

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

UNIVERSITÉ BADJI MOKHTAR - ANNABA  
BADJI MOKHTAR – ANNABA UNIVERSITY



جامعة باجي مختار – عنابة

Faculté : Sciences de l'ingénierat  
Département : Electrotechnique  
Domaine : Sciences et Technologie  
Filière : Electrotechnique  
Spécialité : Réseaux électriques

Mémoire

Présenté en vue de l'obtention du Diplôme de Master

Thème :

Étude de la stabilité transitoire d'un système multi-machine  
par ETAP.

Présenté par :

- \* GUERFA Fatima
- \* RIHANI Nesrine

Encadrant : *BENALIA Nadia*

MCB

BADJI Mokhtar - Annaba

Jury de Soutenance :

LABAR Hocine	Pr	BADJI Mokhtar - Annaba	Président
BENALIA Nadia	MCB	BADJI Mokhtar - Annaba	Encadrant
TOURAB Wafa	MCB	BADJI Mokhtar - Annaba	Examineur

Année Universitaire : 2020/2021

## *Dédicace*

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

*Mes très chers parents et leurs amours ; soutiens et*

*Énormes sacrifices ; que dieu les protèges.*

*Mes frères et Ma sœur qui mon soutienne durant toute la période de mes études.*

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

*A tous ceux qui me sont chers.*

## Remerciement

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

*On premier lieu, Je tiens à remercier mon encadreur Dr. BENALLA Nadia. Je lui*

*Exprime toute ma profonde gratitude pour son expérience, son soutien Inconditionnel et ses qualités humaines, son encadrement et ses précieux conseils Durant toute cette période qui m'a offert la possibilité de réaliser ce travail, et qui M'a permis d'élargir mon spectre de connaissances scientifiques.*

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

*J'adresse aussi mes remerciements à l'ensemble d'enseignants du département D'électrotechniques, et particulièrement ceux qui ont participé à ma formation. Finalement, je remercie l'ensemble de mes amis et collègues d'études pour leurs*

*Soutiens et encouragements tout au long de mon cursus.*

*Merci à tous et à toute*

# Liste de figures

## Chapitre I

- Figure 1-1 classification des différents types de stabilité de système .....
- Figure 1-2 reseaux electrique à deux noeuds .....
- Figure 1-3 cas1 instabilite de premiere oscillation.....
- Figure 1-4 cas2 instabilité de plusieurs oscillations.....
- Figure 1-5 générateurs synchrone connecte à un jeu de barres infini.....
- Figure 1-6 graphe de la puissance électrique  $P = f(\delta)$ .....
- Figure1-7 variation temporelle d'angle rotorique.....

## Chapitre II

- Figure 2-1. Système Photovoltaïque. ....
- Figure 2-2. Schéma d'une cellule photovoltaïque .....
- Figure 2-3 Principe de la conversion photovoltaïque .....
- Figure 2-4 : schéma idéale d'une cellule photovoltaïque.....
- Figure 2-5: schema equivalent d une cellule solaire .....
- Figure 2-6 : schéma équivalent à deux diodes l.....
- Figure 2-7: Puissance maximale sur une caractéristique courant-tension .....
- Figure 2-8 Schéma d'une cellule élémentaire .....
- Figure 2-9 .module pv constitue par NS cellules en serie et NP cellules en parallele.....
- Figure 2-10. Champ photovoltaïque .....
- Figure 2-11. Système PV raccordé au réseau sans batterie.....

## Chapitre III

Figure 3-1 la première fenêtre d'ETAP.....	
Figure 3-2 la fenêtre principale de l'ETAP.....	
Figure 3-3 Barre de menu .....	
Figure 3-4 barre d'outils .....	
Figure 3-5 Modes d'étude.....	
Figure 3 -6 les barres d'outils.....	
Figure 3-7 modèle 3 generateurs 7 jeux de barres .....	
Figure 3-8 l'angle interne des 3 générateurs .....	
Figure 3-9 la vitesse des 3 générateurs .....	
Figure 3-10 Application d'un défaut.....	
Figure 3-11 l'angle interne .....	
Figure 3-12 la vitesse.....	
Figure 3-13 Application avec système photovoltaïque.....	
Figure 3-14 variation de l'angle interne a)10% ,b)20%,c)30%,d)40%,e)50% pour différents taux de pénétration du système photovoltaïque.....	
Figure 3-15 variation de la vitesse a)10%,b) 20%,c)30%,d) 40%,e) 50% pour différents taux de pénétration du système photovoltaïque .....	
Figure 3-16 modèle IEEE 14 nœuds.....	
Figure 3-17 l'angle interne .....	
Figure 3-18 la vitesse .....	
Figure 3-19 application avec défaut.....	
Figure 3-20 l'angle interne.....	
Figure3-21 application avec système photovoltaïque .....	
Figure 3-22 application avec système photovoltaïque .....	

Figure 3-23 variation de l'angle interne a)10% ,b)20%,c)30%,d)40%,e)50% pour différents taux de pénétration du système photovoltaïque. ....

Figure 3-24 variation de la vitesse a)10%,b)20%,c)30%,d)40%,e)50% pour différents taux de pénétration du système photovoltaïque. ....

Figure 3-25 l'angle interne de gen6 TCID=300s .....

Figure 3-26 l'angle interne de gen3 TCID=350s .....

Figure 3-27 l'angle interne de gen2 TCID=25s et gen3 TCID=50s .....

Figure 3-28 l'angle interne de gen4 TCID= 36s et gen5 avec TCID=20s.....

# Liste des tableaux

## Chapitre I

---

## Chapitre II

---

## Chapitre III

Tableau (3.1) Données techniques du modèle d'étude .....	46
Tableau (3.2) Données des lignes.....	46
Tableau (3.4) Données techniques du modèle d'étude.....	52
Tableau (3.5) Données des lignes.....	52
Tableau (3.3) TCID pour différents lieu de défauts.....	56
Tableau (3.4) TCID pour différents lieu de défauts.....	57

## Introduction Générale

### Chapitre I : Etude de la stabilité transitoire

<b>1. Introduction .....</b>	<b>11</b>
<b>2. définition de la stabilité des réseaux électriques .....</b>	<b>11</b>
<b>2.1. Types de stabilités des réseaux électriques .....</b>	<b>11</b>
<b>2.1.1. Stabilité de l'angle du rotor .....</b>	<b>12</b>
a. Petite perturbation.....	12
b. Grande perturbation .....	12
<b>2.1.2 Stabilité de la tension .....</b>	<b>13</b>
a. Stabilité de tension pour petite perturbation .....	13
b. Stabilité de tension pour grande perturbation.....	13
<b>2.1.3. Causes d'instabilité de tension .....</b>	<b>14</b>
a. Production trop éloignée de la consommation .....	14
b.manque local d'énergie réactive :.....	14
<b>2.1.4. Stabilité de la fréquence .....</b>	<b>16</b>
<b>2.2. Stabilité transitoire .....</b>	<b>16</b>
<b>2.2.1. Équations d'oscillation d'un générateur synchrone .....</b>	<b>19</b>
<b>2.2.2. Détermination de temps critique d'isolement de défaut(TCID) ...</b>	<b>13</b>
<b>2.2.3. Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire .....</b>	<b>23</b>
<b>2.2.4. Méthodes d'amélioration de la stabilité transitoire .....</b>	<b>26</b>
<b>3. conclusion.....</b>	<b>27</b>

### Chapitre II : systèmes photovoltaïque

<b>1. Introduction .....</b>	<b>29</b>
<b>2. Définition de l'énergie solaire photovoltaïque.....</b>	<b>29</b>
<b>2.2. La cellule photovoltaïque.....</b>	<b>30</b>

2.1.1 Principe d'une cellule photovoltaïque .....	30
2.1.2 Modélisation courant tension d'une cellule solaire.....	31
a. Modèle d'une cellule solaire idéale .....	31
b. Modèle d'une cellule solaire réel .....	32
c. Modèle à une diode (à une seule exponentielle).....	32
d. Modèle à deux diodes (à deux exponentielles): .....	33
3. Caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque.....	34
a. Courant de court-circuit .....	35
b. tension de circuit ouvert.....	35
c. Puissance optimale et facteur de forme .....	36
d. Le rendement .....	36
4. Facteurs influents sur le fonctionnement d'une cellule photovoltaïque	36
4.1 Influence de l'Éclairement .....	36
4.2 Influence de la Température.....	36
4.3 Influence de la résistance série.....	36
3. Le module photovoltaïque .....	37
3.1. Le panneau photovoltaïque .....	37
3.2. Le champ PV .....	37
3.3. Différent types de système PV.....	38
a. Système autonome.....	38
b. Système PV hybride.....	38
c. système PV raccordé au réseau.....	38
3.4. Secteurs d'applications.....	38
4. Avantages et inconvénients d'une installation PV.....	39
a. Avantages .....	39
b. Les inconvénients.....	39

Conclusion.....	40
-----------------	----

## Chapitre III : simulation

1. Introduction .....	42
2.1. L'environnement de simulation (ETAP) .....	42
2.2. Utilisation de l'ETAP .....	44
3. Problématiques .....	45
3.1. 1 <sup>er</sup> test : Réseau standard (modèle 3 générateurs et 7 jeux de barres) .....	45
3.2. 1 <sup>er</sup> test : Réseau standard (modèle 3 générateurs et 7 jeux de barres) .....	46
3.3. Résultats de simulation et interprétation.....	47
3.4. Analyse des résultats de la simulation .....	50
3.5. 2 <sup>em</sup> test : réseau standard (modèle IEEE 14 nœuds).....	51
3.6. Caractéristique modelé d'étude .....	51
3.7. Résultats de simulation et interprétation.....	53
3.8. Analyse des résultats de simulation .....	56
3.9. Influence du lieu de défaut .....	58
3.10. Analyse des résultats de simulations.....	59

**4 .Conclusion ..... 59**

**Conclusion générale.....61**

**Bibliographie**

## **INTRODUCTION GENERALE :**

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

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

Face à une consommation d'électricité qui ne cesse d'augmenter, les réseaux électriques ont tendance à s'accroître et deviennent de plus en plus maillés et interconnectés. Cette complexité de structure pose des problèmes sérieux aux exploitants des réseaux électriques en présence des défauts car les réseaux électriques ne sont pas toujours sains, ils sont le siège d'incidents et de perturbations prévisibles et non prévisibles qui peuvent survenir sur le réseau, suite à la perte d'une charge importante ou d'une grande unité de production ou d'un court-circuit. Ces derniers ont des conséquences néfastes sur les indices de qualité des réseaux électriques, ainsi que sur la stabilité transitoire s'ils ne sont pas éliminés par les dispositifs de protection dans des délais adéquats.

L'apparition des défauts dans un réseau d'énergie électrique nécessite une étude de la stabilité de réseau électrique. L'étude de la stabilité consiste à évaluer la capacité du système à supporter des éventuelles perturbations et de proposer par la suite les moyens adéquats permettant d'améliorer cette capacité.

De nos jours il existe plusieurs logiciels qui permettent l'étude complète des réseaux électrique entre autre ETAP (Electrical Transient Analyser Program) qui étudie plusieurs domaines HDVC, électronique de puissance ainsi que le régime transitoire est d'autres domaines du génie électrique.

L'implantation des énergies renouvelable dans les systèmes est incontournable vu, l'augmentation de la consommation d'énergie c'est pour cette raison qu'on a étudié leur impact sur le régime transitoire des réseaux multi machine pour le logiciel ETAP.

# **CHAPITRE 01**

## **ÉTUDE DE LA STABILITÉ TRANSITOIRE**

## 1. Introduction :

L'énergie électrique joue un rôle très important dans la conjoncture économique et industrielle mondiale actuelle ainsi que dans la vie quotidienne des ménages depuis le grand développement qu'ont connu les applications et l'utilisation de cette forme d'énergie à partir de la fin du 19e siècle. Le maintien d'une production sans coupure et respectant le niveau de qualité exigé pour cette forme d'énergie est vital pour le bien-être des économies ainsi que des sociétés. Afin d'arriver à ce niveau de performance de l'énergie électrique, des études de la stabilité des réseaux électriques sont régulièrement réalisées par les professionnels du domaine. Ces études de stabilité sont principalement utilisées comme des outils d'aide à la décision permettant d'adopter les meilleures actions afin de garantir une production de l'électricité aux niveaux de fiabilité exigés.

## 2. Définition de la stabilité des réseaux électriques :

Les réseaux électriques sont en permanence sujets à des perturbations qui varient en nature et en sévérité (ex : foudre, pertes de générateurs, fluctuation de charges...). Ces perturbations ou contingences éloignent plus au moins les réseaux de leurs points d'opération initiaux ce qui peut conduire à une instabilité du réseau. Une définition intéressante de la stabilité des réseaux électriques a été proposée par [1], elle précise que :

### 2.1. Types de stabilités des réseaux électriques :

Il existe plusieurs types de stabilité des réseaux électriques qui varient principalement en fonction de la nature et de la sévérité de la perturbation prenant place. Parmi les travaux de classification les plus importants sur ces types de stabilité on trouve le rapport réalisé par l'équipe de travail IEEE/CIGRE dans [2] proposant les catégories de stabilité de réseaux suivantes :

- La stabilité d'angle de rotor.
- La stabilité de tension.
- La stabilité de fréquence.

