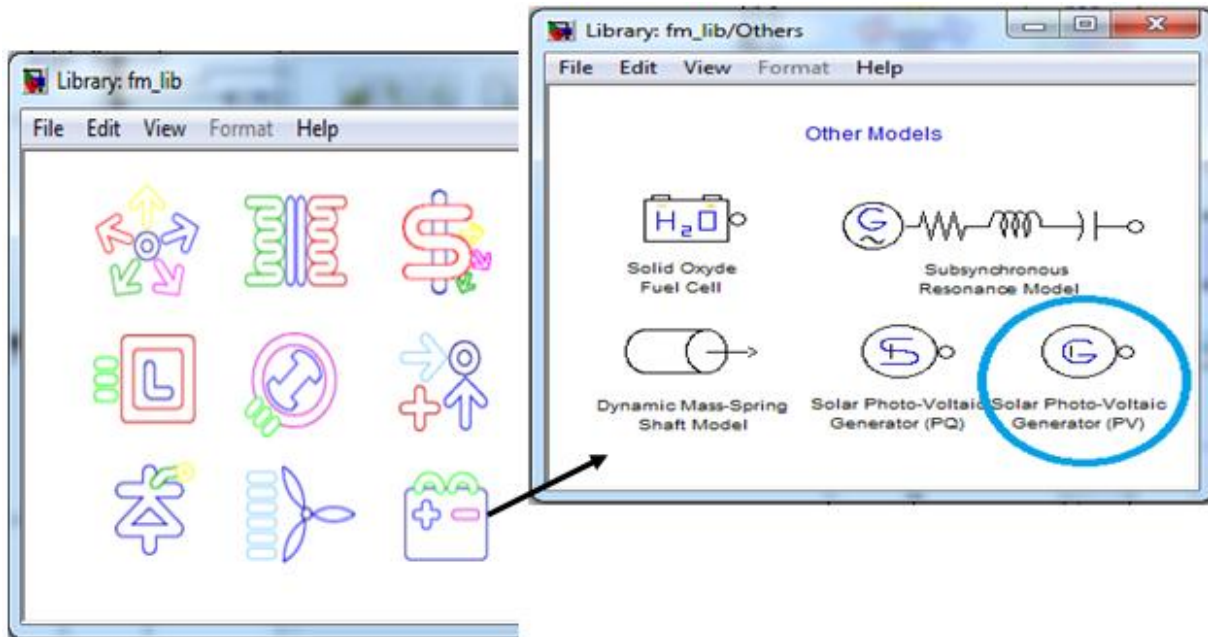
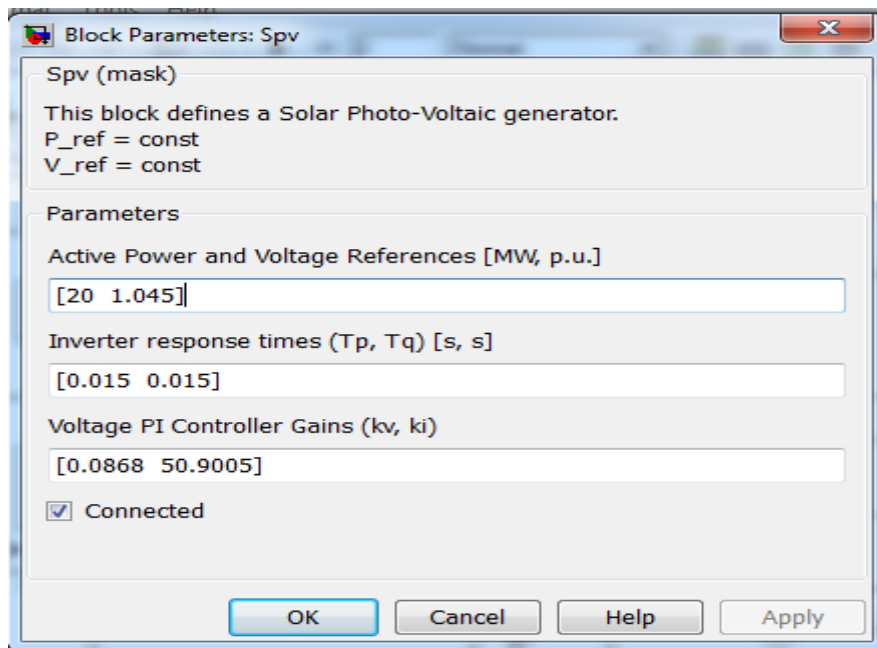


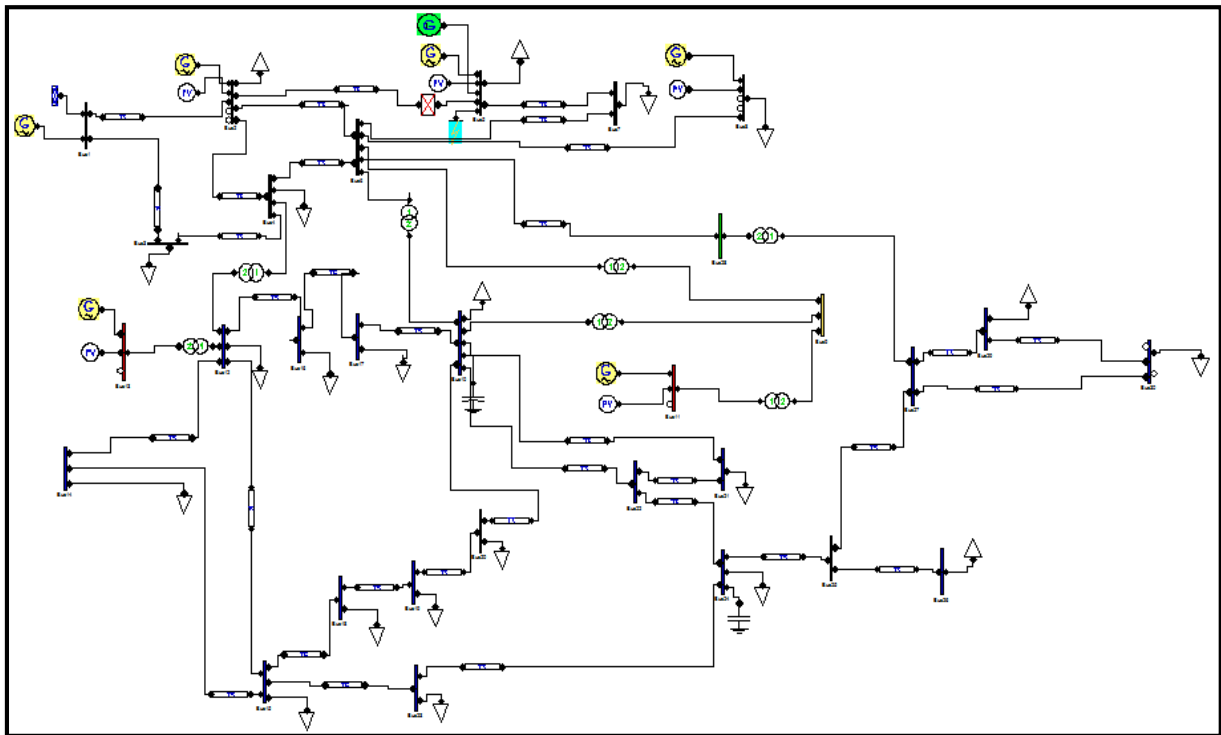
Fig (IV.1) : block modèle photovoltaïque



Fig(IV.2) : paramètre de modèle photovoltaïque

- Dans ce block on change la valeur de puissance active

IV.4 Intégration d'une source photovoltaïque dans le réseau de 30JB (IEEE)



Fig(IV.3) : Schéma d'intégration d'une photovoltaïque dans le réseau de 30JB avec un défaut

IV.5 Influence du lieu d'une source photovoltaïque

Dans ce cas, on va calculer le temps critique d'isolement du défaut dans notre modèle d'étude (réseau de 30 JB) avec source photovoltaïque et en observant le comportement transitoire du modèle.

On pose 50MW de puissance active dans le générateur photovoltaïque et le même dans le générateur de synchronisme et en observant le comportement transitoire du modèle.

❖ Défaut au niveau de JB12 (générateur 6) connecté avec photovoltaïque

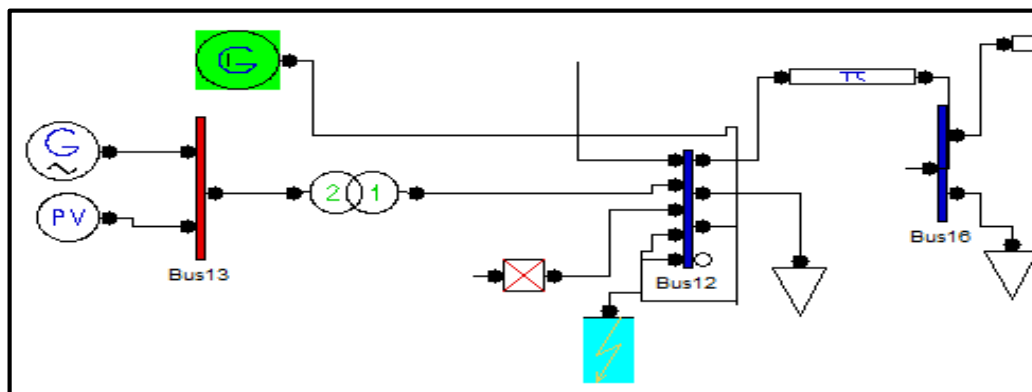
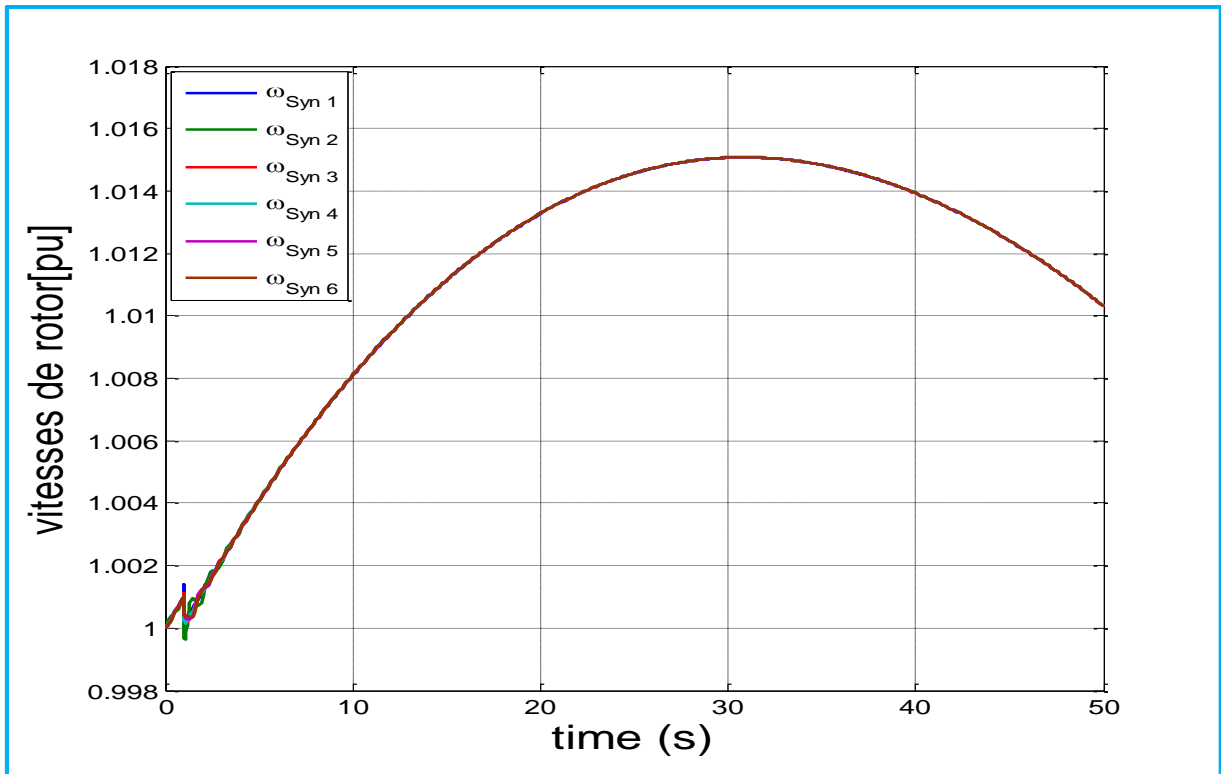
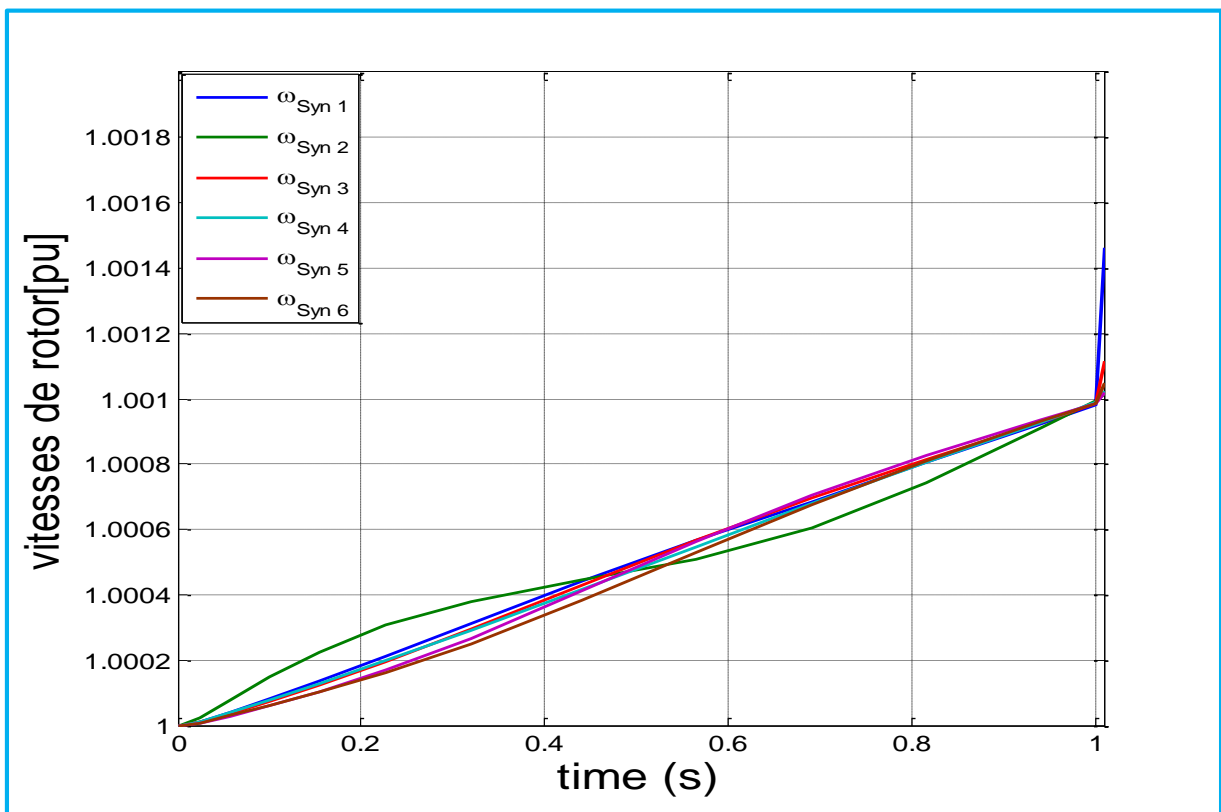