Un système électrique moderne est un processus multi-variables d'ordre élevé dont la réponse dynamique est influencée par un grand nombre de dispositifs (générateurs, charges, actionneurs divers, etc.) ayant des caractéristiques et des temps de réponse différents

La stabilité est un état d'équilibre entre des forces d'opposition. Selon la topologie du réseau, les conditions d'exploitation du système et les formes de perturbation, les différentes séries de forces d'opposition peuvent mener à différentes formes d'instabilité. Comme il est présenté dans la Figure (1.1) [4]

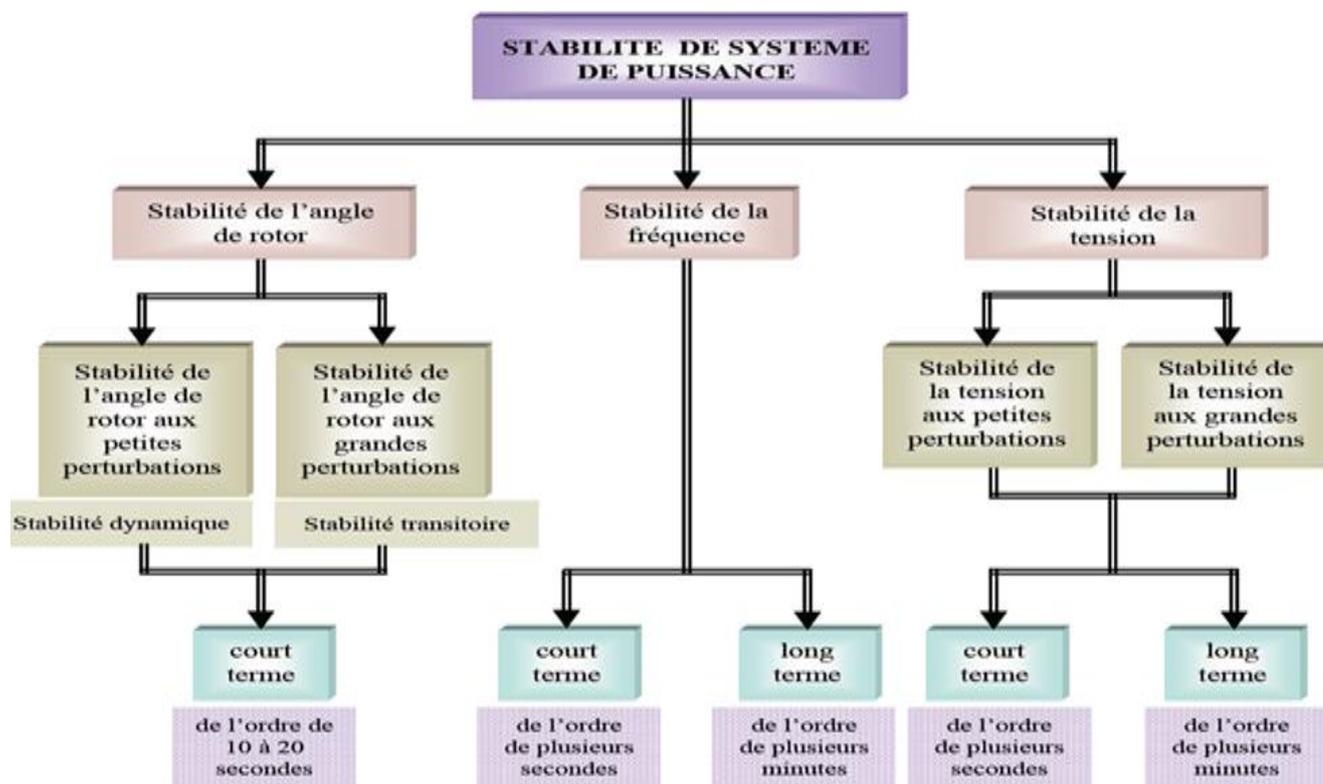


Fig. (1.1) classification des différents types de stabilité de système [1]

### 2.1.1. Stabilité de l'angle du rotor :

La stabilité de l'angle du rotor concerne l'aptitude des machines d'un réseau électrique à rester en synchronisme après une perturbation. Cette perturbation peut prendre deux formes :

- a) **Petite perturbation** : dans ce cas on parle d'une stabilité de petit signal et le temps utile dans l'étude de ce phénomène dynamique est compris entre 10 et 20 secondes après la perturbation;
- b) **Grande perturbation** : dans ce cas on parle de stabilité transitoire (ST) et le temps utile d'étude dans ce cas varie normalement entre 3 et 5 secondes après la contingence.

### 2.1.2. Stabilité de la tension :

La stabilité de la tension est l'aptitude du réseau électrique à maintenir des tensions stables sur toutes ses barres après l'occurrence d'une perturbation, on distingue ici également deux types:

- a) **Stabilité de tension pour petite perturbation** : on parle dans ce cas de la capacité du réseau à maintenir une tension stable sur toutes ses barres après des événements de petite ampleur comme une petite variation des charges. La durée de temps utile afin d'étudier ce phénomène est de l'ordre de plusieurs secondes;
- b) **Stabilité de tension pour grande perturbation** : on parle ici de l'aptitude du réseau à maintenir des tensions stables sur toutes ses barres après des événements majeurs (par exemple : des pertes de lignes, des court-circuités triphasés.). La durée de temps utile pour l'étude de la stabilité pour ce cas varie de quelques secondes à plusieurs dizaines de minutes.

#### Définitions CIGRE :

- Un réseau électrique, à un état de fonctionnement donné, est stable du point de vue stabilité de tension aux petites perturbations, si les tensions près des charges sont identiques ou près de la valeur initiale (pré-perturbation) suite à une faible perturbation.
- Un réseau électrique à un état de fonctionnement donné et sujet à une perturbation, est de tension stable, si la tension près des charges est identique ou près de la valeur initiale de fonctionnement (pré-perturbation).
- Un réseau électrique subit un effondrement de tension si les tensions de post-perturbation sont au-dessus des limites acceptables [2].

#### Définition IEEE :

- La stabilité de tension est la capacité du réseau à maintenir la tension dans les limites permises de sorte que, lorsque l'admittance de charge augmente, la puissance demandée par la charge augmente, dans ce cas la puissance et la tension doivent être contrôlables.
- L'effondrement de tension est le processus par lequel l'instabilité de tension conduit à une tension très faible dans une partie ou dans la totalité du réseau qui cause un effondrement en cascade du réseau, sans détruire nécessairement le synchronisme entre les générateurs.

D'autre part, la notion de la sécurité de tension et plus large que la stabilité de tension, elle

est définie comme la capacité du réseau électrique à maintenir son fonctionnement stable après chaque perturbation ou changement défavorable du système [2].

### **1.1.3. Causes d'instabilité de tension :**

Les problèmes d'apparition du phénomène d'écroulement de tension sont toujours liés à la difficulté de régler la tension au-dessus d'une certaine valeur appelée itension critique.

Généralement, l'effondrement de tension se produit dans les réseaux électriques qui sont fortement chargés, court-circuités et/ou ont un manque de la puissance réactive; dans cette situation le réseau électrique ne peut pas assurer la puissance réactive demandée par la charge. Ceci est dû à des limitations sur la production et la transmission de la puissance réactive, de telle sorte que, la puissance réactive des générateurs et des systèmes FACTS est limitée par des contraintes physiques.

En plus la puissance réactive générée par des bancs de condensateur est relativement réduite à des tensions basses. La limite sur le transport d'énergie réactive est due principalement aux pertes réactives élevées dans les lignes électriques fortement chargées. Les principales causes de l'instabilité de tension sont présentées dans la section suivante [3].

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

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

#### **b) Manque local d'énergie réactive :**

L'effondrement de tension est fortement lié au manque de la puissance réactive requise pour maintenir le profil de tension dans une marge de fonctionnement permise. A un certain niveau

de charge, le réseau électrique ne satisfait pas la puissance réactive demandée par la charge à cause des limitations sur la production et la transmission de la celle-ci. La limitation de production de la puissance réactive inclut les générateurs et les équipements FACTS ainsi que la puissance réactive limitée des condensateurs. La limite de production de la puissance réactive des générateurs est due principalement aux contraintes thermiques exercées sur le bobinage rotorique et statorique. Sans la limitation thermique, l'instabilité et l'effondrement de tension sont souvent impossibles. Dans le même contexte, les équipements FACTS sont de très grande dimension.

Pour bien comprendre l'influence de la puissance réactive sur l'effondrement de tension, on considère un réseau simple à deux nœuds de la Figure (1.2).

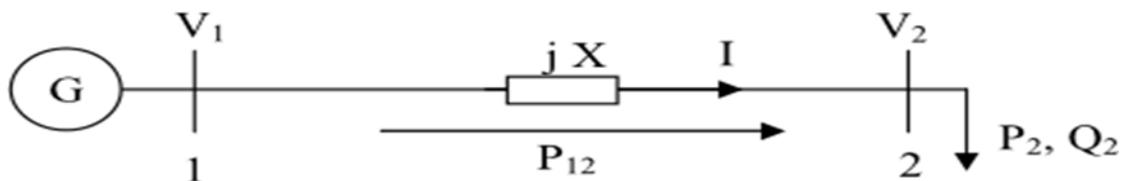


Figure (1.2) Réseaux électriques à deux nœuds.

$$\bar{S}_2 = P_2 + j Q_2 \quad (1.1)$$

$$= V_2 \left[ \frac{V_1 \cos \delta + j V_1 \sin \delta - V_2}{jX} \right] \quad (1.2)$$

$$= \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta + j \left[ \frac{V_1 \cos \delta - V_2^2}{X} \right]$$

$$P_2 = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta = P_{\max} \sin \delta \quad (1.3)$$

$$Q_2 = \frac{V_1 V_2 \cos \delta - V_2^2}{X} \quad (1.4)$$

De même pour le nœud 1 :

$$P_1 = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta = P_{\max} \sin \delta \quad (1.5)$$

$$Q_1 = \frac{V_1^2 - V_1 V_2 \cos \delta}{X} \quad (1.6)$$

Pour la puissance active au bus 2, l'équation (1.2) montre clairement que lorsque la puissance  $P_2$  augmente, la turbine doit fournir plus d'énergie pour augmenter l'angle de puissance  $\delta$  afin de satisfaire la demande de la charge. Par conséquent, la puissance réactive  $Q_2$  diminuera ou même reviendra négative à cause de Diminution du  $\cos \delta$ . Autrement, l'équation (1.5) montre que la puissance réactive  $Q_1$  augmentera brusquement. Donc la différence entre la puissance réactive aux nœuds 1 et 2 (pertes réactives) augmentera rapidement. On peut conclure que le transport de la puissance réactive n'est pas économique à cause de l'augmentation des pertes réactives à des niveaux de charge relativement élevés.

, proche de la consommation, par l'installation de batteries de condensateurs, de compensateurs synchrones (Génératrices synchrones avec  $P=0$ ) ou des compensateurs statiques (FACTS).

### Charge appelée trop importante :

L'une des causes de l'instabilité de tension correspond à une charge élevée. Ceci est dû à l'augmentation croissante de la demande et à un large transfert d'énergie entre compagnies. Une instabilité de tension peut se produire en particulier lorsque la charge élevée est plus importante que celle prévue et le risque est d'autant plus grand que la consommation réactive est également plus grande que prévue [3]

#### 2.1.4. Stabilité de la fréquence :

La Stabilité de la fréquence correspond à l'aptitude du réseau électrique à maintenir une fréquence stable après un déséquilibre sévère entre les charges et la génération. Le phénomène dynamique d'intérêt dans ce cas peut être de court terme (quelques secondes) comme de long terme (plusieurs minutes).

La figure (1.1) illustre la classification de ces différents types de stabilité en précisant la durée de temps utile requise pour l'étude de chacun des cas. [2]

### 2.2. Stabilité transitoire :

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

- Le court-circuit affectant un élément du réseau, notamment aux bornes des machines.
- La perte d'un ouvrage (ex : une ligne de transmission, débranchement des transformateurs).
- La perte d'un groupe de production.

Les conséquences de ces défauts peuvent être très graves, pouvant même conduire à l'effondrement total du réseau. Si l'instabilité se manifeste directement suite à la perturbation (plus précisément dans la première seconde qui suit l'élimination du défaut), elle est appelée instabilité de première oscillation (First Swing Instability) elle s'étend sur 3 à 5 secondes. Elle peut résulter de la superposition des effets

de plusieurs modes d'oscillation lents excités par la perturbation, provoquant ainsi une variation importante de l'angle de rotor au-delà de la première oscillation (instabilité de multi oscillations), (cas 2, Figure (1.4)), La gamme de temps associée s'étend de 10 à 20 secondes [4].

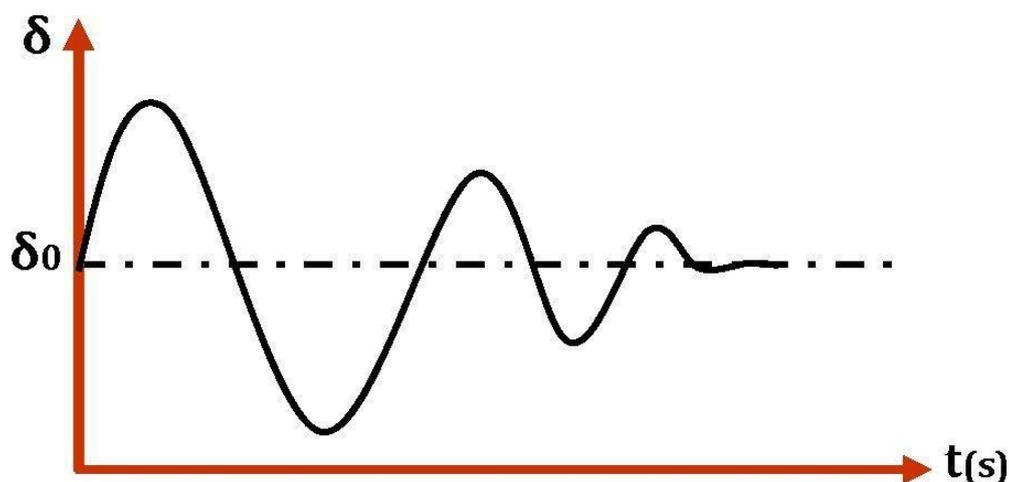


Fig. (1.3) Cas 1 : Instabilité de première oscillation.

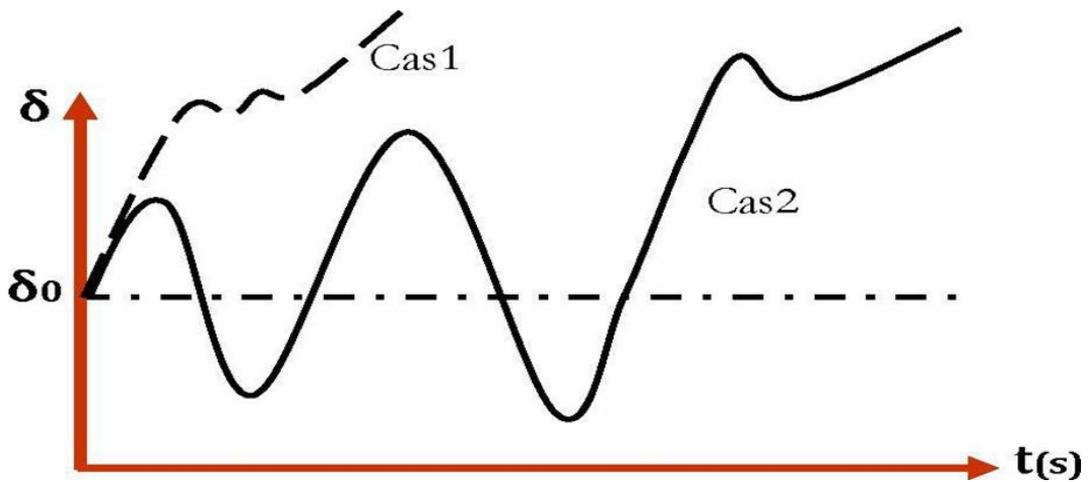


Fig. (1.4) cas 2 : instabilité de plusieurs oscillations.

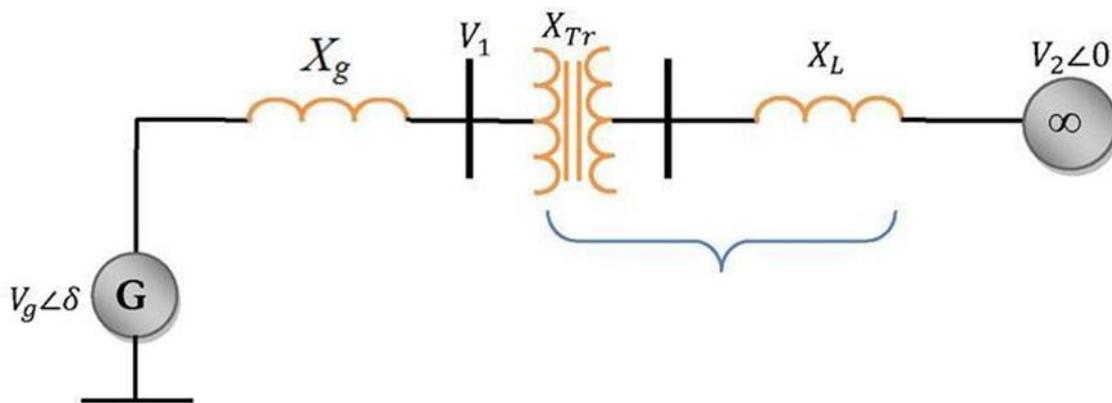


Fig. (1.5). Générateur synchrone connecté à un jeu de barres infini.

Le concept de la stabilité peut être expliqué par une approche graphique simple, à savoir le critère des aires égales (Equal Area Criterion). Cette approche regroupe l'équation du mouvement et le couple (P-δ) traditionnelle représentant la relation entre la puissance produite par le générateur et l'angle du rotor. Pour expliquer cette approche, nous prenons un système de puissance simple constitué d'un générateur synchrone connecté à un jeu de barres infini via une ligne de transport (Figure 1.6). Le générateur est modélisé par une source de tension idéal  $V_g$  en série avec une réactance  $X_g$  (modèle classique). La ligne et le transformateur sont représentés par la réactance  $X_E$ .

$$X_E = X_{TR} + X_L \tag{1.7}$$

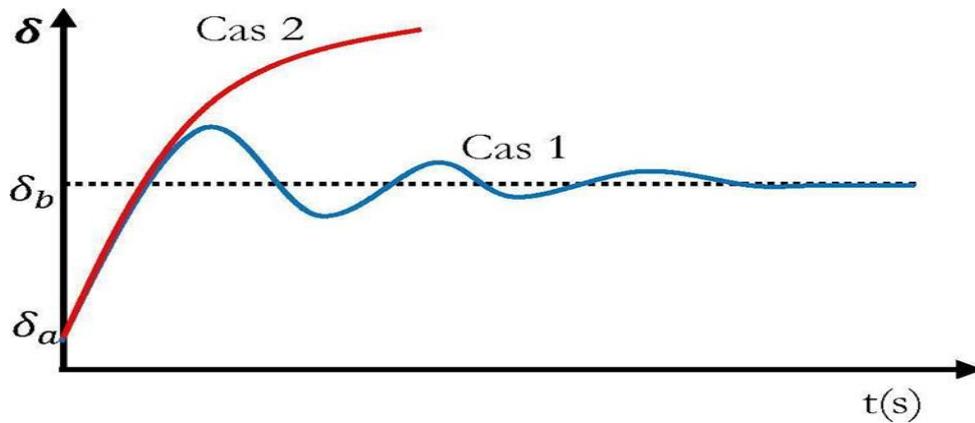


Fig. (1.6) graphe de la puissance électrique  $P = f(\delta)$ .

Lors de l'équilibre la puissance  $P_{e1}$  est égale à la puissance mécanique appliquée pour l'angle correspondant  $\delta_a$  un brusque changement sur la charge du générateur entraîne une variation de la puissance mécanique par exemple de  $P_{e1}$  à  $P_{e2}$  (Figure (1.6)). Le rotor va accélérer de sorte que l'angle du rotor augmente de  $\delta_a$  à  $\delta_b$ , pour pouvoir fournir une puissance supplémentaire à la charge. Ce pendant l'accélération du rotor ne peut pas s'arrêter instantanément. Ainsi bien que la puissance développée par l'angle  $\delta_b$  soit suffisante pour la charge, le rotor va dépasser l'angle  $\delta_b$  jusqu'à qu'un couple opposé suffisant soit développé pour arrêter cette accélération. L'énergie supplémentaire va ralentir le rotor et la diminution de l'angle de puissance, suivant l'inertie et là l'amortissement du système les oscillations de l'angle du rotor résultant vont s'amortir et la machine restera stable (cas 1 Figure (1.3)) ou diverger et la machine deviendra instable en perdant le synchronisme avec le système (cas 2 Figure (1.4)).

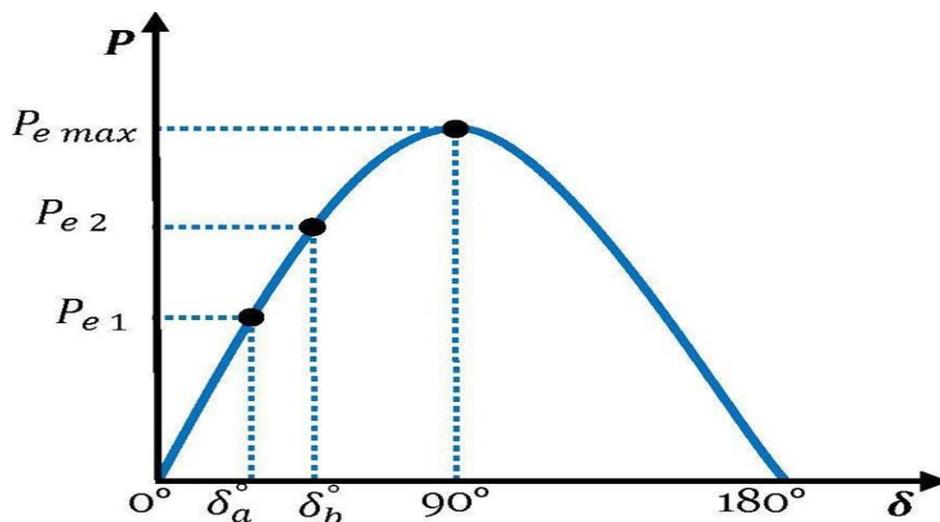


Fig. (1.6) Variation temporelle d'angle rotorique

### 2.2.1 Équations d'oscillation d'un générateur synchrone :

La formulation des équations d'oscillation des rotors des générateurs d'un réseau électrique joue un rôle important dans l'étude de la stabilité transitoire des réseaux électriques, comme le soutiennent la plupart des auteurs de ce champ de recherche.

Dans ce paragraphe, on présentera une approche présentée par [5] qui nous permettra de déduire les équations d'oscillation du rotor d'une machine synchrone à la suite d'une perturbation (ST).

La première étape pour développer les équations d'oscillation du générateur est d'exprimer la deuxième loi de Newton pour le rotor en écrivant :

$$J \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = T_m - T_e = T_a \quad [\text{N.m}] \quad (1.8)$$

Tel que :

$J$  : Le moment total d'inertie des masses du rotor en  $[\text{kg. m}^2]$ ,

$\theta_m$  : Le déplacement angulaire du rotor par rapport à un axe fixe en radians mécaniques  $[\text{rad}]$ ,

$t$  : Le temps en secondes  $[\text{s}]$ ,

$T_m$  : Le couple mécanique du rotor, fourni par la turbine, diminué par le couple de retard dû aux pertes de rotation en  $[\text{N. m}]$ ,

$T_e$  : Le couple électrique net en  $[\text{N. m}]$ ,

$T_a$  : Le couple d'accélération en  $[\text{N. m}]$ .

Et puisqu'on s'intéresse à la variation de la vitesse du rotor par rapport à la vitesse synchrone, l'étape suivante serait d'écrire l'expression de l'angle mécanique  $\theta_m$  par rapport à un axe tournant à la vitesse synchrone sous la forme :

$$\theta_m = \omega_{smt} + \delta_m \quad (1.9)$$

Avec :

$\omega_{smt}$  : La vitesse synchrone du rotor en radians mécaniques par seconde  $[\text{rad. s}^{-1}]$ ,

$\delta m$  : Le déplacement angulaire du rotor en radians mécaniques par rapport à l'axe de référence tournant à la vitesse du synchronisme [*rad*].

En remplaçant (1.9) dans (1.8) on obtient :

$$\mathbf{J} \frac{d^2 \delta m}{dt^2} = \mathbf{T}_m - \mathbf{T}_e = \mathbf{T}_a \quad [\text{N.m}] \quad (1.11)$$

Ensuite, on introduit la variable  $\omega m$  qui correspond à la vitesse angulaire mécanique du rotor. Elle est donnée par :

$$\omega_m = \frac{d\theta_m}{dt} \quad (1.12)$$

Et en multipliant les deux côtés de l'équation (1.11) par  $\omega$ , on trouve :

$$\mathbf{J} \omega m \frac{d^2 \delta m}{dt^2} = \mathbf{P}_{m-w} - \mathbf{P}_{e-w} = \mathbf{P}_{a-w} \quad [\text{W}] \quad (1.13)$$

Avec :

$P_{m-w}$  : La puissance mécanique en [W] fournie par la turbine au générateur,

$P_{e-w}$  : La puissance électrique en [W] donnée par le générateur,

$P_{a-w}$  : La puissance d'accélération en [W].

Il faut noter ici que la vitesse  $\omega m$  de l'arbre du rotor est normalement constante lorsque nous sommes dans un fonctionnement stable et elle est égale à la vitesse synchrone  $\omega sm$ . Dans ce cas, nous pouvons écrire :

$$\mathbf{M} = \mathbf{J} \omega m = \mathbf{J} \omega sm \quad (1.14)$$

Tel que M est la constante d'inertie de la machine et elle est exprimée en Joule-Seconde par radian mécanique.

À cette étape, on remplace l'expression (1.14) dans (1.13) ce qui nous donne l'équation :

$$\mathbf{M} \frac{d^2 \delta m}{dt^2} = \mathbf{P}_{m-w} - \mathbf{P}_{e-w} = \mathbf{P}_{a-w} \quad [\text{W}] \quad (1.15)$$

À ce stade on définira une autre quantité qui est la constante d'inertie normalisée qu'on symbolisera par. C'est cette dernière quantité qu'on va utiliser dans les programmes de

simulation (ST) car c'est elle qui est fournie généralement dans la littérature ainsi que dans les fichiers de données dynamiques des réseaux électriques. La constante d'inertie normalisée  $H$  est donnée par :

$$\mathbf{H} = \frac{1}{2} \frac{M \omega sm}{Snom} \quad [\text{S.Pu}] \quad (1.16)$$

Où :

$Snom$  : La puissance nominale triphasée du générateur en [MVA]

Et en utilisant (1.16) pour exprimer  $M$  en fonction de  $H$  on trouve :

$$\mathbf{M} = \frac{2 H Snom}{\omega sm} \quad (1.17)$$

En substituant (1.17) dans (1.15) on trouve :

$$\frac{2 H}{\omega sm} \frac{d^2 \delta m}{dt^2} = \frac{Pm-w - Pe-w}{Snom} = \frac{Pa-w}{Snom} \quad [\text{p.u}] \quad (1.18)$$

Où :

$$\frac{2 H}{\omega sm} \frac{d^2 \delta m}{dt^2} = \mathbf{Pm-w} - \mathbf{Pe-w} = \mathbf{Pa-w} \quad [\text{p.u}] \quad (1.19)$$

Tel que :

: La puissance mécanique en [p. u] fournie par la turbine au générateur,

**Pe**: La puissance électrique en [p. u] donnée par le générateur,

: La puissance en [p. u] d'accélération.