Fig (IV.4) : Intégration avec défaut au JB12

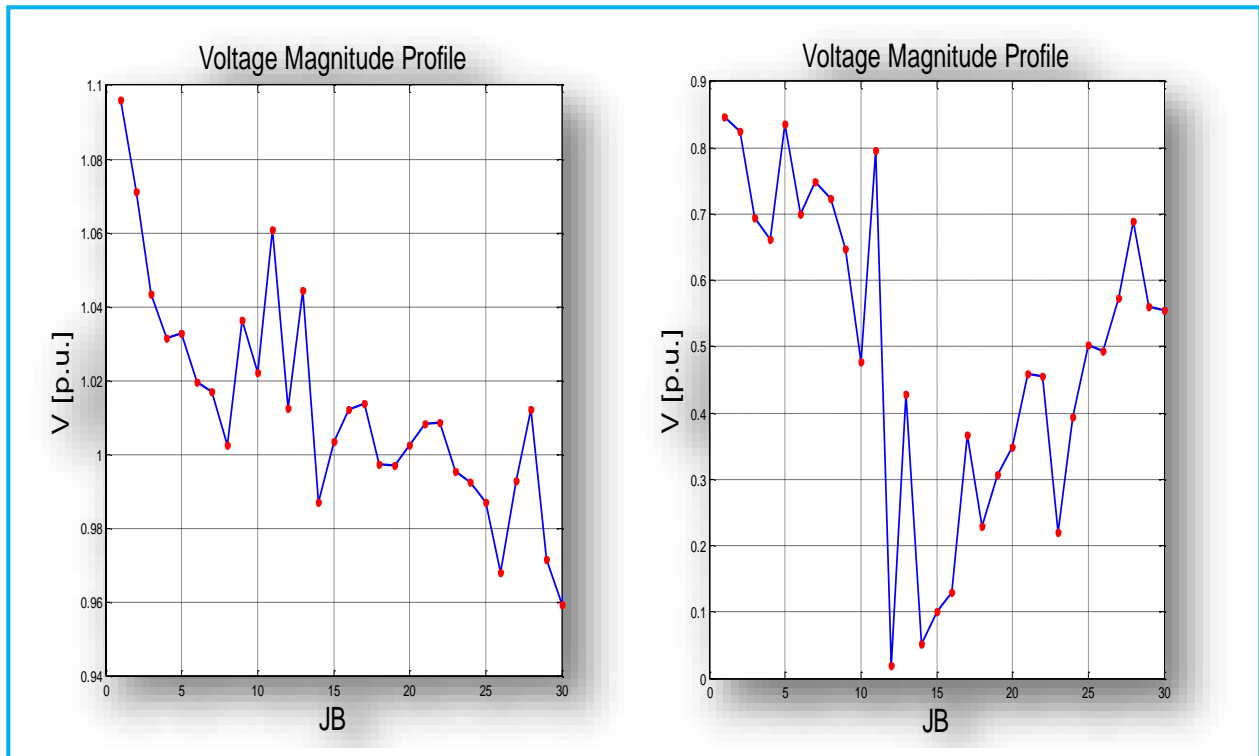
IV.6 Résultats de simulation et interprétation :



Fig(IV.4.a) : Vitesses de rotor correspondant à T=7ms

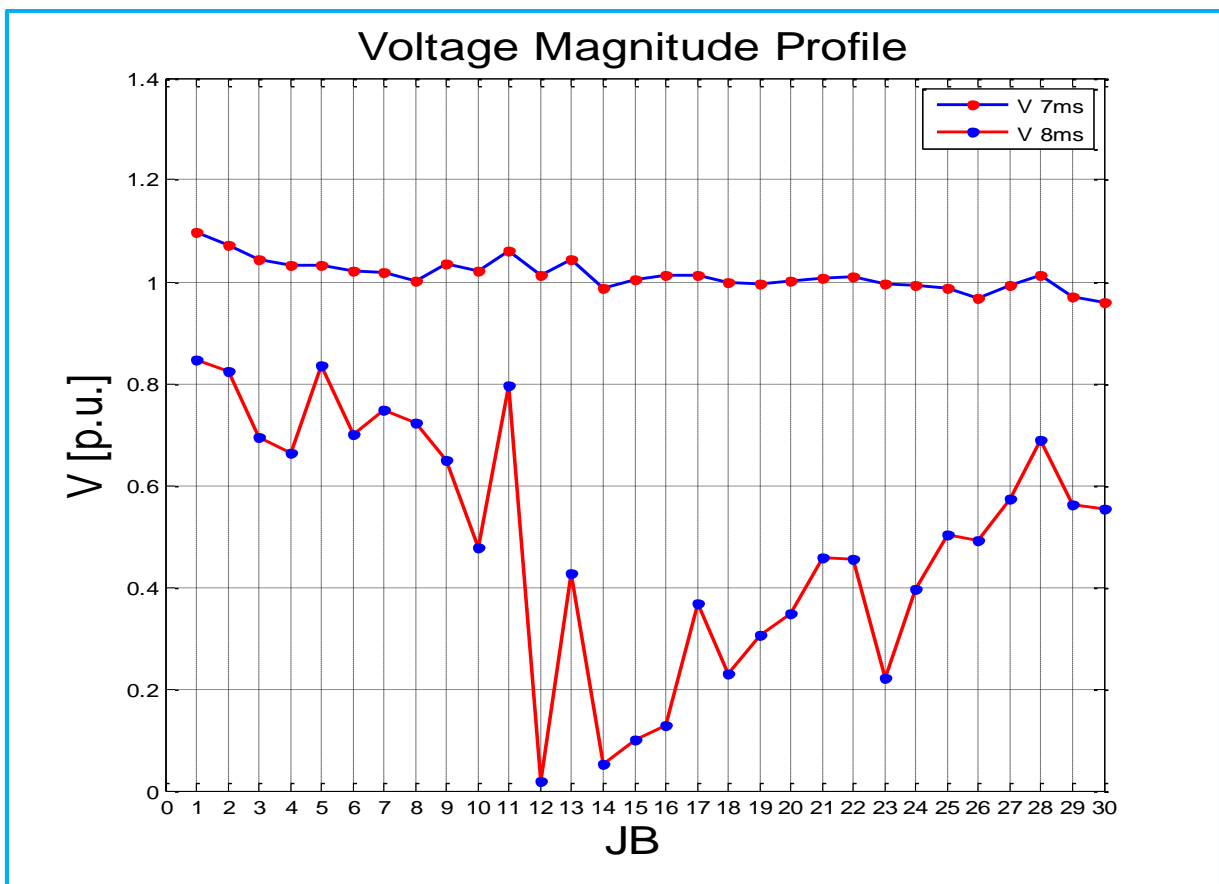


Fig(IV.4.b) : Vitesses de rotor correspondant à T=8ms



Fig(IV.4.c) : profile de tension correspondant à $T=7ms$

Fig(IV.4.d) : profile de tension correspondant à $T= 8ms$



Fig(IV.4.e) : Profile de tension correspondant à $T=7ms$ et $T=8ms$

Le temps critique d'isolement de défaut est : **TCID=7ms**

Taux d'intégration est : 7%

On remarque que le temps critique d'isolement de défaut diminue de **20ms à 7ms** donc l'intégration de la source photovoltaïque de notre modèle d'étude diminue le temps critique d'isolement de défaut.

On fait les mêmes étapes pour le jeu de barre 18.

❖ **Défaut au niveau de JB18 connecté avec photovoltaïque**

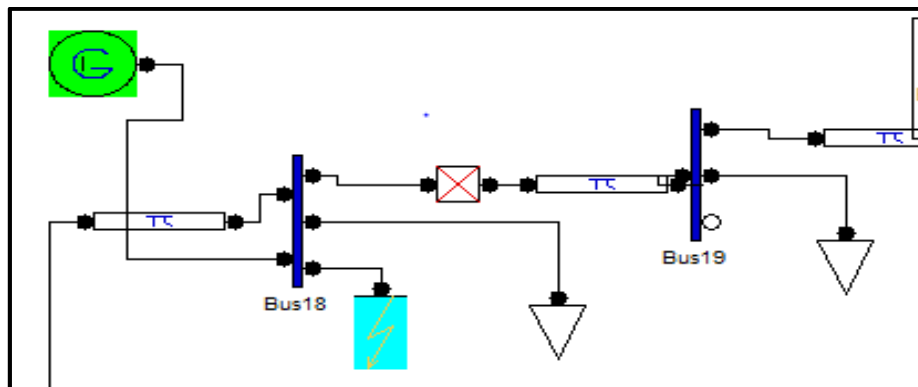
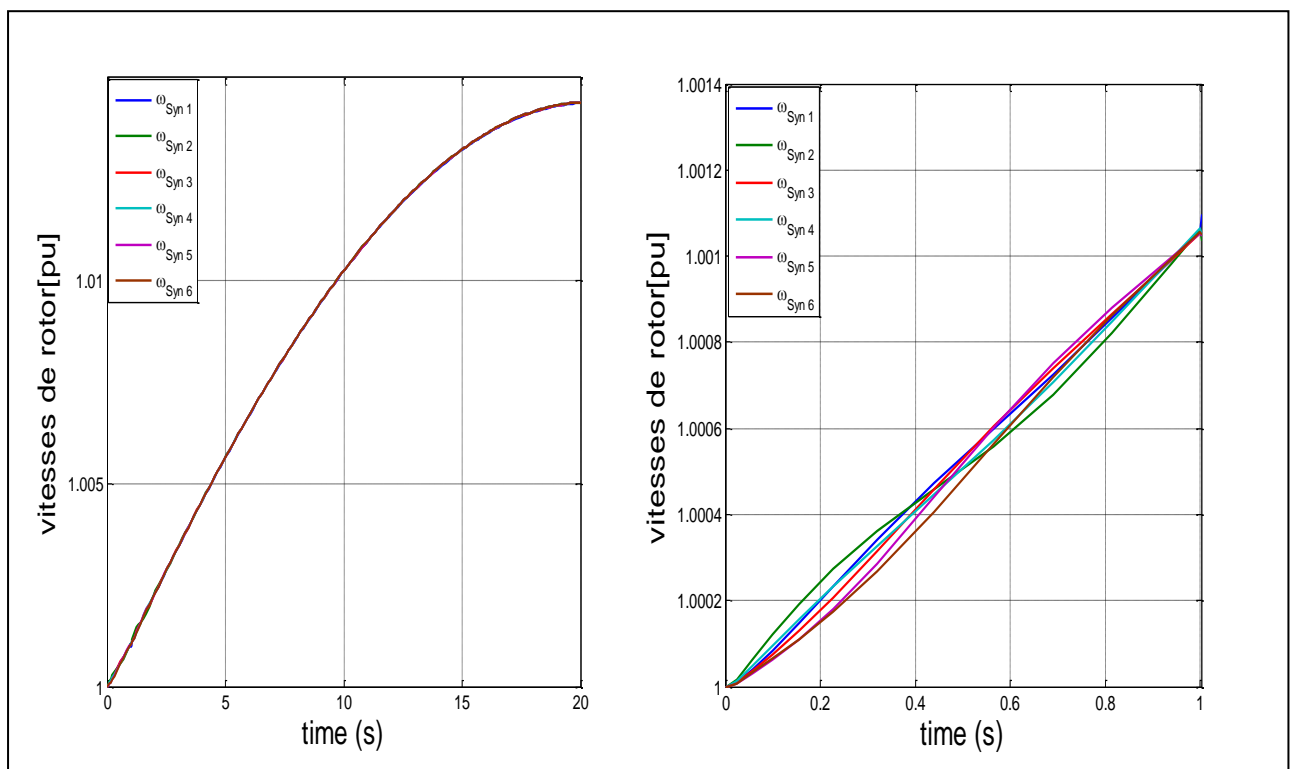
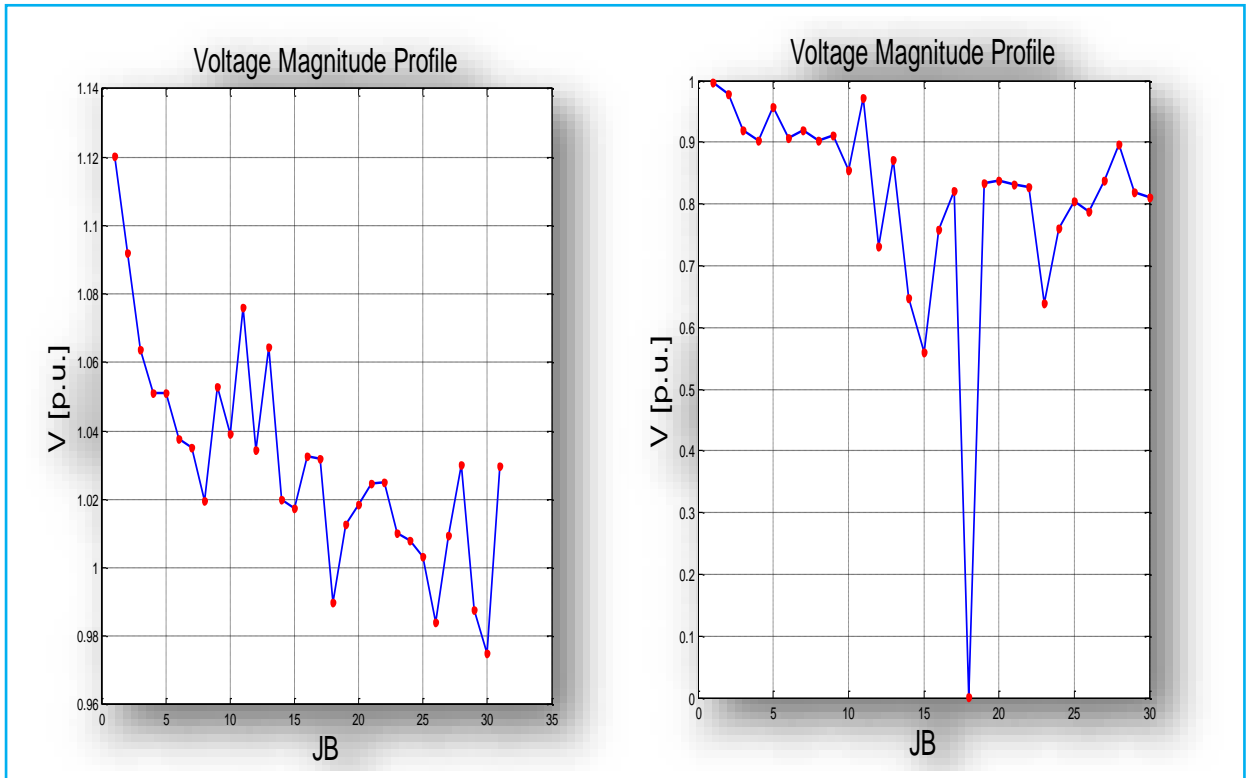


Fig (IV.5) : intégration avec défaut au JB18



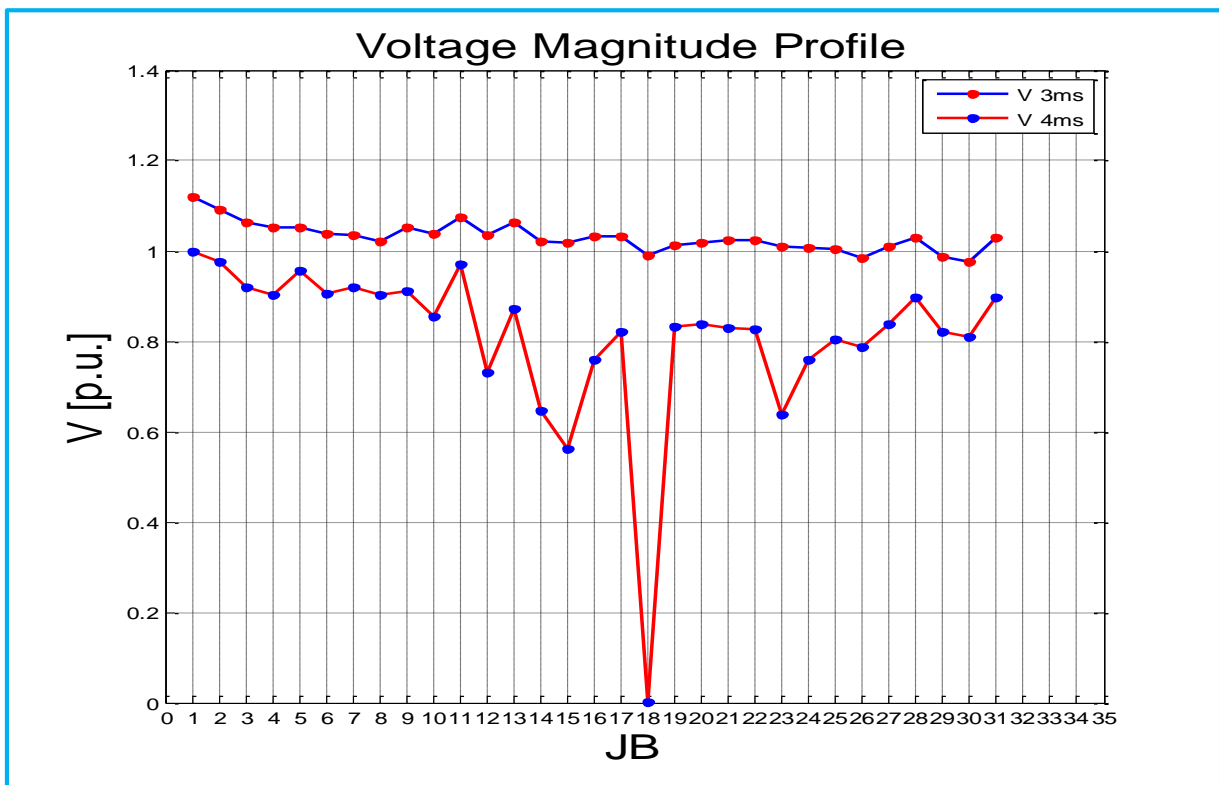
Fig(IV.5.a) : Vitesses de rotor correspondant à T=3ms

Fig(IV.5.b) : Vitesses de rotor correspondant à T= 4ms



Fig(IV.5.c) : profile de tension correspondant à **T=3ms**

Fig(IV.5.d) : profile de tension correspondant à **T= 4ms**



Fig(IV.5.e) : Profile de tension correspondant à **T=3ms** et **T=4ms**

- Le temps critique d'isolement de défaut est : **TCID=3ms**
- **Taux d'intégration est : 7%**

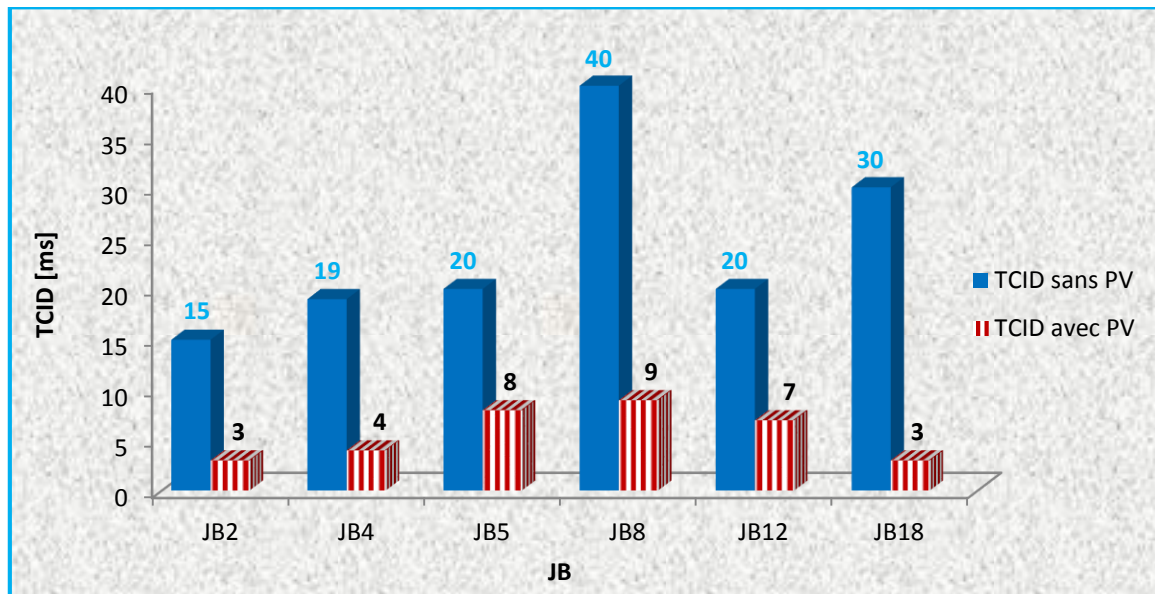
On remarque que le temps critique d'isolement de défaut diminue de **30ms à 3ms** donc l'intégration de la source photovoltaïque de notre modèle d'étude diminue TCID.

D'une façon similaire on fait la même chose dans les autres JBS, à chaque fois on remplace un générateur photovoltaïque dans le lieu de défaut avec le changement de la puissance active de PV aussi le générateur classique et calcule de temps critique d'isolement de défaut comme indiqué dans le tableau suivant.

Tableau IV.1 : TCID pour différent emplacement de défaut avec PV

Jeux de barres	JB2	JB4	JB5	JB8	JB12	JB18
Active power [MW]	0.2	0.2	0.05	0.05	0.06	0.06
TCID [ms]	3	4	8	9	7	3
Taux d'intégration(%)	23	23	6	6	7	7

Le tableau ci-dessus montre que le TCID et le taux d'intégration diminuent si à chaque fois change l'emplacement de défaut et l'intégration de PV.



Fig(IV.5.f) : histogramme de changement de TCID avec et sans PV

L'histogramme précédent montre que, le lieu de défaut a une influence importante sur la stabilité transitoire de notre modèle.

On faire la même chose dans les cas suivants mais on change la valeur de la puissance active de deux générateurs (photovoltaïque et fossile).

IV.7 Influence du lieu d'intégration d'une photovoltaïque par 20MW de puissance totale

Dans, ce cas on va calculer le temps critique d'isolement du défaut dans notre modèle d'étude (réseau de 30 JB) avec photovoltaïque et on pose **20MW** de puissance active dans le générateur photovoltaïque aussi **80MW** dans le générateur de synchronisme et le changement d'emplacement de défaut et le photovoltaïque avec la garde de la stabilité transitoire.

❖ **Défaut au niveau de JB12 (générateur 6)**

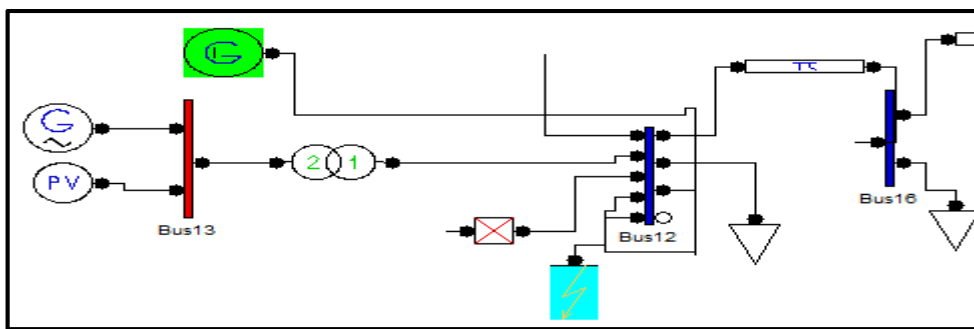
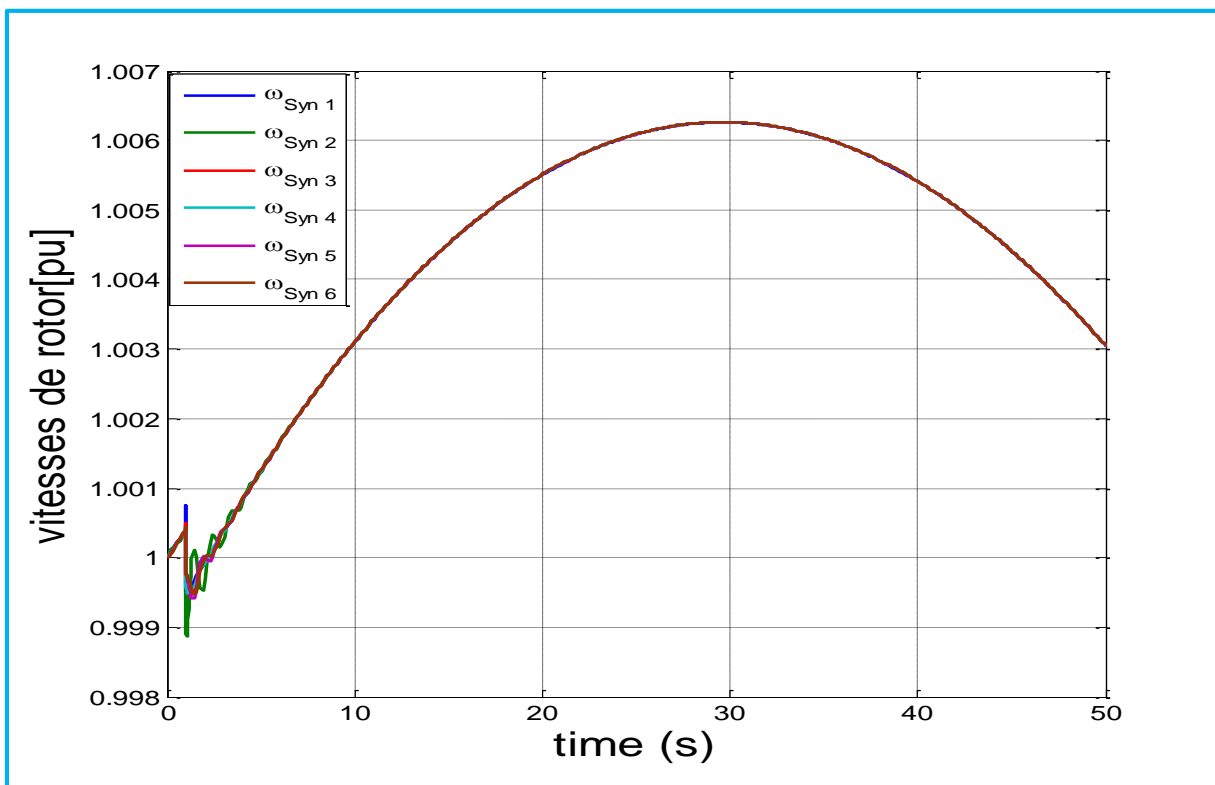
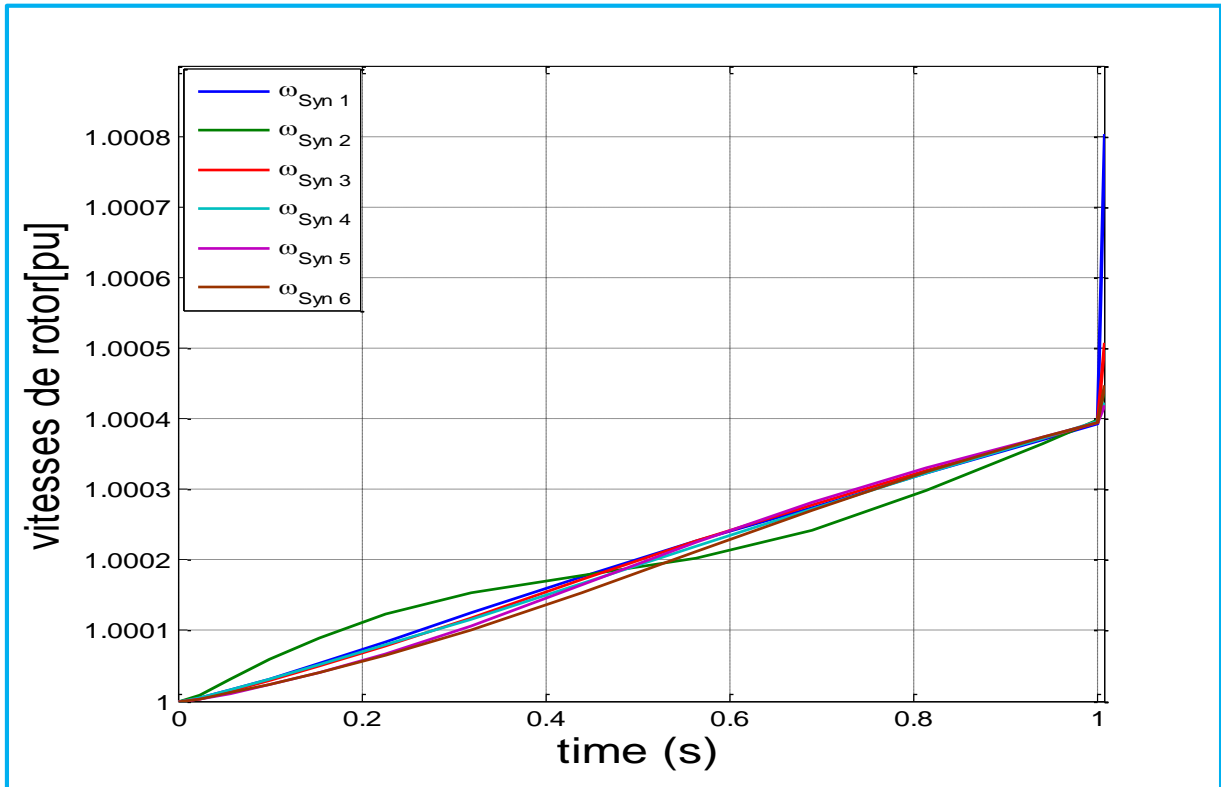


Fig (IV.6) : Intégration avec défaut au JB12

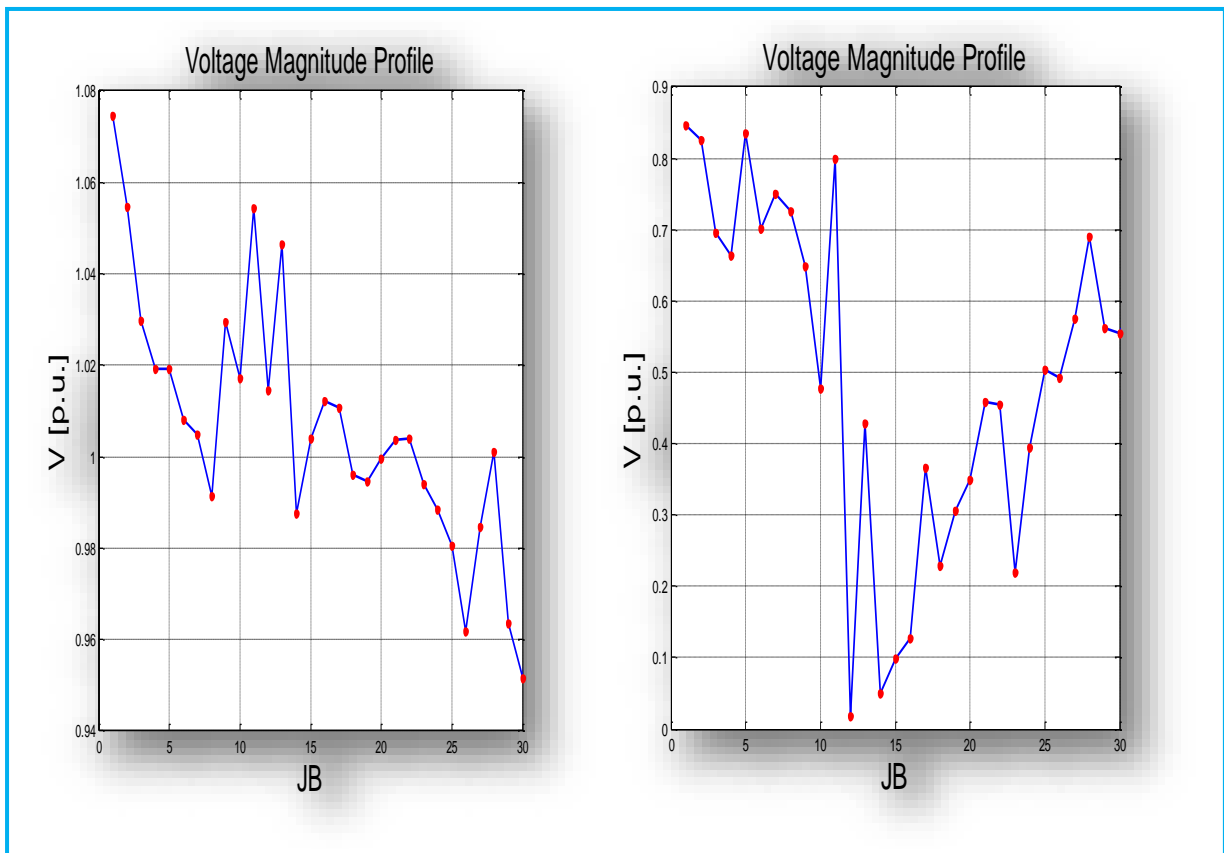
Résultats de simulation et interprétation :



Fig(IV.6.a) : Vitesses de rotor correspondant à T=6m

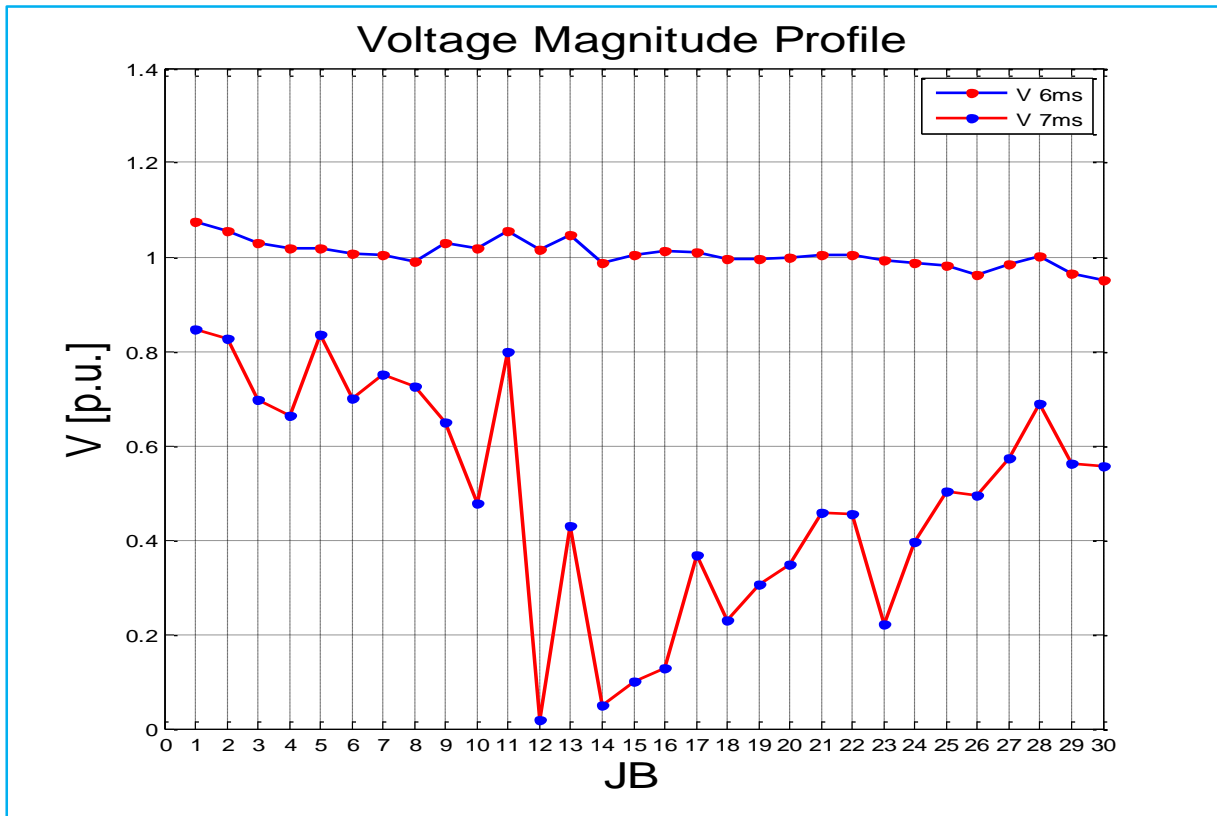


Fig(IV.6.b) : Vitesses de rotor correspondant à T=7ms



Fig(IV.6.c) : Profile de tension correspondant à T=6ms

Fig(IV.6.d) : Profile de tension correspondant à T= 7ms



Fig(IV.6.e) : Profile de tension correspondant à T=6ms et T=7ms

Le temps critique d'isolement de défaut est : TCID=6ms

Taux d'intégration est : 11%

On remarque que le temps critique d'isolement de défaut diminue de 20ms à 6ms.