Aussi, si  $p$  est le nombre de pôles du générateur on peut exprimer les grandeurs mécaniques

$\delta m$  Et  $\omega sm$  sous la forme des grandeurs électriques suivantes :

$$\omega s = \frac{p}{2} \omega sm \quad (1.20)$$

$$\delta = \frac{p}{2} \delta m \quad (1.21)$$

Et en remplaçant par (1.20) et (1.21) dans l'équation (1.19) on trouve finalement :

$$\frac{2H}{\omega sm} \frac{d^2 \delta m}{dt^2} = P_m - P_e = P_a \quad [p.u] \quad (1.22)$$

L'équation (1.22) est donc nommée équation d'oscillation en  $[p. u]$  du générateur, et elle sera un outil principal dans l'étude de la stabilité transitoire d'un réseau électrique.

Ensuite, pour rendre l'équation (1.22) qui est du second ordre plus simple à programmer plusieurs auteurs proposent de la transformer en un système de deux équations du premier ordre en écrivant :

$$\frac{2H}{\omega s} \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e = P_a \quad (1.23)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega s - \omega \quad (1.24)$$

En pratique, c'est le système des équations (1.23) et (1.24) qu'on va utiliser dans la programmation des simulations (ST) afin de représenter l'oscillation d'un générateur.

L'équation (1.17) peut être écrite comme suite :

$$P_e = P_{\max} \cdot \sin\delta \quad (1.25)$$

L'équation (1.25) est représentée graphiquement par la figure (1.5).

### 2.2.2. Détermination de temps critique d'isolement de défaut

**(TCID) :**

C'est le paramètre le plus décisif dans l'analyse de la stabilité transitoire d'un réseau électrique. Mathématiquement c'est la solution de l'équation différentielle de second ordre non linéaire connue sous le nom de Swing équation ou équation de mouvement. Physiquement, il représente le temps maximal durant lequel notre réseau peut supporter un défaut (court-circuit, surcharge, surtension surintensité,) sans perdre sa stabilité [4].

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

$$T_c = \sqrt{\frac{2H(\delta_c - \delta_0)}{90.f.P_m}} \quad (1.26)$$

### 2.2.3. Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire :

Avec l'accroissement mondial sur la demande de l'énergie électrique, l'interconnexion entre les différents pays et les contraintes économiques pour la construction des nouvelles centrales

électriques et la réalisation de nouvelles lignes de transports, la stabilité transitoire est devenue plus critique tous ces facteurs entraînent l'exploitation des réseaux électriques près de leurs limites de stabilité. Ce qui donne une importance capitale à l'évaluation de la stabilité transitoire en temps réel. À cause de la forte non-linéarité une étude analytique rigoureuse n'est guère possible, la résolution nécessiterait

la prise en compte d'un grand nombre des paramètres. Plusieurs méthodes d'évaluation ont été développées. Elles peuvent être classées en trois familles [6].

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

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

#### **Méthodes d'intégration numériques :**

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

La phase pendant défaut caractérisée par une marge de temps très courte (de l'ordre de 100ms).

La phase après élimination de défaut qui peut s'étendre à quelques secondes (généralement, un system qui n'a pas perdu le synchronisme après quelques secondes, est considéré stable) [6]. Souvent, on évalue la stabilité :

Soit on cherche à savoir si le system perd le synchronisme pour un temps d'élimination de défaut donné.

Soit on évalue la limite de stabilité par le temps critique d'élimination de défaut CCT (Critical Clearing Time).

Pour détecter la conservation de stabilité, il faut juste vérifier que les angles du rotor des différentes machines s'évaluent dans une marge de valeurs spécifiques durant la simulation [6].

#### **Les avantages des méthodes d'intégration numériques :**

Fournir des informations importantes sur les phénomènes transitoires, en particulier sur le comportement de leurs paramètres saillants et l'évolution temporelle du system (angles des rotors, vitesses, puissance. etc.).

Peut s'accommoder à n'importe quelle modélisation (quel que soit le nombre des équations différentielles qui représente l'équipement), et n'importe quel scénario de stabilité (type de contingence, séquence d'évènements).

Peut atteindre le degré de précision requise, sous l'hypothèse d'une bonne modélisation et de valeurs correctes des paramètres du system [6,4].

#### **Inconvénients des méthodes d'intégration numériques :**

Ne fournit pas de marge de stabilité pouvant renseigner à quelle distance le système se trouve à l'instabilité et pouvant faciliter le calcul de sensibilité.

Ne fournit pas d'outils efficaces de commande, c'est à dire de stabilisation de scénario instable. Finalement, il est très important de remarquer que les progrès spectaculaires réalisés sans cesse dans le domaine de la programmation ont contribué à rendre les méthodes d'intégration numériques bien plus rapides qu'à leurs débuts : des simulations nécessitant une heure de temps il y a à peine une vingtaine d'années ne demandent plus que quelques secondes [6,4].

#### ➤ **Méthodes directes :**

Les inconvénients des méthodes temporelles précités ont motivés le développement des méthodes non conventionnelles, en particulier, des méthodes

Directes basées sur le critère de stabilité de Lyapunov dont les tout premiers travaux remontent à 1947 et 1958 (même s'ils n'appliquent pas à la lettre la théorie générale de Lyapunov mais bien le concept énergétique, qui en est un cas particulier. Contrairement aux méthodes de simulations, les méthodes directes évaluent la stabilité transitoire en évitant de faire recours à la résolution des équations différentielles. La méthode des aires égales est la méthode la plus utilisée pour évaluer la stabilité transitoire d'un system mono machine reliée à un jeu de barres infini, les résultats d'application de cette méthode est l'angle critique du générateur [6,4].

#### **Les avantages des méthodes directes :**

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

#### **Les inconvénients des méthodes directes :**

Ces méthodes ne permettent pas de considérer un system de grande taille. Une limitation dans la modélisation du réseau.

Ne fournit pas les réponses temporelles de tous les paramètres du réseau.

#### **Méthodes hybrides :**

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

L'estimation du problème de stabilité peut être abordée en considérant un système mono machine ou un système à deux machines équivalent du système multi machines.

Le problème de modélisation peut être résolu en incluant la fonction de Lyapunov calculée par les méthodes d'intégration numériques.

La méthode dite SIME (Single Machine Equivalent), est souvent utilisée pour évaluer la stabilité transitoire, c'est une méthode hybride résultant de la combinaison de la méthode d'intégration temporelle pas à pas appliquée au système multi machine à l'étude, et le critère d'égalité des aires appliqué sur le système mono machine équivalent. Cette combinaison fournit deux informations essentielles sur la stabilité transitoire, à savoir [6,3].

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

Evaluation de la marge de la stabilité.

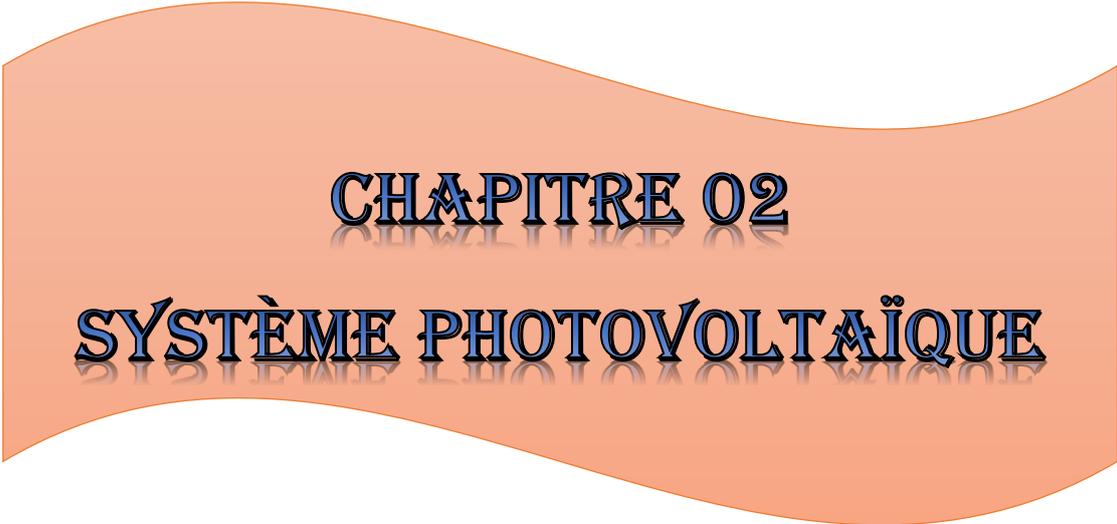
#### **2.2.4. Méthodes d'amélioration de la stabilité transitoire :**

En vue de son importance dans la planification, la conception et l'exploitation des réseaux d'énergie électrique, l'amélioration de la stabilité transitoire reste un défi majeur pour les ingénieurs pour éviter tous événement qui peut conduire vers un blackout. Les solutions envisageables d'amélioration de la stabilité transitoire se basent sur [4].

- \* Augmentation de la constante d'inertie des générateurs
- \* Augmentation de la puissance active.
- \* Installation des protections et des appareils de coupure rapides.
- \* Implantation des valves rapides des turbines à gaz.
- \* Installation des résistances d'amortissement.
- \* Utilisation des PSS.

#### **Conclusion :**

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

A decorative orange banner with wavy top and bottom edges, containing the chapter title.

**CHAPITRE 02**  
**SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE**

## 1. INTRODUCTION

Le soleil est une source énergétique quasiment illimitée, il pourrait couvrir plusieurs milliers de fois notre consommation globale d'énergie. C'est pourquoi, l'homme cherche depuis longtemps à mettre à profit cette énergie importante et diffusée sur l'ensemble de la planète, il est arrivé à réaliser ce but par le moyen dit cellule photovoltaïque.

Le nom Photovoltaïque vient du Grec, il est composé de deux parties:

**Photos** : Lumière.

**Volt** : Unité de tension électrique, du nom Alessandro Volta.

Ce phénomène fut découvert au 19ème siècle par le physicien Alexandre Edmond Becquerel.

La première cellule photovoltaïque fut développée début 1954 pour l'alimentation en énergie des satellites. Depuis 1958, les cellules photovoltaïques alimentent seulement le système énergétique des satellites jusqu'à ses premières applications terrestres au début des années 70. Le photovoltaïque fut utiliser pour l'alimentation en énergie de petites maisons isolées et d'équipements de télécommunications.

Aujourd'hui, grâce à sa fiabilité et à son concept respectueux de l'environnement, le photovoltaïque prend une place prépondérante. [1]

## 2. Définition de l'énergie solaire photovoltaïque :

L'énergie solaire photovoltaïque (PV) provient de la conversion directe de l'énergie provenant de photons, compris dans le rayonnement lumineux (solaire ou autre) en énergie électrique. Elle utilise pour ce faire des modules photovoltaïques composés de cellules ou de photopiles fabriqués avec des matériaux sensibles aux longueurs d'ondes du visible qui réalisent cette transformation d'énergie.

L'association de plusieurs cellules PV en série/parallèle donne lieu à un générateur photovoltaïque (GPV) qui a une caractéristique statique courant-tension  $I(V)$  non linéaire et présentant un point de puissance maximale (PPM). Cette caractéristique dépend du niveau de rayonnement et de la température de la cellule ainsi que du vieillissement de l'ensemble.

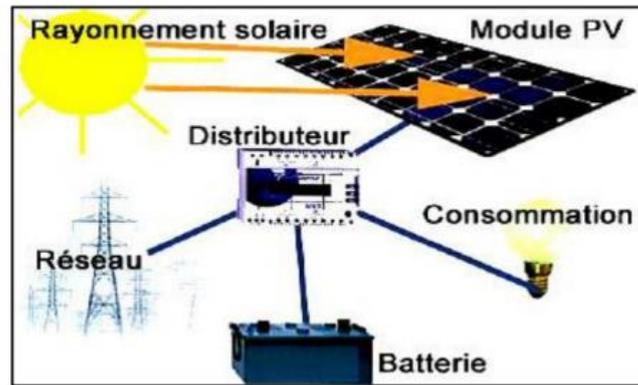


Fig. (2.1) Système Photovoltaïque

## 2.2. La cellule photovoltaïque :

### 2.1.1 Principe d'une cellule photovoltaïque :

L'effet photovoltaïque utilisé dans les cellules solaires permet de convertir 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. Ce matériau comporte deux parties, l'une présentant un excès d'électrons et l'autre un déficit en électrons, dites respectivement dopée de type n et dopée de type p. Lorsque la première est mise en contact avec la seconde, les électrons en excès dans le matériau n diffusent dans le matériau p. La zone initialement dopée n devient chargée positivement, et la zone initialement dopée p chargée négativement.

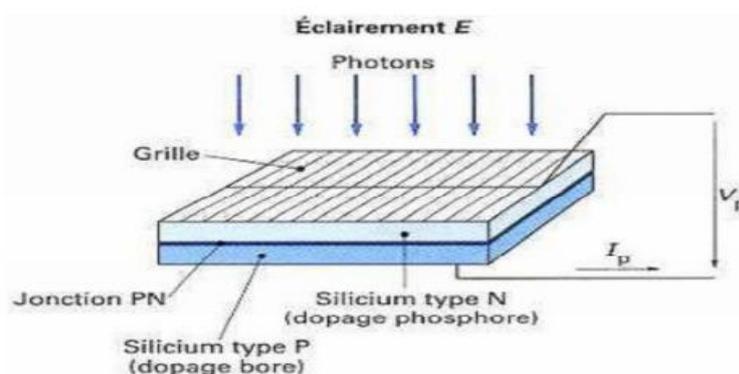


Fig. (2.2) Schéma d'une cellule photovoltaïque

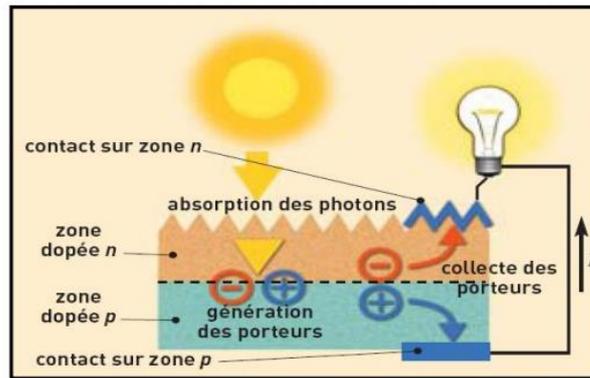


Fig. (2.3) : Principe de la conversion photovoltaïque

Il se crée donc entre elles un champ électrique qui tend à repousser les électrons dans la zone n et les trous vers la zone p. Une jonction (dite p-n) a été formée. En ajoutant des contacts métalliques sur les zones n et p, une diode est obtenue. Lorsque la jonction est éclairée, les photons d'énergie égale ou supérieure à la largeur de la bande interdite communiquent leur énergie aux atomes, chacun fait passer un électron de la bande de valence dans la bande de conduction. Si une charge est placée aux bornes de la cellule, les électrons de la zone n rejoignent les trous de la zone p via la connexion extérieure, donnant naissance à une différence de potentiel: le courant électrique circule (voir figure 2.2). [2]

### 2.1.2 Modélisation courant tension d'une cellule solaire :

La modélisation est nécessaire pour pouvoir étudier et analyser le comportement et le fonctionnement de la cellule PV.