❖ Défaut au niveau de JB18 connecté avec photovoltaïque

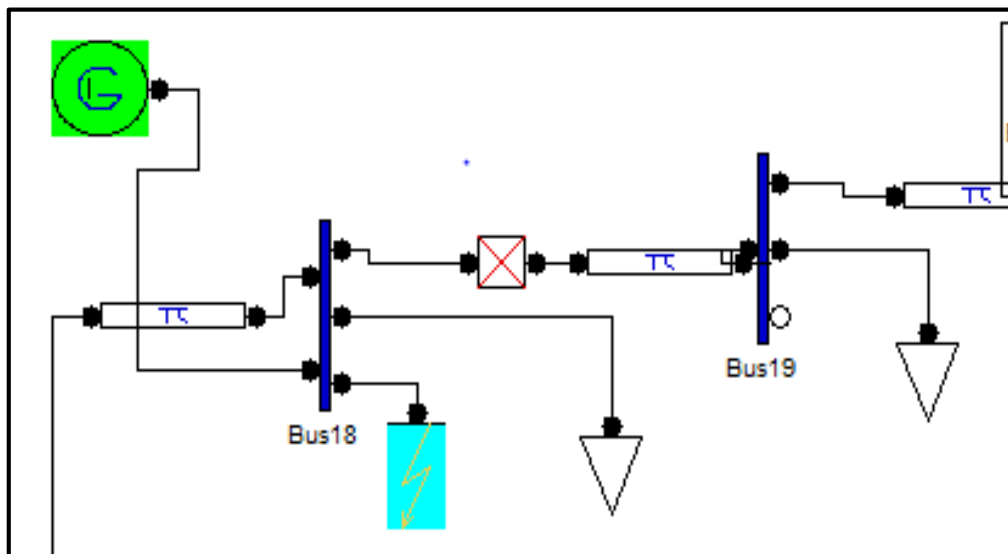
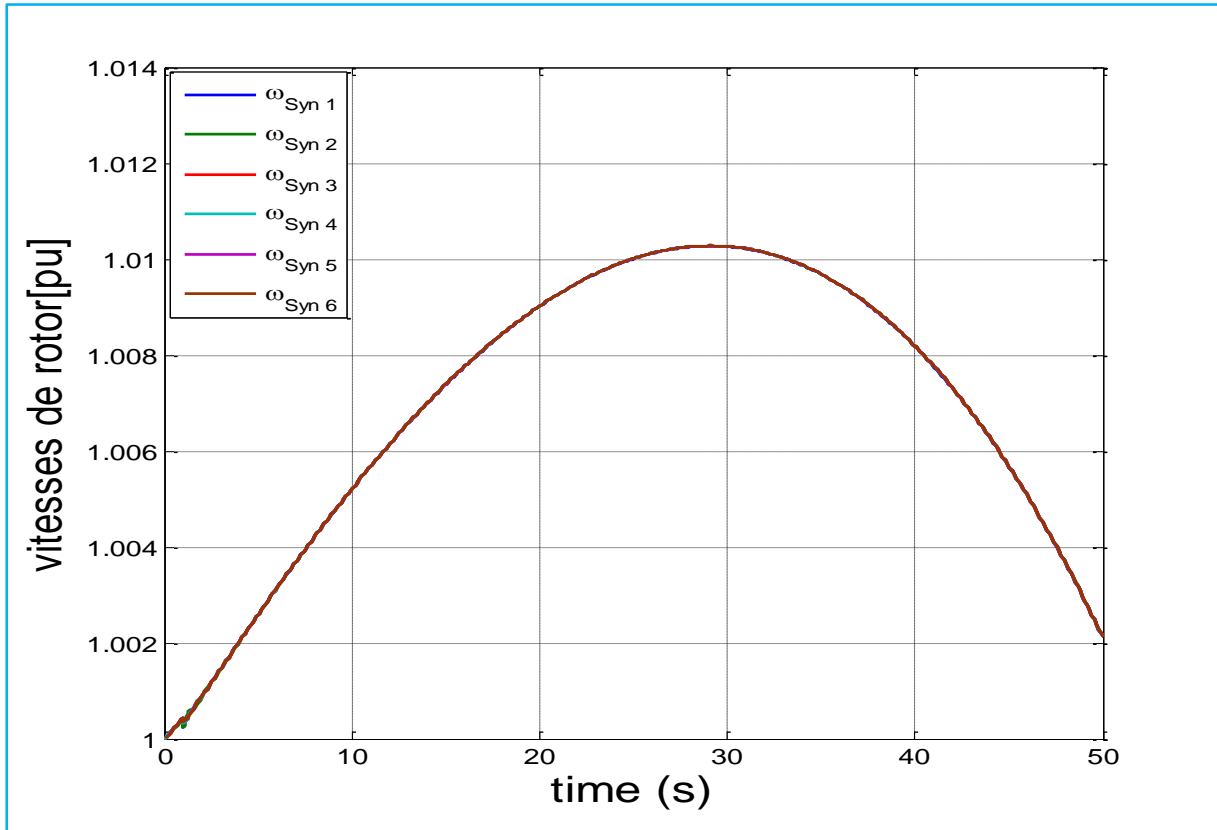
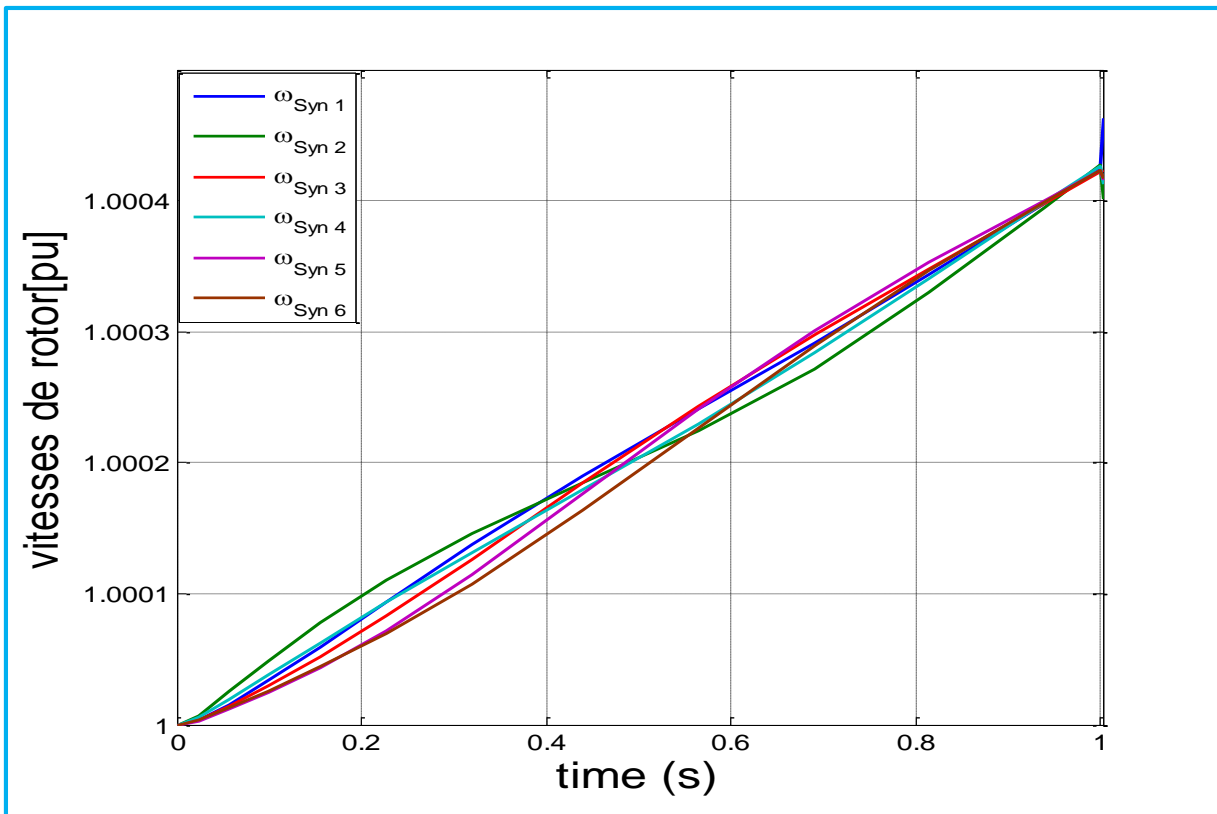


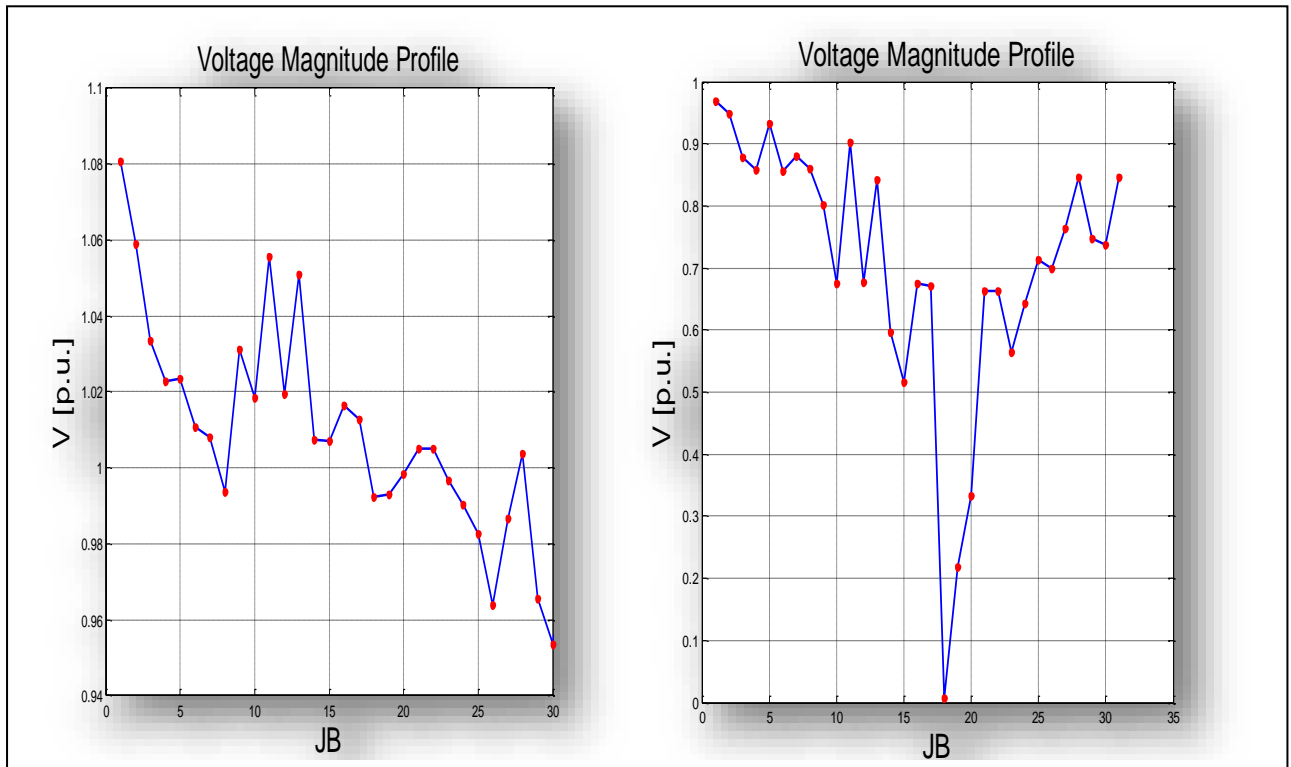
Fig (IV.7) : intégration avec défaut au JB18



Fig(IV.7.a) : Vitesses de rotor correspondant à T= 2ms

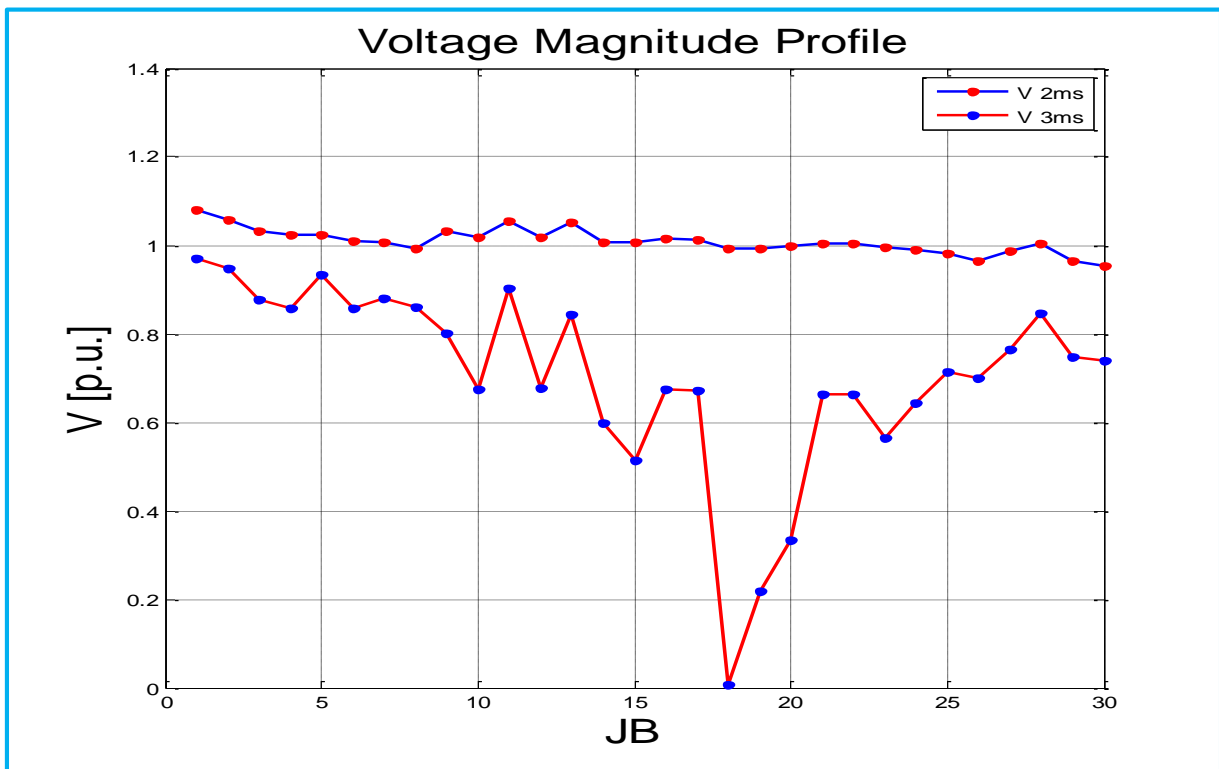


Fig(IV.7.b) : Vitesses de rotor correspondant à T=3ms



Fig(IV.7.c) : Profile de tension correspondant à **T=2ms**

Fig(IV.7.d) : Profile de tension correspondant à **T= 3ms**



Fig(IV.7.e) : Profile de tension correspondant à **T=3ms** et **T=4ms**

Le temps critique d'isolement de défaut est : **TCID=3ms**

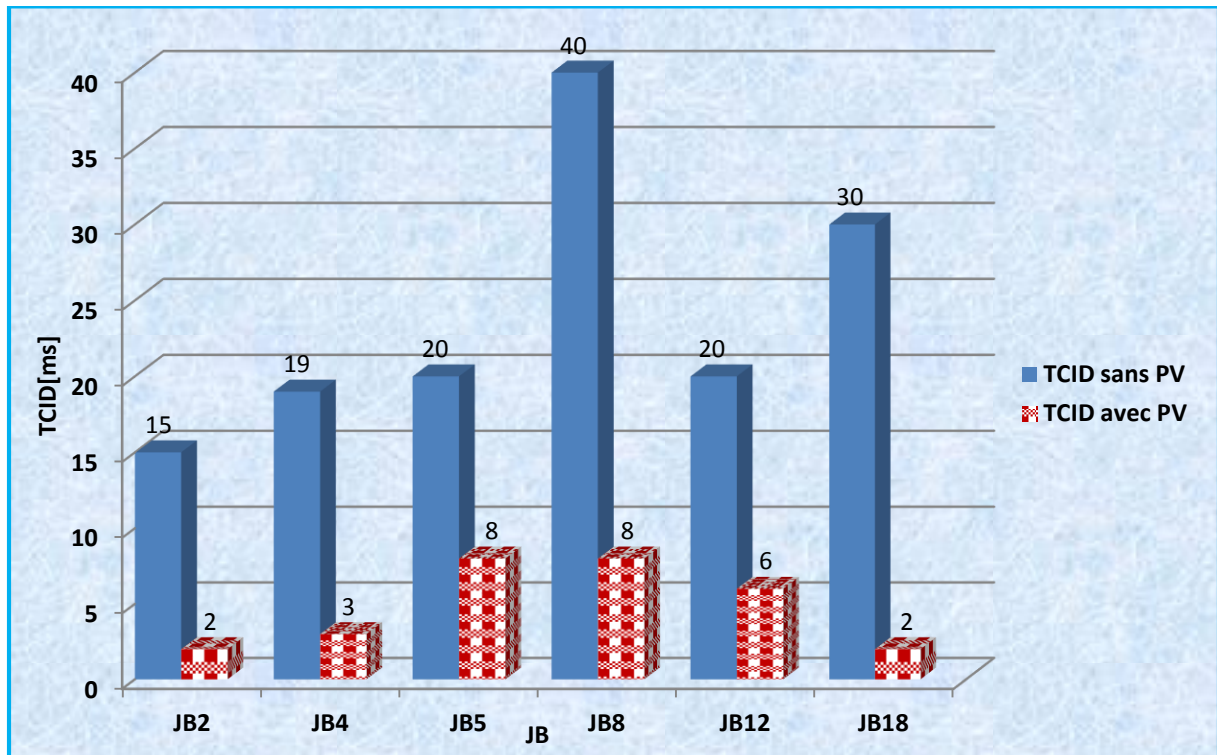
Taux d'intégration est :7%

On remarque que le temps critique d'isolement de défaut diminue de **30ms à 3ms** donc l'intégration de la source photovoltaïque de notre modèle d'étude diminue le temps critique d'isolement de défaut.

A chaque fois que l'on change l'emplacement de la source photovoltaïque et calcule le temps critique d'isolement de défaut comme décrit dans le tableau suivant :

Tableau IV.2 : TCID pour différents lieux de défaut

Jeux de barres	JB2	JB4	JB5	JB8	JB12	JB18
Active power [MW]	40	20	5	5	5	6
TCID [ms]	2	3	8	8	6	2
Taux d'intégration(%)	38	38	10	10	11	11



Fig(IV.7.f) : Histogramme de changement de TCID avec et sans PV

L'histogramme précédent montre que, le lieu de d'intégration de source photovoltaïque à une influence importante sur la stabilité transitoire de notre modèle en diminuant le temps critique d'isolement de défaut.

• **Comparaisons**

D'après, les résultats précédant on constate que l'intégration de la source photovoltaïque dégrader la stabilité transitoire de notre modèle d'étude en diminuant le temps critique d'isolement de défaut.

Dans, le cas suivant on intégrer deux sources d'énergie renouvelables (photovoltaïque) et fais les mêmes étapes précédant et calcule le TCID.

IV.8 Influence du lieu de deux sources photovoltaïques avec intégration de 50MW

Dans ce cas, on va calculer le temps critique de l'isolement du défaut de notre modèle d'étude (réseau de 30 JB) avec intégration de deux PV à différent lieu.

- On pose deux générateurs photovoltaïques à différents lieu avec un défaut (courte circuit triphasé).
- chaque fois changer la puissance active des générateurs photovoltaïques et classiques de valeur 50MW.
- On change aussi la valeur de tension dans le disjoncteur et le défaut.

Après, les étapes précédant les résultats apparait dans le cas suivant :

❖ **Défaut au niveau de JB8**

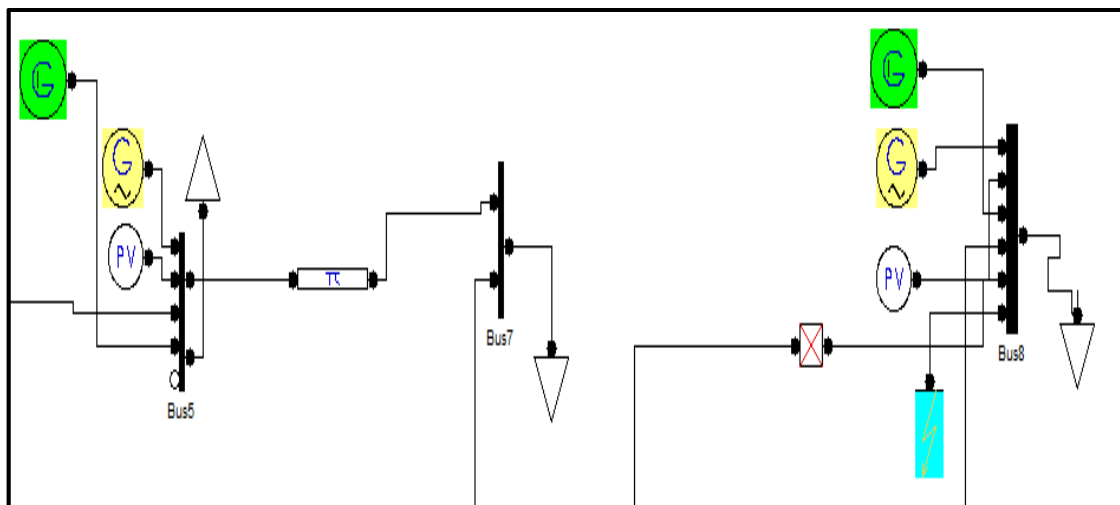
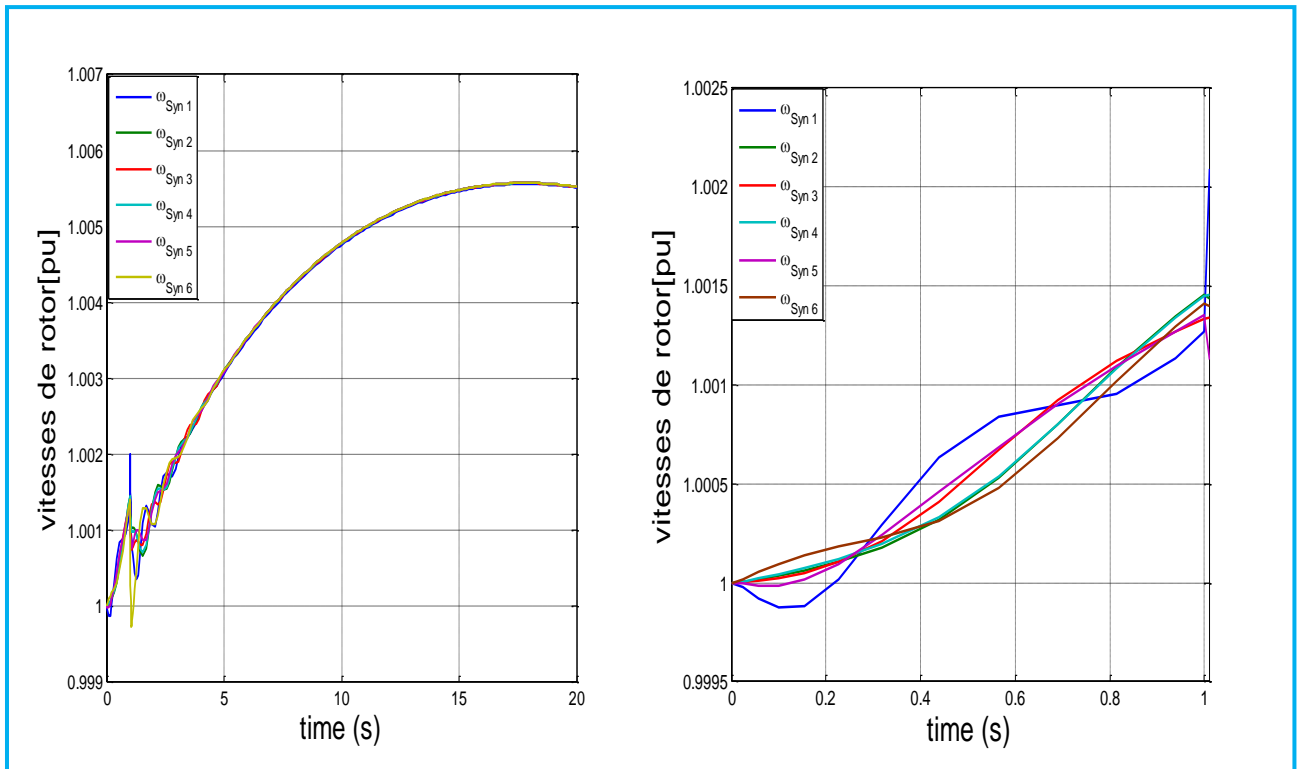


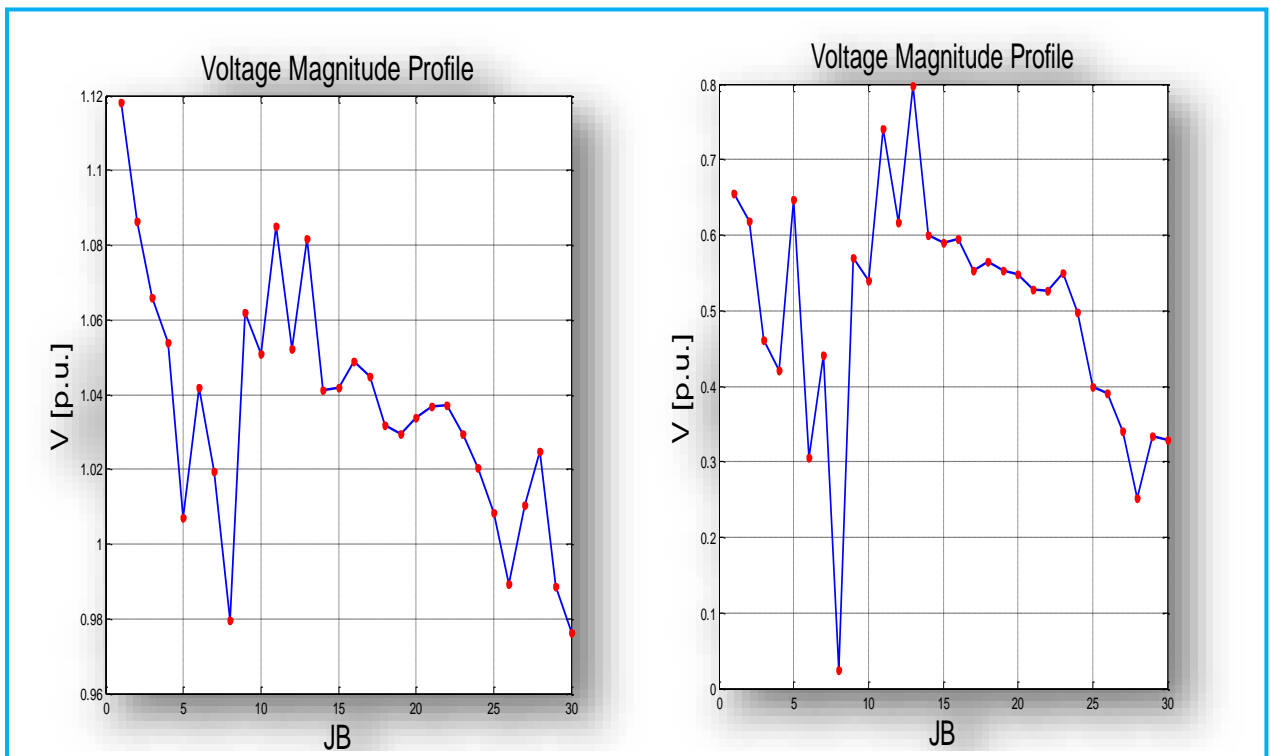
Fig (IV.8) : Deux photovoltaïques connecté au JB5 et JB8

• Résultats de simulation et interprétations



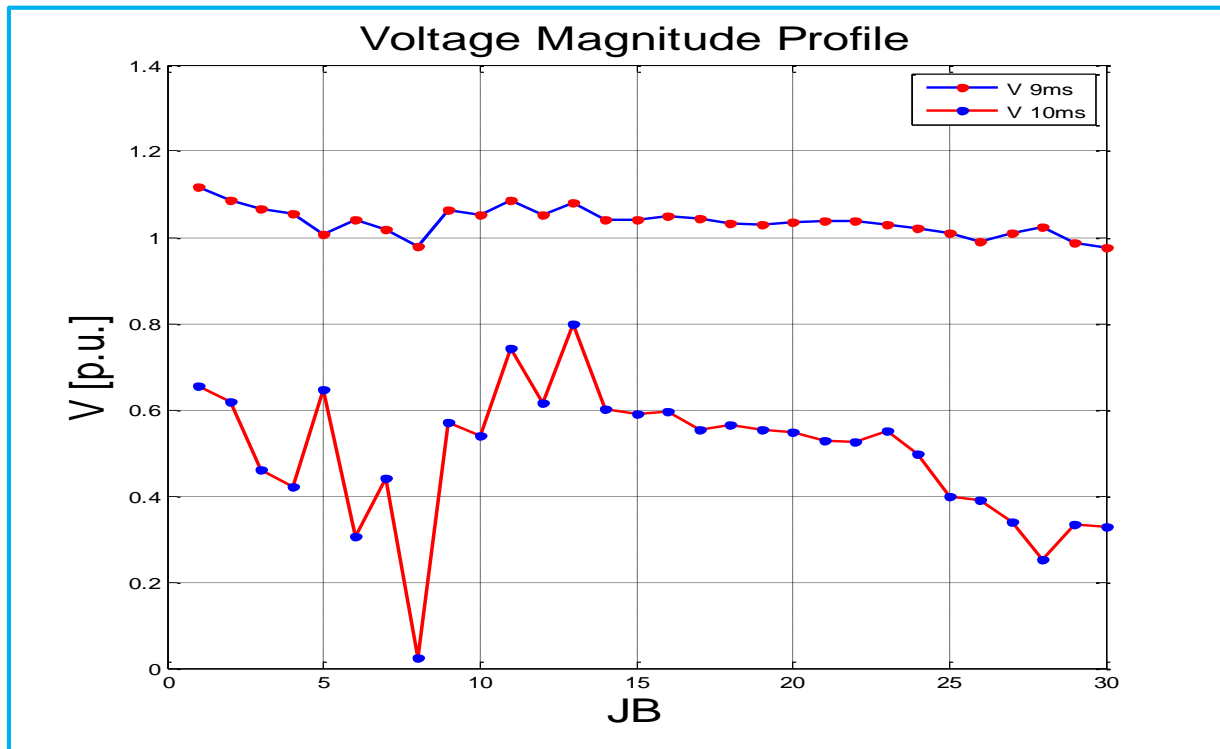
Fig(IV.8.a) : Vitesses de rotor correspondant à **T=9ms**