#### a) Modèle d'une cellule solaire idéale :

La photopile est un composant semi-conducteur qui délivre un courant en excitant ce dernier par des photons, donc en première approximation on a une source de courant, qui est court-circuitée par une diode (car la photopile est une jonction p-n)

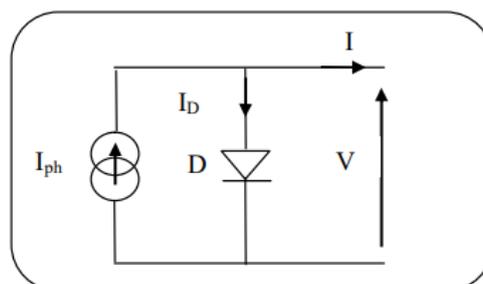


Fig. (2.4) : schéma idéale d'une cellule photovoltaïque

$$I = I_{ph} - I_D \quad (1)$$

$$I = I_{ph} - I_0 \left( e^{\frac{q.V}{A.K.T}} - 1 \right) \quad (2)$$

$I_{ph}$  : est le courant généré par la lumière.

$I$  : courant de sortie de la cellule PV.

$V$ : Tension aux bornes de la sortie de la cellule PV.

$q$ :  $1.67 \times 10^{-23}$  coulomb C' : charge d'un électron élémentaire.

$K$ :  $1.38 \times 10^{-23}$  j/°K : constante de Boltzmann.

$T$ : Température ambiante en °K.

### b) Modèle d'une cellule solaire réelle

On rencontre dans la littérature plusieurs modèles de la cellule photovoltaïque qui diffèrent entre eux par le nombre de paramètres intervenant dans le calcul de la tension et de l'intensité de courant de sortie. Reichenbach (1980) et Townsend (1981) ont prouvés que des cellules photovoltaïques peuvent être modélisées par un circuit électrique équivalent qui contient des paramètres ayant les significations liées aux phénomènes physiques de la cellule. Reichenbach (1980) et Green (1981) ont passé en revue plusieurs circuits équivalents et ils ont recommandé l'utilisation de circuit d'une seule diode à quatre paramètres. Roger (1984), Appel Baum (1987), Epstein (1990), Ruffié et Beckmann (1991) et Alghuwainem (1992) ont employés le modèle à quatre paramètres.

Dans ce qui suit on récapitule les différents modèles électriques des cellules photovoltaïques rencontrées dans la littérature.

Les cellules PV sont représentées par deux différents modèles :

### c) Modèle à une diode (à une seule exponentielle) :

Réellement il existe plusieurs influences des résistances parasites dans la production de l'énergie électrique, et la cellule photovoltaïque est représentée généralement par le schéma suivant :

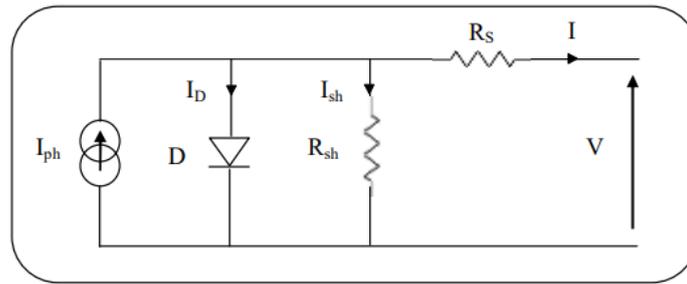


Fig. (2.5) schéma équivalent d'une cellule solaire

C'est le modèle le plus classique dans la littérature, il fait intervenir un générateur de courant pour la modélisation du flux lumineux incident, une diode pour les phénomènes physiques de polarisation et deux résistances (série et shunt).

Ces résistances auront une certaine influence sur la caractéristique I-V de la photopile:

- la résistance série est la résistance interne de la cellule; elle comprend principalement la résistance du semi-conducteur utilisé, de la résistance de contact des grilles collectrices et de la résistivité de ces grilles,
- la résistance shunt est due à un courant de fuite au niveau de la jonction; elle dépend de la façon dont celle-ci a été réalisée.

Le courant de la diode est donné par :

$$I_D = I_0 \times \left[ e^{\frac{q \times (V + R_s I)}{AKT}} - 1 \right] \quad (3)$$

Le courant généré par la cellule PV est donné par la loi des mailles

$$I = I_{ph} - I_D - I_{sh} \quad (4)$$

$$= I_{ph} - I_0 \times \left[ e^{\frac{q \times (V + R_s I)}{AKT}} - 1 \right] - \left( \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \right) \quad (5)$$

#### d) Modèle à deux diodes (à deux exponentielles):

La cellule photovoltaïque est représentée par le circuit électrique suivant (fig. 2.6), qui se compose d'une source de courant modélisant le flux lumineux, deux diodes pour la polarisation de la cellule, une résistance shunt et une résistance série.

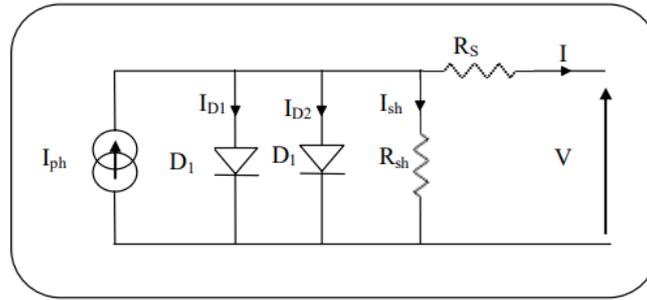


Fig. (2.6) : schéma équivalent à deux diodes

Le courant généré par la cellule PV est donné par la loi des mailles

$$I = I_{ph} - (I_{D1} + I_{D2}) - I_{sh} \quad (6)$$

Le courant de la diode est donné par :

$$I_{D1} = I_{01} \times \left[ e^{\frac{q \times (V + R_s I)}{AKT}} - 1 \right] \quad (7)$$

$$I_{D2} = I_{02} \times \left[ e^{\frac{q \times (V + R_s I)}{AKT}} - 1 \right] \quad (8)$$

Avec :  $I_{01}, I_{02}$  courant de saturation des diodes

$$I = I_{ph} - I_{01} \times \left[ e^{\frac{q \times (V + R_s I)}{AKT}} - 1 \right] - I_{02} \times \left[ e^{\frac{q \times (V + R_s I)}{AKT}} - 1 \right] - \left( \frac{V + R_s I}{R_{sh}} \right) \quad (9) \quad [9]$$

### 3. Caractéristique courant-tension d'une cellule photovoltaïque :

On appelle caractéristique courant tension ( $V$ ), la courbe représentant la variation du courant  $I$  en fonction de la tension  $V$  aux bornes de la cellule.

Les paramètres caractéristiques suivants peuvent être extraits de ce graphe :

- Le courant de court-circuit  $I_{cc}$ .
- La tension de circuit ouvert  $V_{co}$ .
- Le courant  $I_m$  et la tension  $V_m$  tels que le produit des deux soit maximal comme représenter sur la figure (2.7).

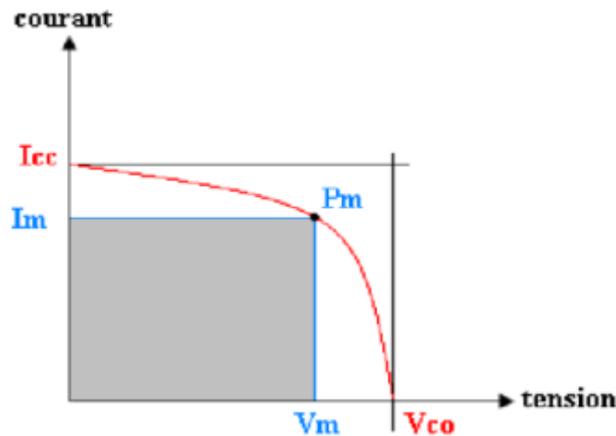


Figure (2.7) Puissance maximale sur une caractéristique courant-tension.

Ces paramètres peuvent être déterminés à partir des courbes I-V, ou d'équations caractéristiques.

Les plus usuels sont les suivants :

**a) Courant de court-circuit :**

C'est le courant pour lequel la tension aux bornes de la cellule ou du générateur PV est nulle. Dans le cas idéal (nulle,  $R_{sh}$  infinie) ce courant se confond avec le photo-courant  $I_{ph}$ .

$$I_{cc} = I_{ph} - I_0 \left[ e^{\frac{q \times (V + R_s I)}{AKT}} - 1 \right] - \left( \frac{V}{R_{sh}} + \frac{R_s I_{cc}}{R_{sh}} \right) \quad (10)$$

En court-circuit  $V=0$ , et pour la plupart des photopiles (dont la résistance série est faible), on peut négliger le terme  $I_d$  devant  $I_{ph}$ . L'expression approchée du courant de court-circuit est alors

$$I_{cc} \cong \frac{I_{ph}}{1 + \frac{R_s}{R_{sh}}} \quad (11)$$

D'où 
$$I_{cc} \cong I_{ph} \quad (12)$$

**b) Tension de circuit ouvert :**

La tension à circuit ouvert est obtenue quand le courant qui traverse la cellule est nul. Elle dépend de la barrière d'énergie et de la résistance shunt. Elle décroît avec la température et varie peu avec l'intensité lumineuse .

On peut écrire : 
$$V_{CO}(I = 0) = V_T \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_0} + 1\right) \quad (13)$$

**c) Puissance optimale et facteur de forme :**

Nous constatons que plus la courbe est carrée, plus la puissance maximale

$P_m = V_m \times I_m$  Est élevée. On mesure cette propriété par le facteur de forme (fill factor) définie comme suit :

$$FF = \frac{V_m \times I_m}{V_{co} \times I_{CC}} \quad (14)$$

**d) Le rendement :**

Le rendement est donné par le rapport de la puissance électrique maximale générée à la puissance du rayonnement solaire incident.

Si S est la surface de ce module, E l'éclairement en  $W/m^2$ , le rendement énergétique, s'écrit

$$\eta = \frac{P_m}{P_i} = \frac{V_{co} \times I_{CC} \times FF}{E \cdot S} \quad (15)$$

Pour le silicium le rendement est inférieur à 14%. La droite passant par l'origine et le point de puissance maximale a une pente qui correspond à la charge optimale de la photopile comme le montre la figure (2.8).

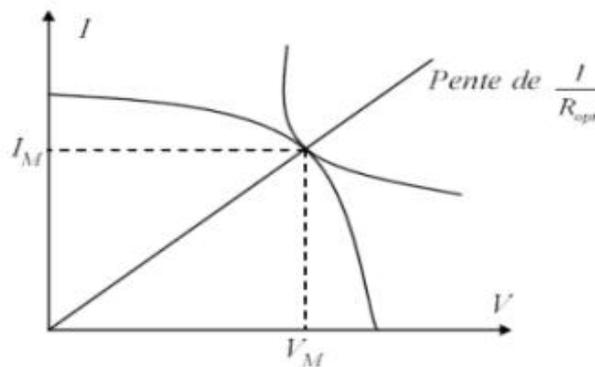


Figure (2.8) : Schéma d'une cellule élémentaire

**4. Facteurs influents sur le fonctionnement d'une cellule photovoltaïque :**

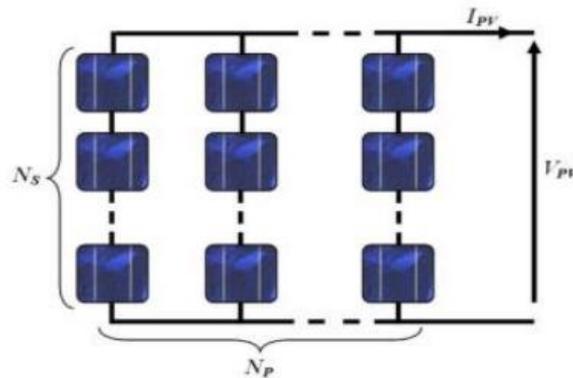
**4.1. Influence de l'Éclairement.**

**4.2. Influence de la Température.**

**4.3 Influence de la résistance série.**

### 3. Le module photovoltaïque

Pour produire plus de puissance, les cellules solaires sont assemblées pour former un module (Figure 2.9). 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.



**Fig. (2.9) Module PV constitué par  $N_S$  cellules en série  
Et  $N_P$  cellules en parallèle**

Ce module est protégé en face avant par une plaque de verre et en face arrière par un autre matériau (verre ou résine) et installé sur un cadre en aluminium anodisé.