Fig(IV.8.b) : Vitesses de rotor correspondant à **T= 10ms**



Fig(IV.8.c) : Profile de tension correspondant à **T=9ms**

Fig(IV.8.d) : Profile de tension correspondant à **T= 10ms**



Fig(IV.8.e) : Profile de tension correspondant à T=9ms et T=10ms

Le temps critique d'isolement de défaut est : **TCID=9ms**

Taux d'intégration est : 11%

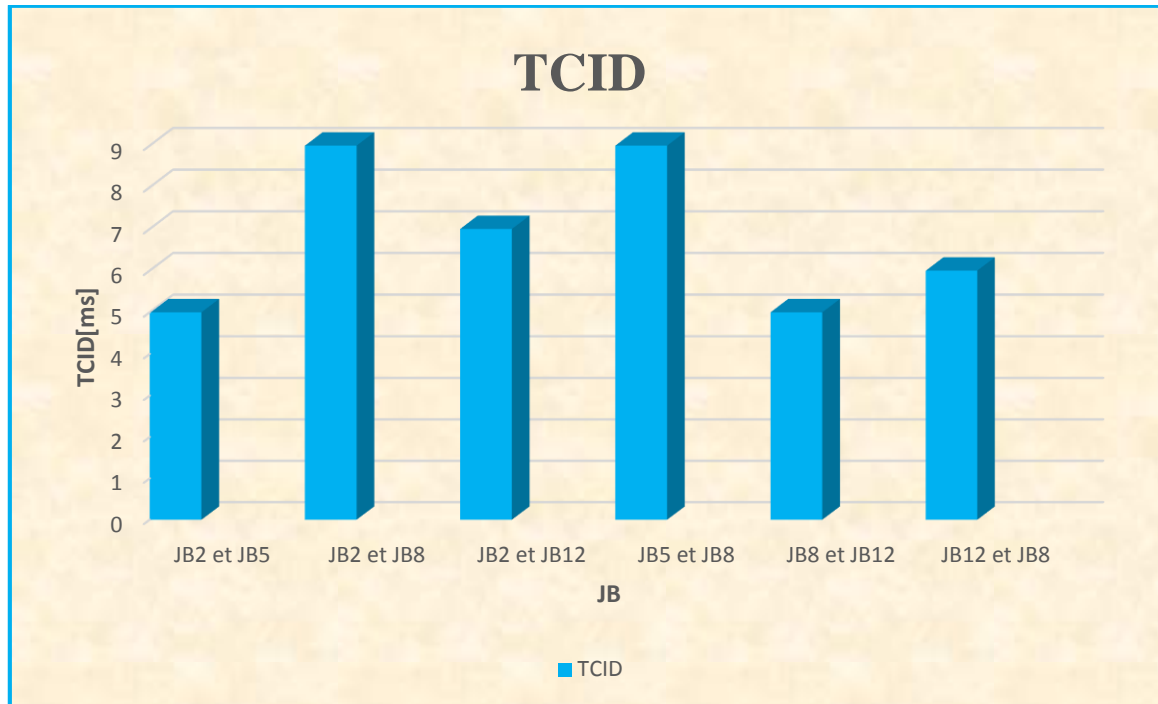
Interprétation :

On remarque que l'intégration de deux photovoltaïques diminuer le TCID

D'une façon similaire on change l'emplacement de deux photovoltaïques et calculer le TCID comme indiqué dans le tableau suivant :

Tableau IV.3 : TCID pour différent lieu des sources photovoltaïques

Jeux de barres	JB2et JB5	JB2 et JB8	JB2 et JB12	JB5 et JB8	JB8 et JB12	JB 12 et JB 8
Active power [MW]	25	25	26	10	11	11
TCID [ms]	5	9	7	9	5	6
Taux d'intégration(%)	30	30	31	12	13	13



Fig(IV.8.f) : Histogramme de changement de TCID avec PV

L’histogramme précédant montre que l’intégration de deux sources photovoltaïques diminue le temps critique d’isolement de défaut donc dégrade la stabilité transitoire.

IV.9 Influence du lieu de deux sources photovoltaïques avec intégration de 20MW

Dans ce cas, on va calculer le temps critique de l’isolement du défaut du modèle d’étude (réseau de 30 JB) avec intégration de deux PV à différent lieu, la valeur de la puissance active de générateur PV 20MW et générateur classique 80MW.

❖ Défaut au niveau de JB8

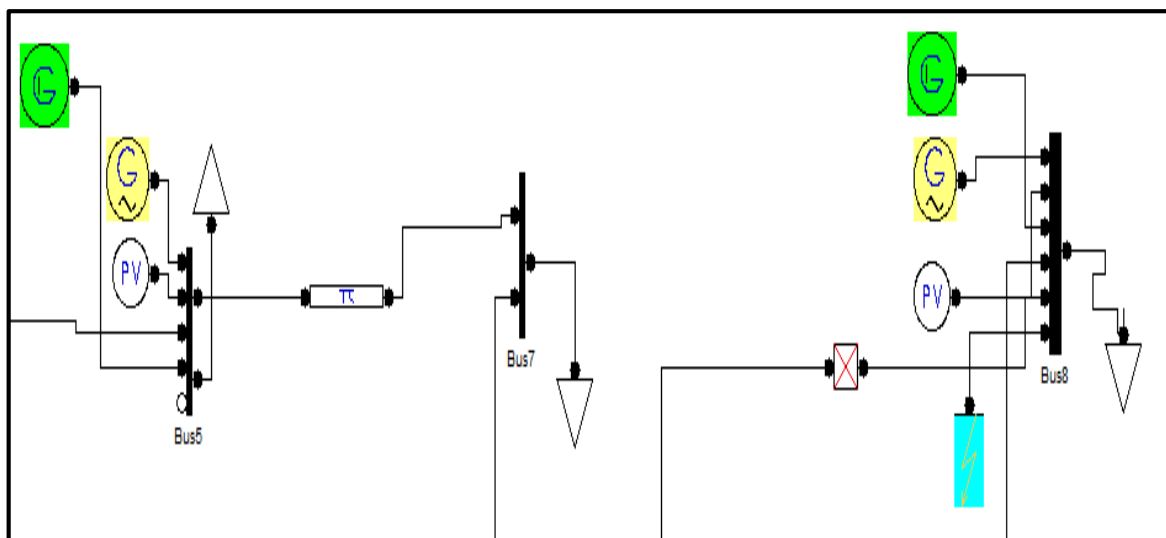
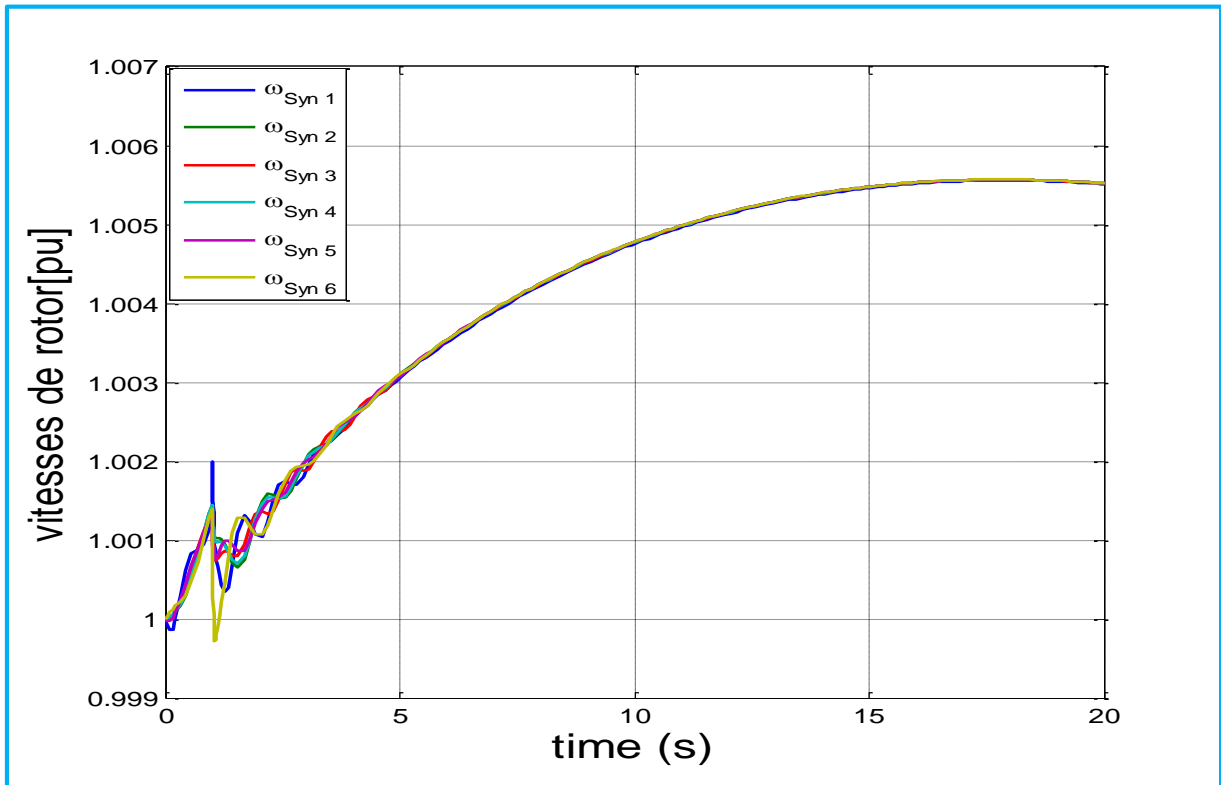
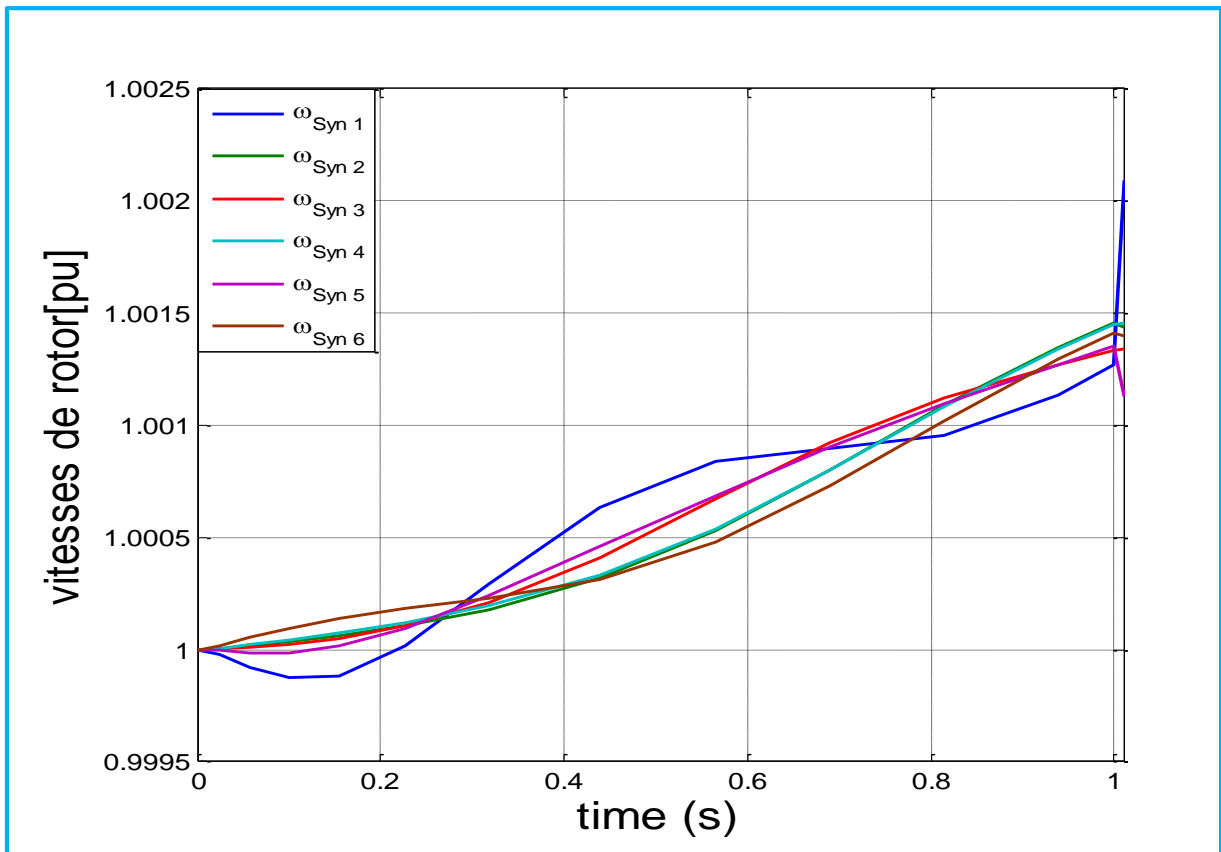


Fig (IV.9) : deux photovoltaïque connecté au JB5 et JB8

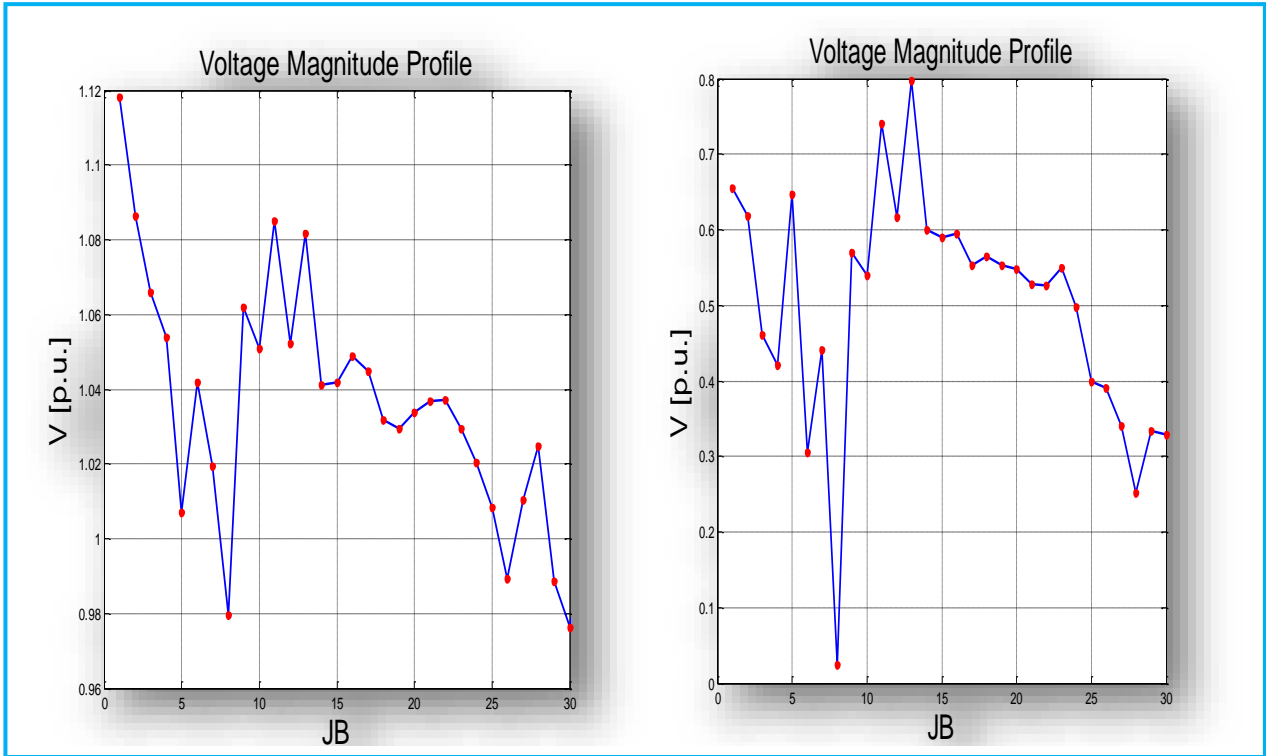
• Résultats de simulation et interprétation :