#### 3.1. Le panneau photovoltaïque :

Afin d'obtenir des puissances de quelques KW à quelques MW, sous une tension convenable, il est nécessaire d'associer les modules en série (augmenté la tension) et en parallèle (augmenté le courant) pour former un panneau (ou champ PV). La quantité d'électricité dans l'ensemble des composants du panneau PV dépend :

- Des besoins en électricité.
- De la taille du panneau.
- De l'ensoleillement du lieu d'utilisateur.
- De la saison d'utilisateur.

#### 3.2. le champ PV :

C'est un regroupement de modules solaires photovoltaïques raccordés entre-deux et destiné à produire de l'électricité, soit à titre autonome (panneaux solaires sur les toits des habitations par exemple), soit dans le cadre d'un raccordement à un réseau public de distribution d'électricité.



Fig. (2.10) Champ photovoltaïque

### 3.3. Différent types de système PV :

- a) Système autonome.
- b) Système PV hybride.
- c) Système PV raccordé au réseau :

Un tel système s'installe sur un site raccordé au réseau (Sonelgaz en Algérie). Généralement sur des habitations ou des entreprises qui souhaitent recourir à une forme d'énergie renouvelable et qui bénéficient d'un bon ensoleillement. On peut distinguer des systèmes PV raccordés aux réseaux avec et sans batteries de stockage.

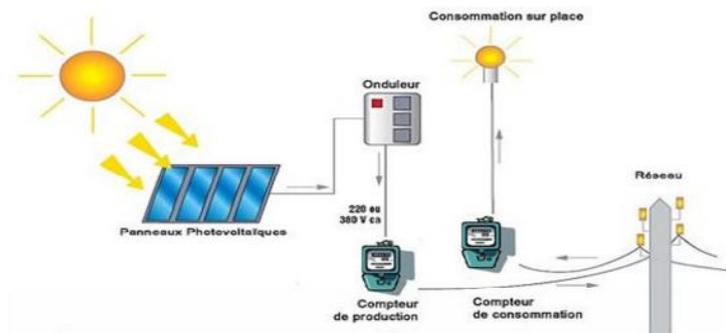


Fig. (2.11) Système PV raccordé au réseau sans batterie

### 3.4. Secteurs d'applications :

- **Domaine spatial** : C'est de loin le secteur le plus ancien puisque les premières utilisations de cellules solaires pour des engins spatiaux (satellites,) remontent aux années soixante.

- **Habitation isolée** : L'approvisionnement en électricité dans les régions rurales isolées est un problème d'actualité, en particulier dans les pays en voie de développement.
- **Industrie isolée** : La technologie photovoltaïque est de plus en plus couramment intégrée dans les programmes nationaux d'électrification rurale (habitations domestiques, écoles, centres de santé, télécommunication, ...)
- **Centrale de puissance** : Avec les applications photovoltaïques connectées au réseau d'électricité national, une nouvelle tendance se dégage; elle est caractérisée par un fort potentiel de diffusion dans les pays industrialisés.

#### 4. Avantages et inconvénients d'une installation PV :

##### a) Les Avantages :

La technologie photovoltaïque présente un grand nombre d'avantages.

- Haute fiabilité (elle ne comporte pas de pièces mobiles), qui la rend particulièrement appropriée aux régions isolées.

C'est la raison de son utilisation sur les engins spatiaux.

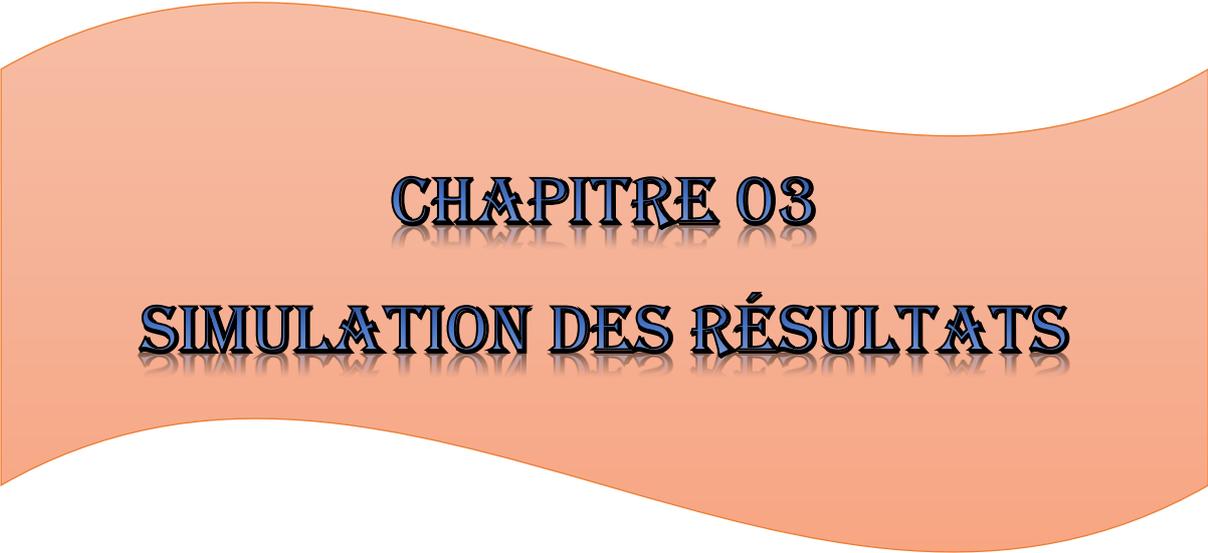
- Le caractère modulaire des panneaux photovoltaïques permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissances allant du milliwatt au Mégawatt.
- Leurs coûts de fonctionnement sont très faibles vu les entretiens réduits et ils ne nécessitent ni combustible, ni transport, ni personnel hautement spécialisé.
- La technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant, silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, si ce n'est par l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions.

##### b) Les inconvénients :

- Le système photovoltaïque présente toutefois des inconvénients.
- La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.
- Le rendement réel de conversion d'un module est faible.
- Les générateurs photovoltaïques ne sont compétitifs par rapport aux générateurs Diesel que pour des faibles demandes d'énergie en région isolée [11].

**Conclusion :**

Dans ce chapitre nous avons présenté des généralités sur les composants d'un système photovoltaïque, de la cellule solaire, sa modélisation et ses caractéristiques courant-tension. Ainsi qu'un aperçu sur le principe de fonctionnement de ce système et son raccordement au réseau.



**CHAPITRE 03**  
**SIMULATION DES RÉSULTATS**

## 1. Introduction :

Dans le présent chapitre, nous avons étudié le comportement du réseau de 3 générateurs et 7 nœuds et le réseau IEEE 14 nœuds, soumis aux défauts symétriques (court-circuit triphasé, ainsi que l'impact du système photovoltaïque sur le régime transitoire des deux réseaux. L'utilisation du logiciel ETAP nous a permis de faire l'analyse des tensions aux niveaux des différents jeux de barres, des vitesses angulaires des générateurs, et leur angle interne.

## 2. L'environnement de simulation (ETAP) :

**ETAP (Electrical Transient Analyser Program)** est la plate-forme d'analyse la plus complète pour la conception, la simulation, le fonctionnement et l'automatisation des systèmes de production, de distribution et d'énergie industrielle. ETAP est développé dans le cadre d'un programme d'assurance qualité établi et est utilisé dans le monde entier comme un logiciel à fort impact. ETAP est complètement localisé en quatre langues avec des rapports de sortie traduits en six langues. En tant que solution d'entreprise entièrement intégrée, ETAP s'étend à un système de gestion d'énergie intelligent en temps réel pour surveiller, contrôler, automatiser, simuler et optimiser le fonctionnement des systèmes d'alimentation.



Fig (3.1) la première fenêtre d'ETAP.

Développé par Dr. FARROKH SHOKOOH est le fondateur et actuel PDG d'ETAP tout en travaillant chez 'fluor corporation' dont le siège est à IRVINE, en CALIFORNIA en 1986, depuis cette date plusieurs versions sont apparues, la version utilisée dans ce travail est 19.0.1 datée en 2020 dont la page principale est illustrée ci-dessous :

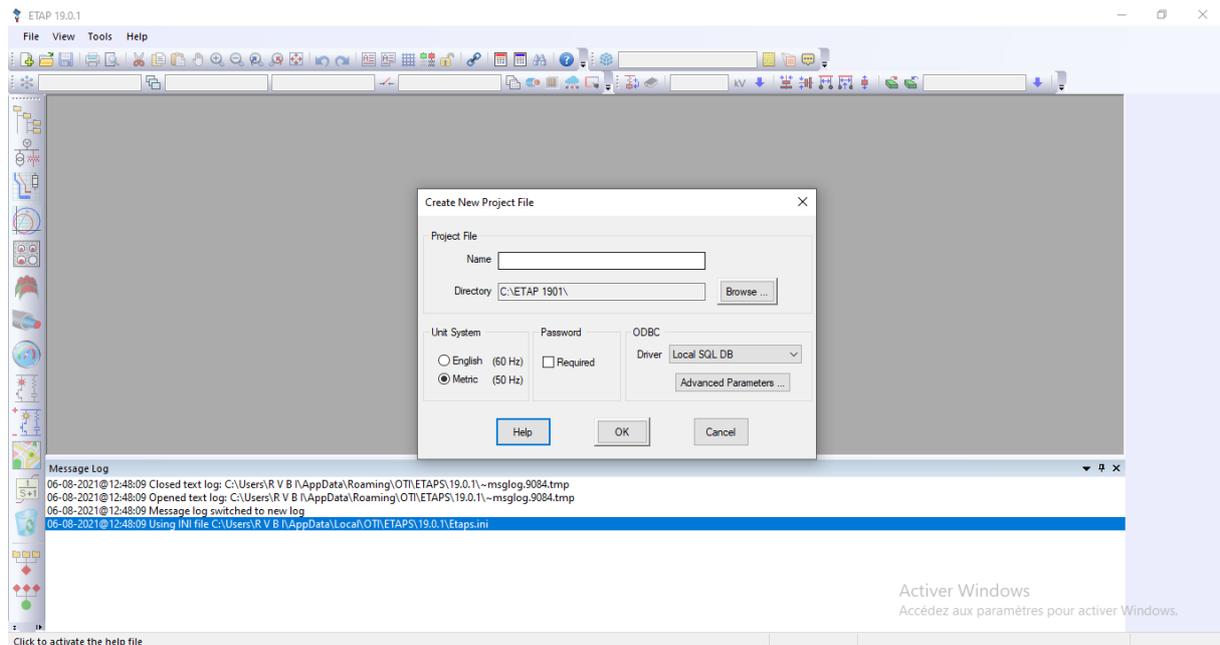


Fig (3.2) la fenêtre principale de l'ETAP.

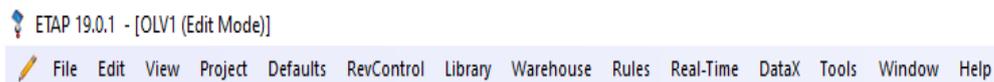


Fig (3.3) Barre de menu.

La barre de menus contient une liste complète des options de menu. Chaque option active une liste déroulante de commandes telles que Opérations sur les fichiers, Impression, Conversions de base de données, Echange de données, Objets OLE, Normes de projet, Paramètres de projet et Options de projet, Bibliothèques, Valeurs par défaut, Polices d'annotation, Base et Révision . Barre d'outils du projet:



Fig (3.4) barre d'outils.

La barre d'outils Projet contient des boutons qui fournissent des raccourcis pour de nombreuses fonctions couramment utilisées. Ces fonctions sont: Créer des projets, Ouvrir des projets, Enregistrer des projets, Imprimer, Aperçu avant impression, Couper, Copier, Coller, Zoom panoramique, Annuler, Rétablir, Zone de texte, Affichage grille, Vérification de continuité, Thèmes, Obtenir un modèle, Ajouter au modèle OLV, Lien hypertexte, calculateur

de puissance, recherche et aide. Dans la barre d'outils, cliquez sur Power Grid bouton. Le curseur se transforme en icône Grille de puissance quand vous passez sur l'OLV. Cliquez sur n'importe où dans l'OLV pour placer un utilitaire sur votre diagramme à une ligne.



Fig (3.5) Modes d'étude.

Modifier les barres d'outils :

Les barres d'outils Modifier sont actives lorsque vous êtes en mode Edition. Vous pouvez cliquer ou double-cliquez pour sélectionner, glisser-déposer des éléments CA, CC et d'instrument sur les diagrammes à une ligne. En outre, vous pouvez effectuer les opérations suivantes les fonctions: • Afficher et imprimer des rapports de sortie personnalisables (Rapports texte et Crystal) • Modifier les options d'affichage • Gestionnaire de rapports du calendrier d'accès • Ajout de nouveaux systèmes de grille au sol • Ajouter des réseaux composites et des moteurs composites.



Fig (3.6) les barres d'outils.

## 2.2 .Utilisation de l'ETAP :

Les étapes d'utilisations de l'ETAP se résument comme suit :

- 1- Ouvrir un nouveau fichier avec son nom ;
- 2- Créer du réseau électrique à étudier ;
- 3- Lancer le modelé de la bibliothèque de simulation ;

- 4- Introduire les données numérique des éléments (générateur, lignes, transfos, FACTS) ;
- 5- Exécuter l'écoulement de puissance ;
- 6- Exécuter la simulation dans le domaine temporel.

### 3. Problématiques :

Garder un réseau stable est un challenge pour les exploitants car il faut maîtriser les défauts et leurs impacts sur leurs réseaux c'est pour cela qu'on a proposé plusieurs scenarios :

1<sup>er</sup> test (modèle 3 générateurs et 7 jeux de barres).

- Cas N°1 : fonctionnement normal (sans PV et sans défauts).
- CAS N°2 : avec défauts (différents temps de défauts).
- CAS N°3 : avec système photovoltaïque.

2<sup>em</sup> test (modèle IEEE 14 nœuds).

- Cas N°1 : fonctionnement normal (sans PV et sans défauts).
- CAS N°2 : avec défauts (différents temps de défauts).
- CAS N°3 : avec système photovoltaïque.

#### 3.1 . 1<sup>er</sup> test : Réseau standard (modèle 3 générateurs et 7 jeux de barres) :

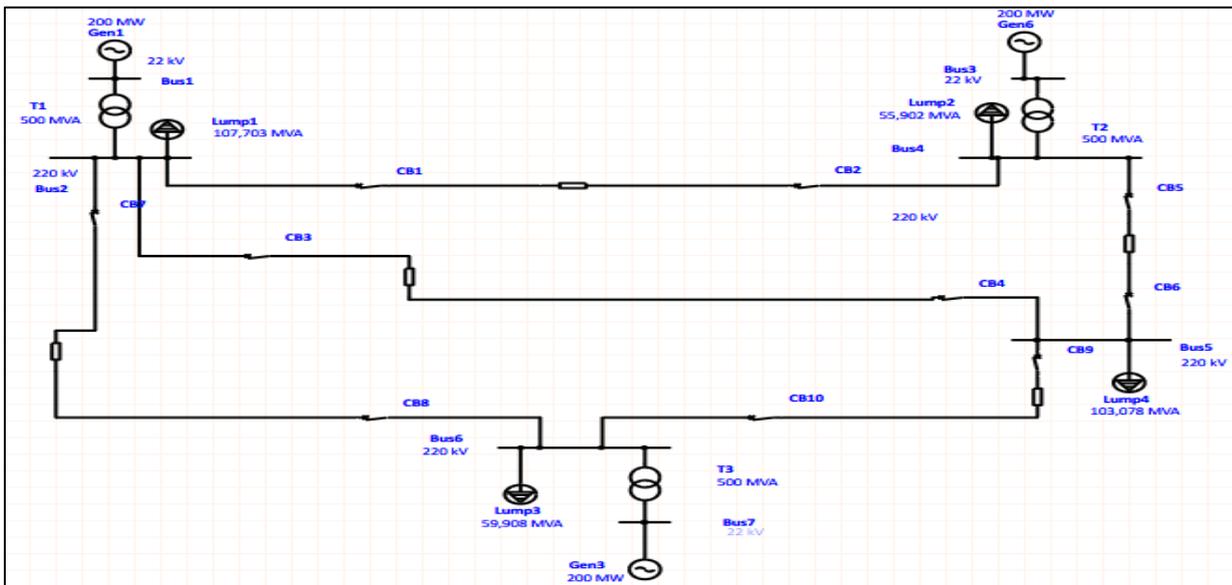


Fig. (3.7) modèle 3 générateurs 7 jeux de barres.

### 3.2. Caractéristique modelé d'étude :

Nombre de jeux de barres	Nombre de ligne de transmission	Nombre de transformateurs	Nombre de Générateurs	Nombre de Charges
7	5	3	3	4

Bus	V [KV]	P gen [MW]	P load [MW]	Q load [Mvar]
BUS 1	22	200	0	0
BUS 2	220	0	100	107.703
BUS 3	22	200	0	0
BUS 4	220	0	100	40
BUS 5	220	0	50	25
BUS 6	220	0	50	33
BUS 7	220	200	100	25

Tableau (3.1) Données techniques du modèle d'étude.

Les lignes	Les longueurs [km]	R [ $\Omega$ ]	X [ $\Omega$ ]	Y [ $\Omega^{-1}$ ]
Ligne1	100	16.94	108.9	0.0000134
Ligne2	120	12.1	50.82	0.0000093
Ligne3	80	12.584	84	0.0000070
Ligne4	130	13.552	60.5	0.0000072

Ligne5	90	19.36	104.06	0.0000114
--------	----	-------	--------	-----------

Tableau (3.2) Données des lignes.

### 3.3 Résultats de simulation et interprétation :

➤ cas N°1: fonctionnement normal (sans PV et sans défauts).

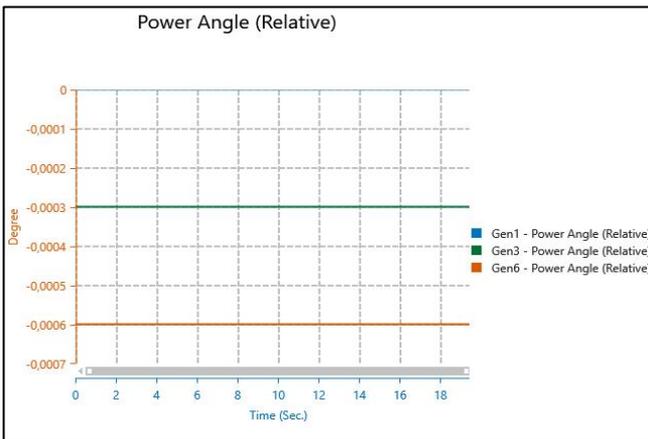


Fig. (3.8) l'angle interne. Des 3 générateurs.

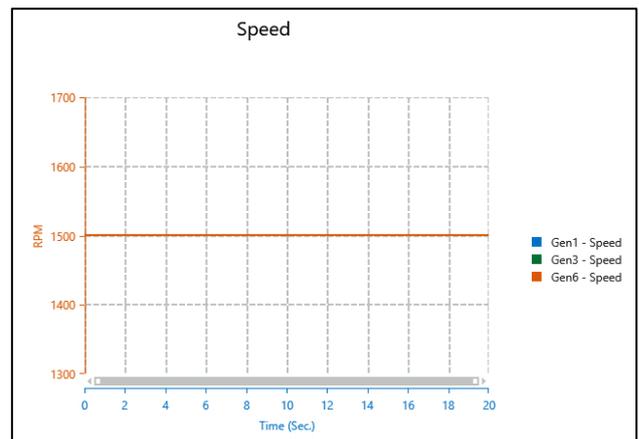


Fig. (3.9) la vitesse des 3 générateurs.

➤ cas N°2 : (avec temps de défaut  $t = [1-1.4]$  s).

Le choix de lieu de l'application de défaut est très essentiel :

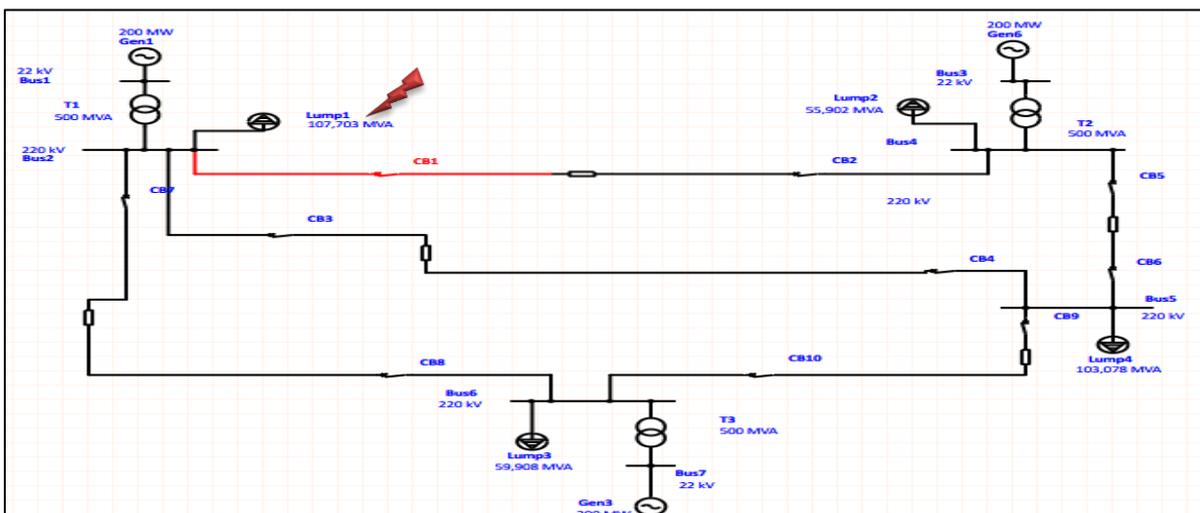
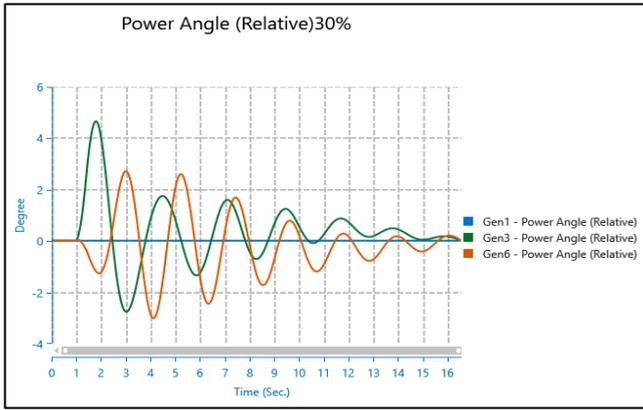


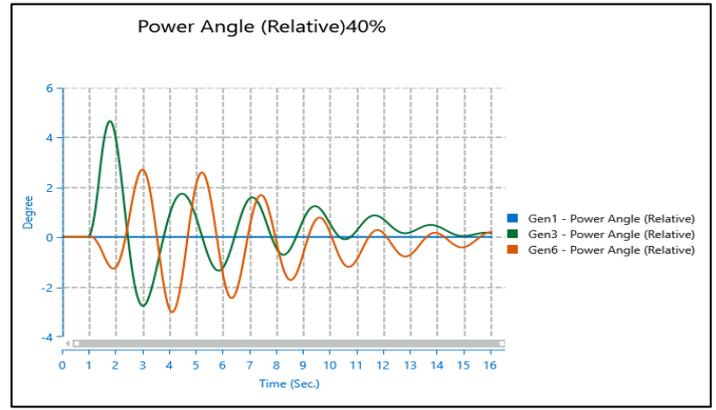
Fig. (3.10) Application d'un défaut.

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

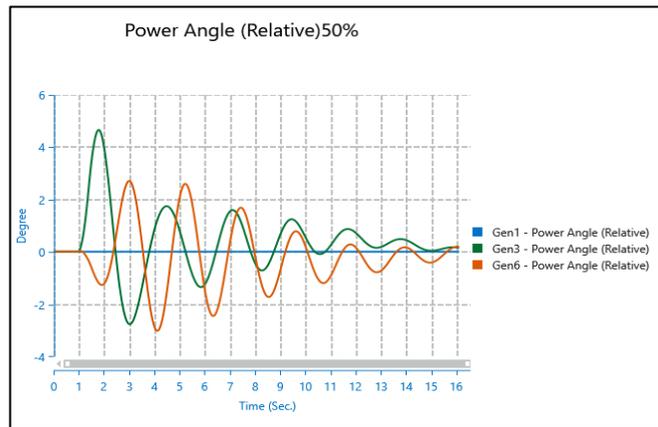




(c)

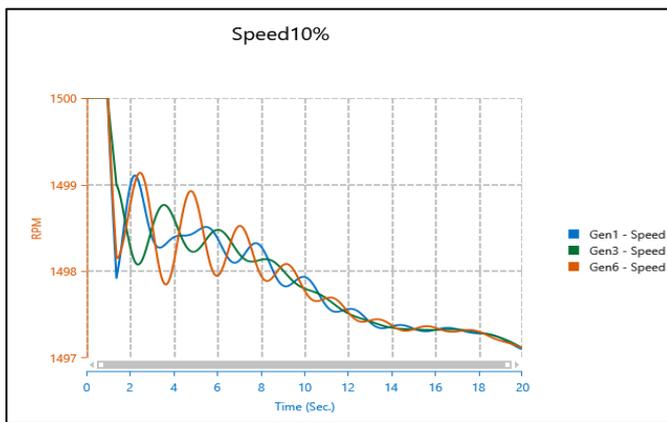


(d)

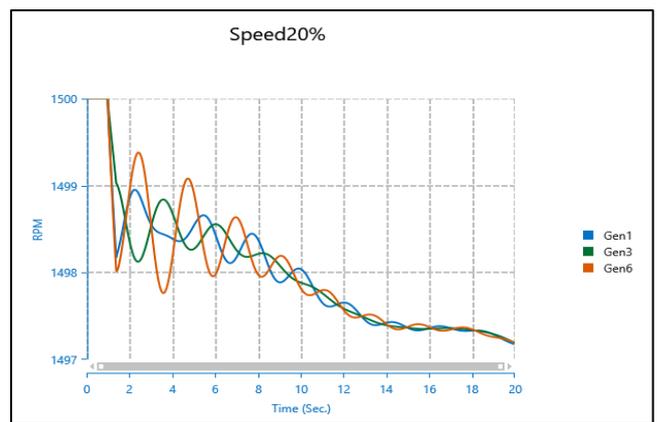


(e)

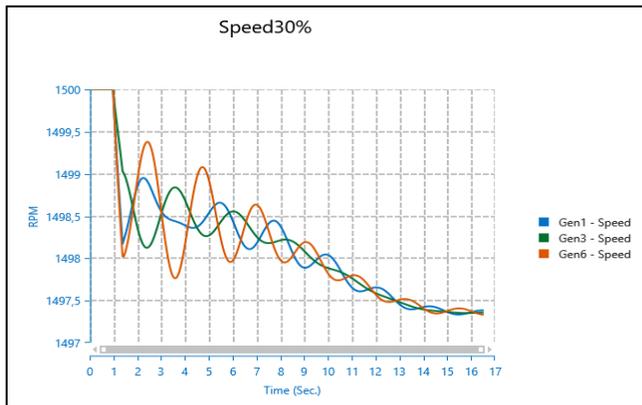
Fig. (3.14) variation de l'angle interne a)10% ,b)20%,c)30%,d)40%,e)50% pour différents taux de pénétration du système photovoltaïque.