Fig(IV.9.a) : Vitesses de rotor correspondant à T= 8ms

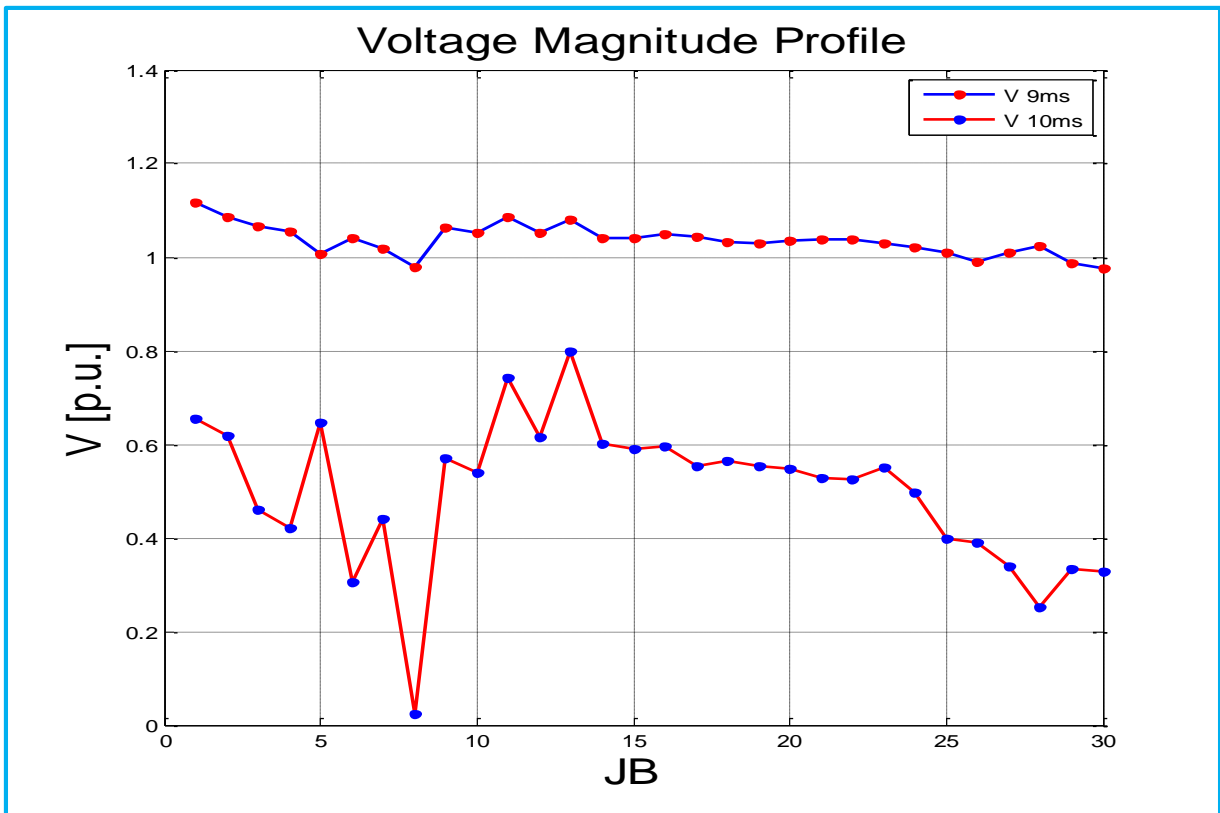


Fig(IV.9.b) : Vitesses de rotor correspondant à T=9ms



Fig(IV.9.c) : Profile de tension correspondant à **T=8ms**

Fig(IV.9.d) : Profile de tension correspondant à **T= 9ms**



Fig(IV.9.e) : Profile de tension correspondant à **T=8ms** et **T=9ms**

Le temps critique d'isolement de défaut est : **TCID=9ms**

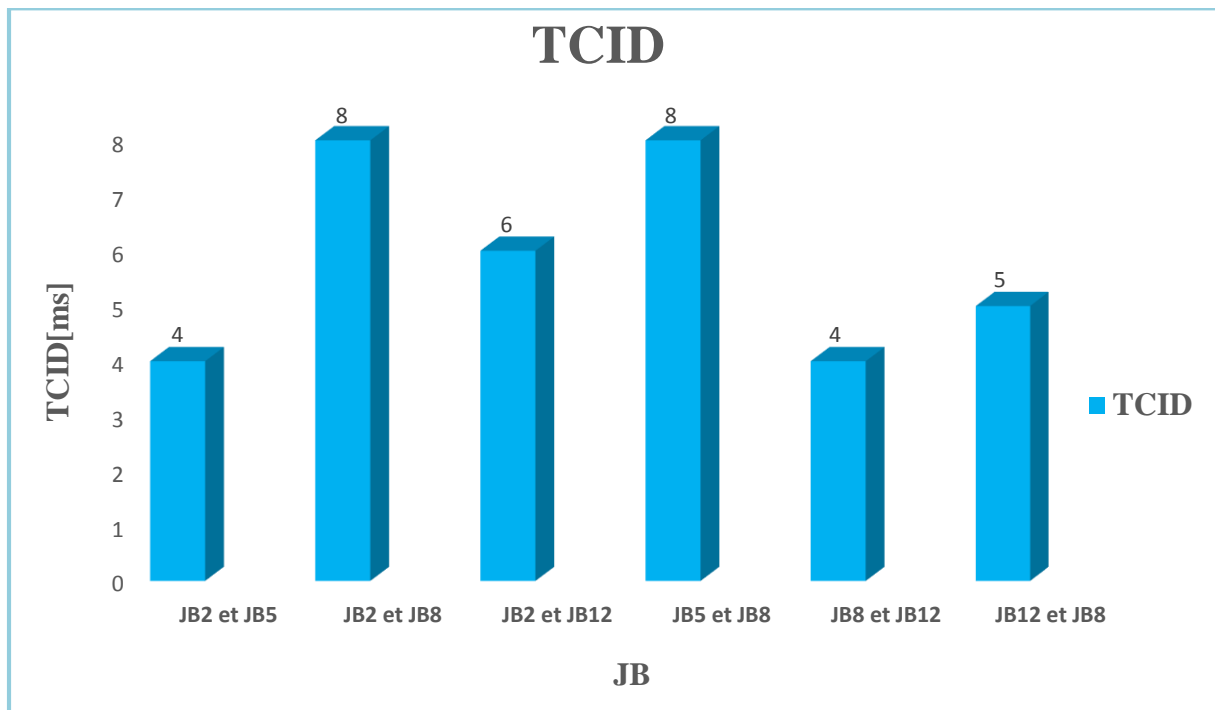
Taux d'intégration est : **11%**

Interprétation :

On remarque que l'intégration de deux photovoltaïques diminue le temps critique d'isolement de défaut comme indiqué dans le tableau suivant :

Tableau IV.4 : TCID pour différents lieux des sources photovoltaïques avec puissance 20MW

Jeux de barres	JB2 et JB5	JB2 et JB8	JB2 et JB12	JB5 et JB8	JB8 et JB12	JB12 et JB8
Active power [MW]	40	40	42	16	32	18
TCID [ms]	4	8	6	8	4	5
Taux d'intégration	48	48	50	19	21	21



Fig(IV.9.f) : Histogramme de changement de TCID avec PV

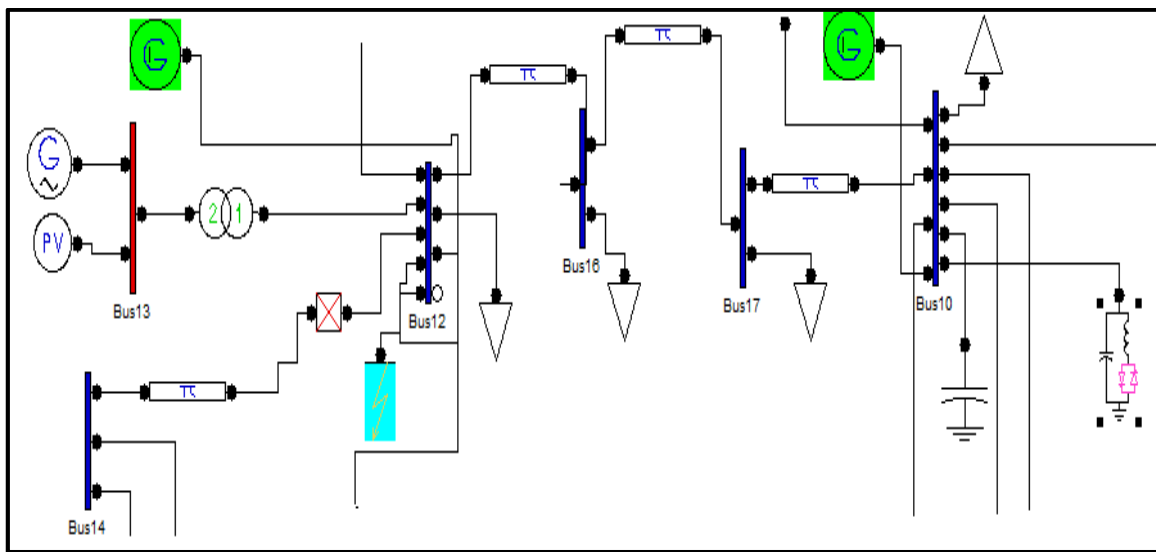
L'historgramme (IV.9.f) indique la diminution de temps critique d'isolement de défaut après l'intégration de deux PV.

- **Comparaison**

Après l'étude précédente on constate que l'intégration des plusieurs sources photovoltaïques diminuent le temps critique d'isolement de défaut donc dégrader la stabilité transitoire.

IV.10 influence des dispositifs FACTS :

IV.10.1 Influence du le SVC

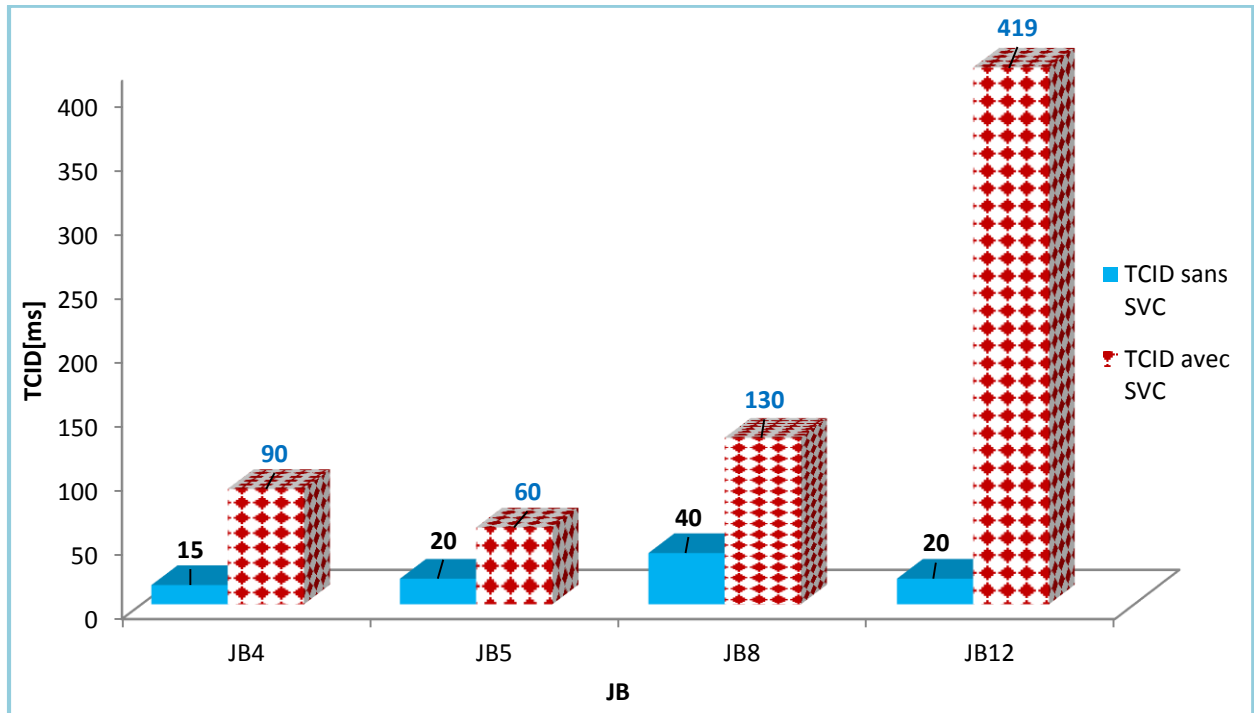


Fig(IV.10) : Influence de le SVC

Dans chaque essais on place à chaque fois un FACT(SVC) dans les JBS qui contient un source photovoltaïque pour voir l'influence de l'utilisation de ce FACT sur le temps critique d'isolement du défaut c'est-à-dire sur la stabilité transitoire du notre modèle, les résultats sont mentionné dans le tableau suivante :

Tableau IV.5: TCID et pour différents emplacement de la source photovoltaïque sans et avec SVC

JB	JB4	JB5	JB8	JB12
TCID sans SVS [ms]	15	20	40	20
TCID avec SVC [ms]	90	60	130	419

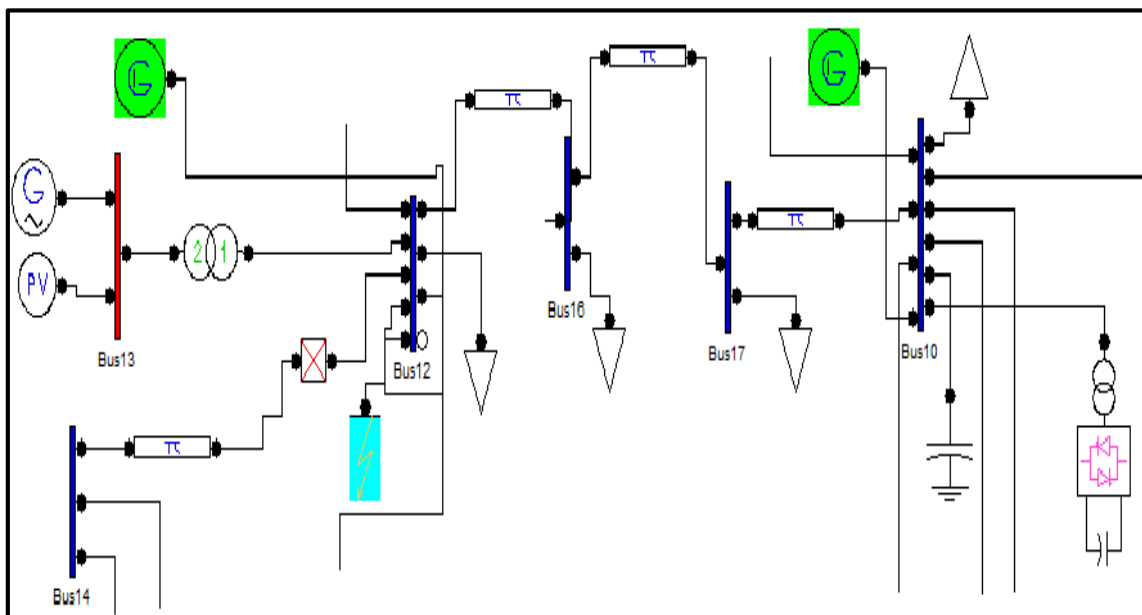


Fig(IV.10.1) : Histogramme de changement de TCID avec et sans SVC

• **Interpretation**

On remarque que le temps critique d'isolement de défaut augmente par la dispositive SVC donc le SVC améliore la stabilité transitoire.

IV.10.2 Influence du STATCOM :

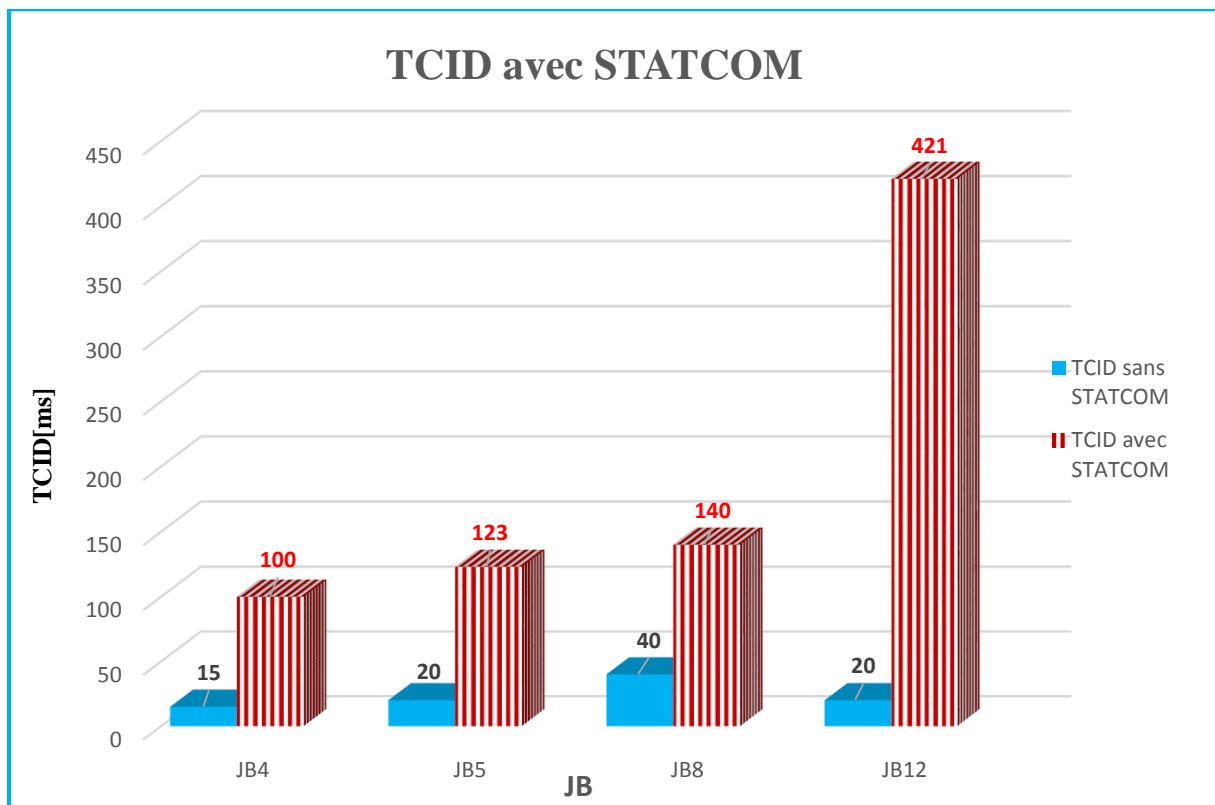


Fig(IV.11) : Influence de STATCOM

D'une facons similaire on fait la même chose au lieu d'utiliser un SVC on utilise un notre FACT plus connu qui s'appelle STATCOM et calculer le temps critique d'isolement du défaut du notre modèle pour améliorer la stabilité transitoire, les résultats sont montionéent dans le tableau suivante :

Tableau IV.6: TCID et pour différents emplacement de la source photovoltaïque sans et avec STATCOM

Jeux de barres	JB4	JB5	JB8	JB12
TCID sans STATCOM [ms]	15	20	40	20
TCID avec STATCOM[ms]	100	123	140	421

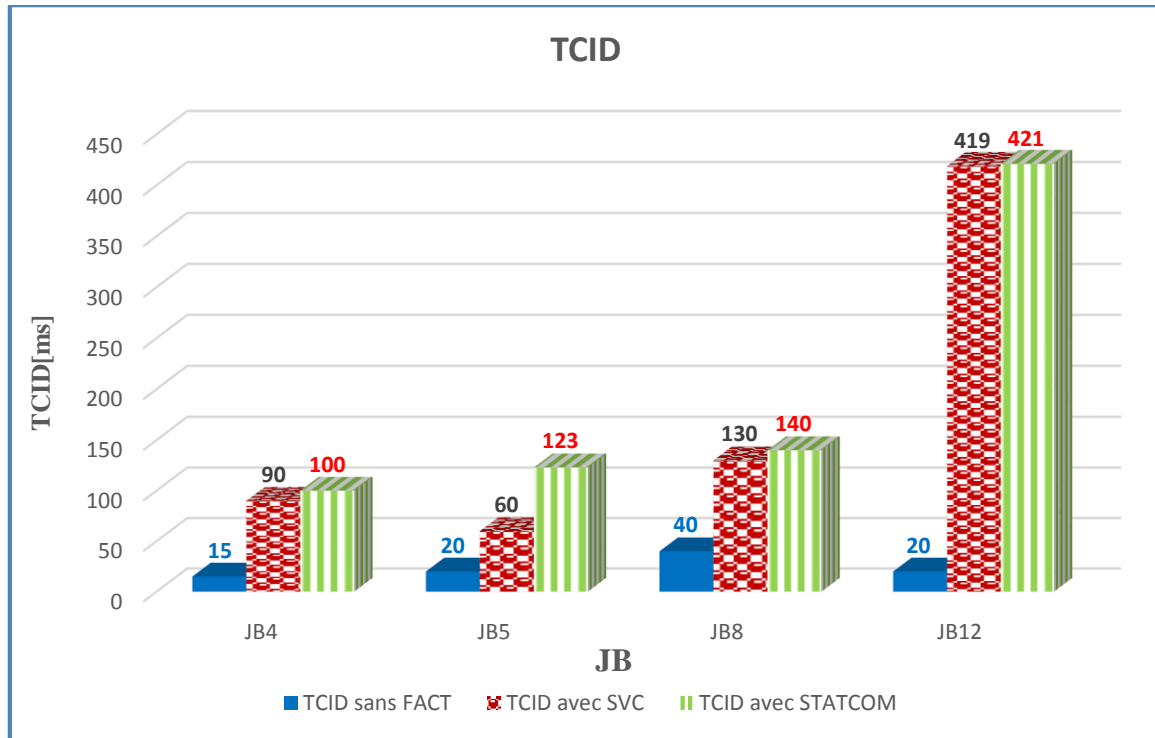


Fig(IV.11.1) : histogramme de changement de TCID avec et sans STATCOM

L’histogramme précédant apparait le TCID augmenter donc le STATCOM augmente le temps critique d'isolement de défaut ça veut dire le STATCOM améliorer la stabilité transitoire.

IV.11 Comparaison entre SVC et STATCOM :

Après l'étude précédant de deux FACTS (SVC et STATCOM), l'histogramme suivant la comparaison entre les deux dans l'amélioration.



Fig(IV.12) : histogramme de comparaison entre SVC et STATCOM

- Après les résultats précédents on remarque que les dispositifs FACTS (STATCOM et SVC) augmentent le temps critique d'isolement de défaut.
- Pour améliorer la stabilité transitoire utilise les dispositifs SVC ou STATCOM.
- Le STATCOM bien améliorer la stabilité transitoire par rapport l'SVC.

Conclusion

L'intégration des sources d'énergie renouvelable diminuer le temps critique d'isolement de défaut donc dégradé la stabilité transitoire.

Pour résoudre ce problème on utilise es dispositifs FACTS comme le **SVC** et le **STATCOM** pour améliorer la stabilité transitoire.

L'intégrer des sources d'énergie renouvelable besoin les dispositifs FACTS c'est-à-dire si on pose une source photovoltaïque il faut que pose avec la un FACTS pour répondre au besoin d'énergie réactive.

CONCLUSION GENERALE

Conclusion Générale

La demande mondiale en énergie évolue rapidement et les ressources naturelles de l'énergie telles que l'uranium, le gaz et le pétrole diminuent en raison d'une grande diffusion et développement de l'industrie ces dernières années. Pour couvrir les besoins en énergie, des recherches sont conduites à l'énergie renouvelable. Une des énergies renouvelables qui peut honorer la demande est l'énergie solaire photovoltaïque, c'est une énergie propre, silencieuse, disponible et gratuite.

Le recours aux énergies renouvelables dans la production électrique représente une solution idéale pour réduire faire face à cette pollution mais malheureusement cette intégration n'est pas sans conséquences sur le réseau électrique conventionnel.

C'est dans cette optique que cette étude vient d'analyser cet impact et en propose des solutions. D'après cette étude plusieurs résultats ont été dégagés :

- le choix de lieu de défaut très essentiel
- L'emplacement de défaut joue un rôle important d'en l'influence sur la stabilité transitoire, dans les charges, les défauts grands et les générateurs petites.
- L'emplacement de défaut influe sur l'intégration, l'intégration dans les charges améliorées la stabilité par contre dégrader la stabilité dans les générations.
- Le réseau électrique a une capacité limitée d'accepter de l'énergie photovoltaïque.
- Les dispositifs **FACTS**, **SVC** et **STATCOM** augmentent le temps critique d'isolement de défaut donc Le choix de lieu de l'emplacement de **STATCOM** et **SVC** est primordial pour l'améliorions de la stabilité transitoire.
- L'intégration des sources d'énergie renouvelable demande les dispositifs **FACTS** pour répondre au besoin d'énergie réactive.

Enfin, toutes les simulations sont développées sous PSAT.

Nous proposons comme suite à ce travail l'intégration de plusieurs types d'énergies renouvelables comme l'éolienne, pile à combustible et l'analysé d'autres influences.

BIBLIOGRAPHIE

Bibliographique

❖ A

[AAM 02] : E. Acha, V.G.Agelidis, O.Anaya-Lara, T.J.E Miller « Power Electronic Control in Electrical Systems» Newnes Power Engineering Series, 2002.

[ABA 11] : S.ABADA ‘Etude et optimisation d'un générateur photovoltaïque pour la recharge d'une batterie avec un convertisseur spic’, Mémoire Maître ès Sciences, Université Laval, 2011.

[ABE 04] : A. Abur et A. Exposito, “Power System State Estimation : Theory and Implementation”, Marcel-Dekker Inc, 2004.

[AJW 83] : A. J. Wood et B.F. Wollenberg “Power generation, operation and control”, Quinn-Woodbine, New York, 1983.

[AND 06] : Andersson G., Modeling and analysis of Electric Power Systems, Lectures 227-526, EEH Power Systems Laboratory, ETH, Zurich, March 2006.

[AZO 12] : B.Azoui, « cours système photovoltaïque autonomes », mémoire de fin d'étude master université de Batna 2011/2012.

❖ B

[BEN 07] :A. Benatiallah, R. Mostefaoui, M. Boubekric and N. Boubekrid, " A simulation model for sizing PV installations", Desalination, Vol. 209, N°1-3, pp. 97-101, 2007.

[BEN 12] : BENSACI Wafa « Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque adapté par une commande MPPT » Thème de Master, Université Kasdi Merbah–Ouargla 2012.

[BUL 14] : Bulletin sur la qualité de l'électricité, «Le déséquilibre de tension et de courant», N° G1546F, Hydro Quebec 2014.

❖ C

[CLP 12] : Contribution à l'optimisation de la puissance réactive en présence de dispositifs de compensation dynamique (FACTS), mémoire de magister, université de Biskra 28/01/2012.

[COR 05] : C. Corroyer et P. Duveau, “Protection des réseaux de transport et de répartition”, Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique D4 805.

❖ E

[ECF 04] : C. A. Enrique, R.Clodio, Claudio, R. Fuerte-Esquivel, H.Ambriz-Perez, C.Angelos Camacho, "Modelling and Simulation in Power Networks", John Wiley & Sons, LTD, 2004.

[EDR 97] : A. Edris et al. ‘ Proposed Terms and Definition of FACTS,’ IEEE trans. On power delivery, 12(4) :1884-1853, October 1997.

[EPI 17] : Le développement du photovoltaïque dans le monde. Available at :

http://www.photovoltaique.info/IMG/pdf/2010155958_spv01developpementmondejuin2012.pdf

[Accessed April 7, 2017].

❖ F

[FLE 07] : B. Fléche, D. delagnes, «énergie solaire photovoltaïque», STI ELT juin 2007.

[FOG 82] : T. Fogelman, « Système photovoltaïque pour les pays en déventement », manuel d'installation et d'utilisation, Agence Française pour la Maîtrise de l'énergie, (AFME), 1982.

[FOU 91] : A.A. Fouad and V. Vittal, " Power System Transient Stability Analysis Using the Transient Energy Function Method", Englewood Cliffs, NJ : Prentice-Hall, 1991.

❖ G

[GER 03] : Stéphane Gerbex. "Métaheuristiques appliquées au placement optimal de dispositifs FACTS dans un réseau électrique", thèse de doctorat n° 2742 Ecole polytechnique fédérale de Lausanne (2003).

[GLO 11] : Global market outlook for photovoltaic until 2015, European Photovoltaic Industry Association EPIA, mai, 2011.

❖ H

[HAD 11] : R. Hadj Attou, " Etude et optimisation d'une chaine GPV_Boost_Onduleur_Réseau BT Sonelgaz", Mémoire de magister, Université de Chlef, 2011.

[HEI 05] S. Heier, " Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems", 2nd ed., Wiley, ISBN: 0-470-86899-6, 2005.

❖ J

[JOH 07] : C.W. Johnson " Analysing the causes of the Italian and Swiss Blackout, 28th September 2003 ", Conferences in Research and Practice in Information Technology Series", Vol. 336, pp. 21-30, Australia 2007.

❖ K

[KRP 06] : K.R.Padiyar : « Investigation on strong resonance in multimachine power systems with STATCOM supplementary modulation controller », IEEE, transaction on power systems, vol.21, N°2, May 2006.

[KUN 93] : P. Kundur, "Power System Stability and Control", McGraw-Hill Inc, 1993.

❖ L

[LAL 09] : Lalouni Sofia, Etude, commande et simulation d'une chaine hybride (photovoltaïque-éolienne) de production d'énergie électrique, Thèse de Doctorat en Science, université de Bejaia, 2009.

[LOP 08] : M.Lopez, « Contribution à l'optimisation d'un système de conversion éolienne

Pour une unité de production isolée », Thèse de doctorat université PARIS SUD 11,2008.

❖ M

[MAT 95] : Michel Mathey : « Les systèmes de réglage des turbines à vapeur de grandes puissances Alstom », Revue générale d'électricité, 12/85, pp.949-959, December 1995.

[MCH 13] :M.N.Mchalikh et CH.Hmada''Modélisation et simulation d'un système photovoltaïque en fonctionnement autonome et connecté au réseau '' Mémoire de Master Université Kasdi Merbah–Ouargla 2013.

[MCR 03] : M. Crapp, "Stabilité et sauvegarde des réseaux d'énergie électrique" Bernes science publication, LAVOISIER, 2003

[MEF 12] : Mr.MEFLAH AISSA « Modélisation et commande d'une chaîne de pompage photovoltaïque » Thème de Magister, UNIVERSITE ABOU BEKR BELKAID – TLEMCEM 2012.

[MEK 17] : A.Mekemeche « Modélisation à deux dimensions des propriétés physiques de cellules solaires au silicium à base de substrat de type n. Étude de quelques cas particuliers de cellules innovantes. ».Thèse de doctorat L'Université Abdel Hamid Ibn Badis de Mostaganem, 2017.

[MEM 16] : Ministère de l'Energie 2016.

[MPE 07] : M. Marcelo G, M. Pedro E, and H. Edson, "Static synchronous compensator with superconducting magnetic energy storage for high power utility applications," *Energy Conversion and Management*, vol. 48, pp. 2316-2331, 2007.

❖ N

[NAK 10] : Melle NAKOUL Zakia « Optimisation d'une centrale solaire à base d'un générateur PV [Application Aux Sites Tlemcen Et Bouzaréah] » Thème de Magister, UNIVERSITE ABOU BEKR BELKAID – TLEMCEM 2010.

[NIS 03] : K.Nishioka, N.Sakitani, K.Kurobe, Y.Yamamoto. Y. Ishikawa, Y.Uraoka, T.Fuyuki, Analysis of the temperature characteristics in polycrystalline Si solar cells using modified equivalent circuit model, *Journal Appliqué de physique*, vol. 42, pp : 7175-7179,2003.

[NGU 08] : D.D Nguyen," Modeling and reconfiguration of solar photovoltaic arrays under non uniform shadow conditions ", Thèse de doctorat, Northeastern University, Boston, Massachusetts, juillet, 2008.

❖ O

[OUR 06] : M.L. Ourari, L. Desaint, et al. "Dynamic Equivalent Modeling of Large Power Systems Using Structure Preservation Technique", *IEEE Trans on Power Systems*, Vol. 21, No. 3, August 2006.

❖ P

[PAV 00] : M. Pavella, D. Ernst, et al. "Transient stability of Power systems: A Unified Approach to assessment and control." Kluwer Academic Publishers, 2000.

[PAV 94] : M. Pavella et P.G.Murthy, "Transient Stability of Power Systems : theory and practice", Library of congress cataloguing in publication, 1994.

[POV 00] : H. D., « Use of HVDC and FACTS, » *Proc. Of the IEEE*, vol. 88, pp. 235-45, February 2000.

❖ R

[RIC 11] : A. Ricaud, " Les convertisseurs photovoltaïques : gisement solaire, cellules, modules et champs de modules", European master in renewable energy, Valbone, 2011.

❖ S

[SAL 00] : S. K. Salman, A. L. J. Teo, and I. M. Rida, "The effect of shaft modeling on the fault critical clearing time and power quality of wind farm", in Proc. 9th Int. IEEE Conf. Harmonics and Quality of Power, Orlando, FL, U.S., pp 994–998, Oct.1–4, 2000.

[SAU 98] : P. Sauer and M. Pai, "Power System Dynamics and Stability", Upper. Saddle River, NJ : Prentice-Hall, 1998.

[SGS 10] : Alireza Seifi, Ph.D. Sasan Gholami, M.S. ; and Amin Shabanpour, M.S. Power Flow Study and Comparison of FACTS : Series (SSSC), Shunt (STATCOM), and Shunt-Series (UPFC). The Pacific Journal of Science and Technology, Volume 11. Number 1. May 2010 (Spring).

[SHA 03] : E. G. Shahraki, "Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques", thèse de Doctorat, université Henri Poincaré, Nancy-I, 13 Octobre 2003.

[SPE 16] : Solar Power Europe 2016.

❖ T

[TAF 03] : J. Task-Force, "Definition And Classification Of Power System", IEEE\CIGRE June 2003.

[TAS 04] : IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms And Definitions," Definition And Classification Of Power System Stability", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.19, No. 2, May 2004.

[TAY 94] : C.W. Taylor, " Power System Voltage Stability", McGraw-Hill, 1994.

[THA 08] : L.L. Thanh," Analyses dynamiques du réseau de distribution en présence des productions décentralisées", thèse de doctorat de l'institut national polytechnique de Grenoble, 2008, pp. 480–487.2006.

❖ V

[VAL 09] : Valentin Crastan «centrales électriques et production alternative d'électricité»
Edition La VOISIER, Paris, 2009.

❖ Z

[ZHM 04] : X.-P. Zhang, E. Handschin, M. Yao, Multi-control functional static synchronous compensator (STATCOM) in power system steady-state operations, *Electric Power Systems Research* 72 (2004) 269–278.