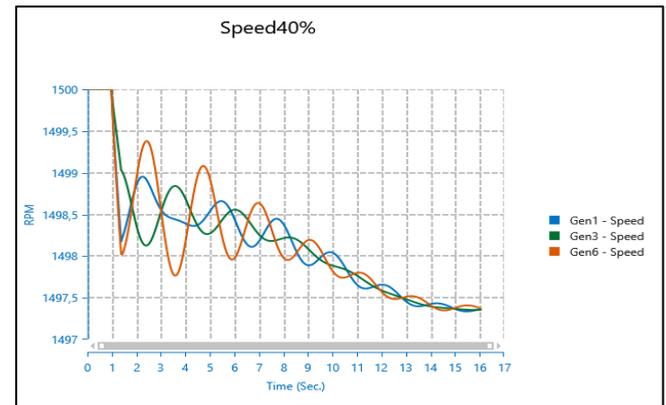
(a)



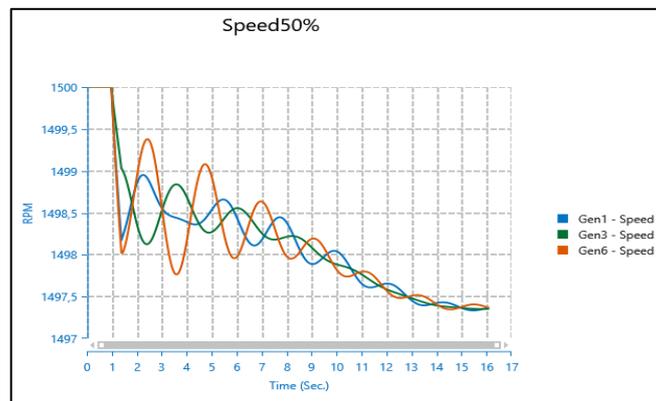
(b)



(c)



(d)



(e)

Fig. (3.15) variation de la vitesse a)10%,b) 20%,c)30%,d) 40%,e) 50% pour différents taux de pénétration du système photovoltaïque.

### 3.4 Analyse des résultats de la simulation :

- Au fonctionnement normale les paramètres vitesse et angle interne sont stable parfaitement.
- Après établissements du défaut l'angle interne et la vitesse présentent des oscillations qui s'amortissent à la 19<sup>em</sup>s seconde la variation de l'angle interne ou début du défaut augmente de quatre fois par contre la vitesse démultiplié de 2 valeurs c'est à dire quelle passe de 1500tr/min a 1498tr/min.
- L'injection d'une puissance par le système photovoltaïque n'a pas présenté une grande influence sur les deux paramètres lors du régime transitoire sauf à partir de 30% ou le temps d'amortissement des oscillations commencent à déminer jusqu'à 16<sup>em</sup>s.
- Le système a repris sa stabilité pour une nouvelle vitesse qu'est presque de 1497.25tr/min La présence du taux d'injection du système photovoltaïque n'a pas présenté une influence sur cette valeur mais au contraire à agi sur le temps d'amortissement des oscillations.

3.5. 2<sup>em</sup> test : réseau standard (modèle IEEE 14 nœuds)

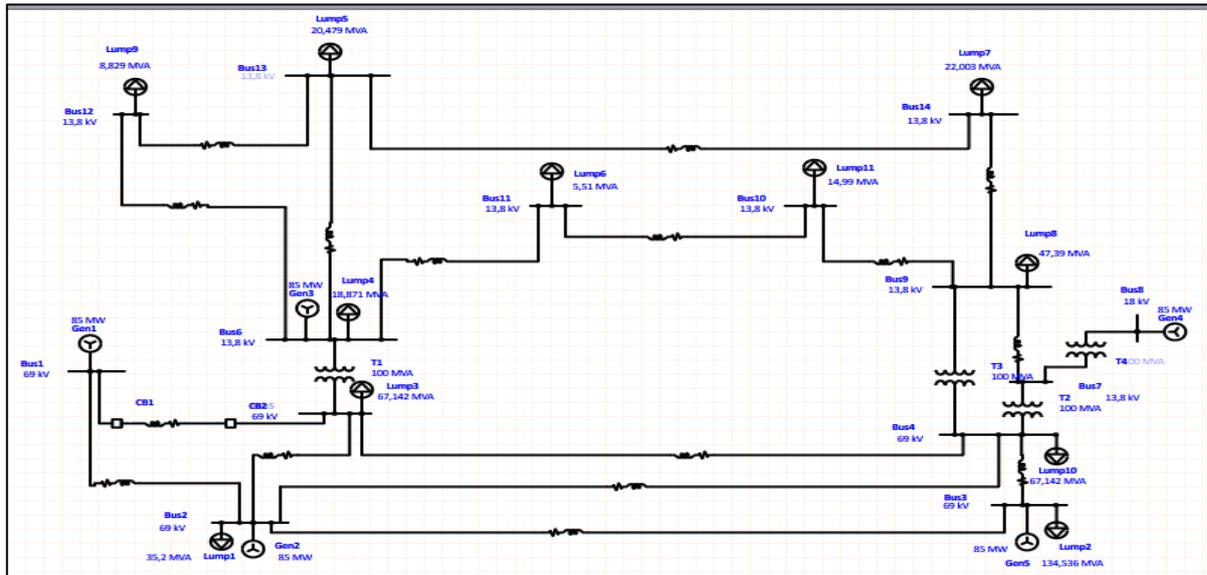


Fig. (3.16) modèle IEEE 14 nœuds.

3.6. Caractéristique modelé d'étude :

Nombre de jeux de barres	Nombre de ligne de transmission	Nombre de transformateurs	Nombre de Générateurs	Nombre de charges
14	16	4	5	11

BUS	V [KV]	P gen [MW]	P load [MW]	Q load [Mvar]
BUS 1	69	85	0	0
BUS 2	69	85	30.38	17.78
BUS 3	69	85	131.88	26.6
BUS 4	69	0	66.92	-5.46
BUS 5	69	0	66.92	-5.46
BUS 6	13.8	69	15.68	10.5

<b>BUS 7</b>	13.8	0	0	0
<b>BUS 8</b>	18	85	0	0
<b>BUS 9</b>	13.8	0	41.3	23.24
<b>BUS 10</b>	13.8	0	12.6	8.12
<b>BUS 11</b>	13.8	0	4.9	2.52
<b>BUS 12</b>	13.8	0	8.54	2.24
<b>BUS 13</b>	13.8	0	18.8	8.12
<b>BUS 14</b>	13.8	0	20.86	7

Tableau (3.4) Données techniques du modèle d'étude.

Les lignes	Les Longueurs [km]	R [ $\Omega$ ]	X [ $\Omega$ ]	Y [ $\Omega^{-1}$ ]
Ligne 1	200	0,01938	0,05917	0,0528
Ligne 2	100	0,05403	0,22304	0,0492
Ligne 3	100	0,04699	0,19797	0,0438
Ligne 4	100	0,05811	0,17632	0,0374
Ligne 5	100	0,05695	0,17388	0,034
Ligne 6	50	0,06701	0,17103	0,0346
Ligne 7	100	0,01335	0,04211	0,0128
Ligne 8	50	0,09498	0,1989	0
Ligne 9	50	0,12291	0,25581	0
Ligne 10	100	0,06615	0,13027	0
Ligne 11	50	0,00001	0,11001	0
Ligne 12	20	0,03181	0,0845	0
Ligne 13	50	0,12711	0,27038	0
Ligne 14	50	0,08205	0,19207	0

Ligne 15	50	0,22092	0,19988	0
Ligne 16	20	0,17093	0,34802	0

Tableau (3.5) Données de les lignes.

3.7 . Résultats de simulation et interprétation :

➤ cas N°1: fonctionnement normal (sans PV et sans défauts).

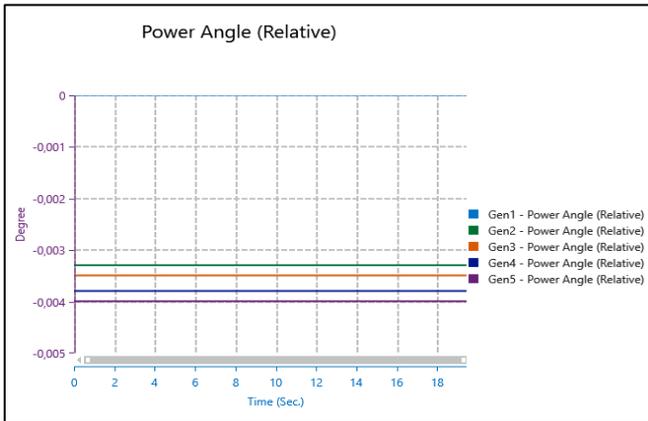


Fig. (3.17) l'angle interne.

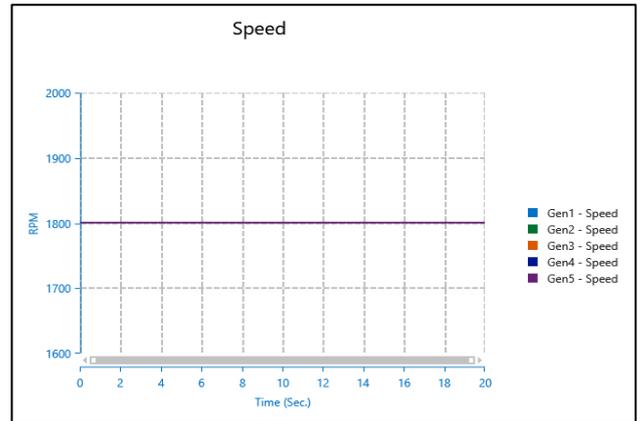


Fig. (3.18) la vitesse

➤ Cas N°2 : (avec temps de défaut  $t = [1-1.4]s$ ) Le choix de lieu de l'application de défaut est très essentiels.

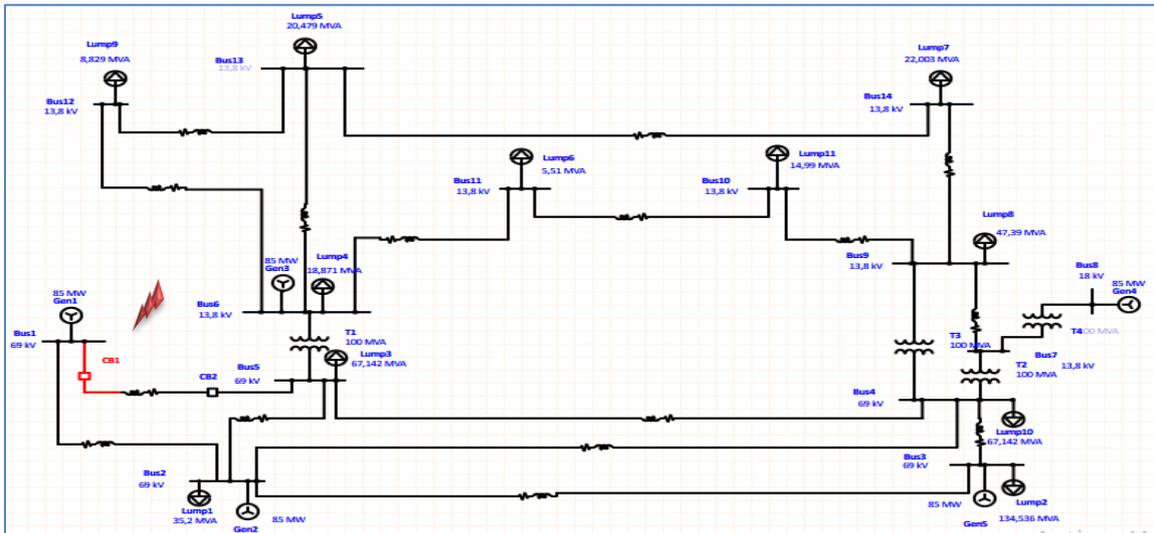


Fig. (3.19) application avec défaut.

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

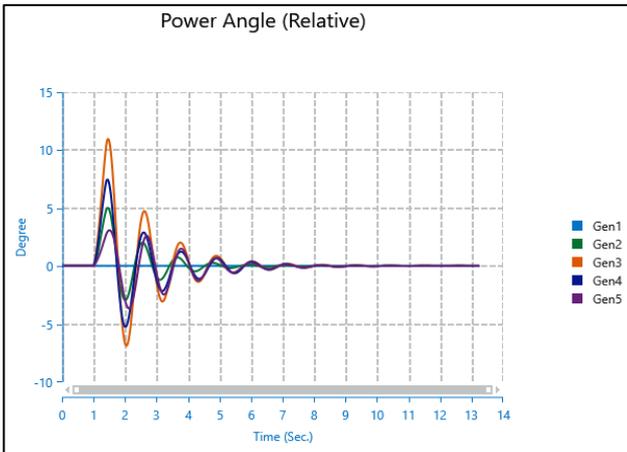


Fig. (3.20) l'angle interne

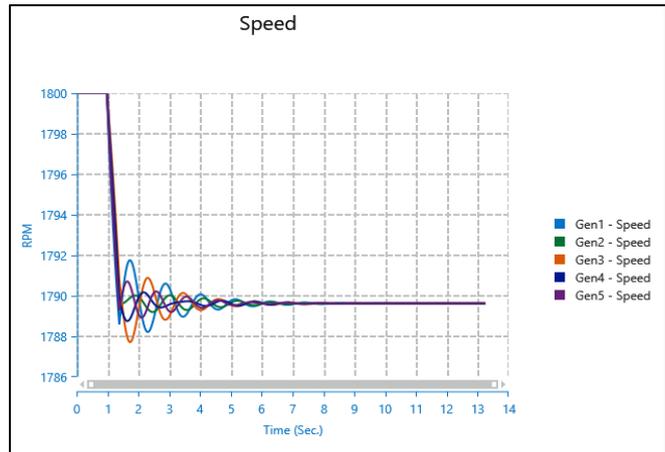


Fig. (3.21) la vitesse

➤ Cas N°3: (avec système photovoltaïque).

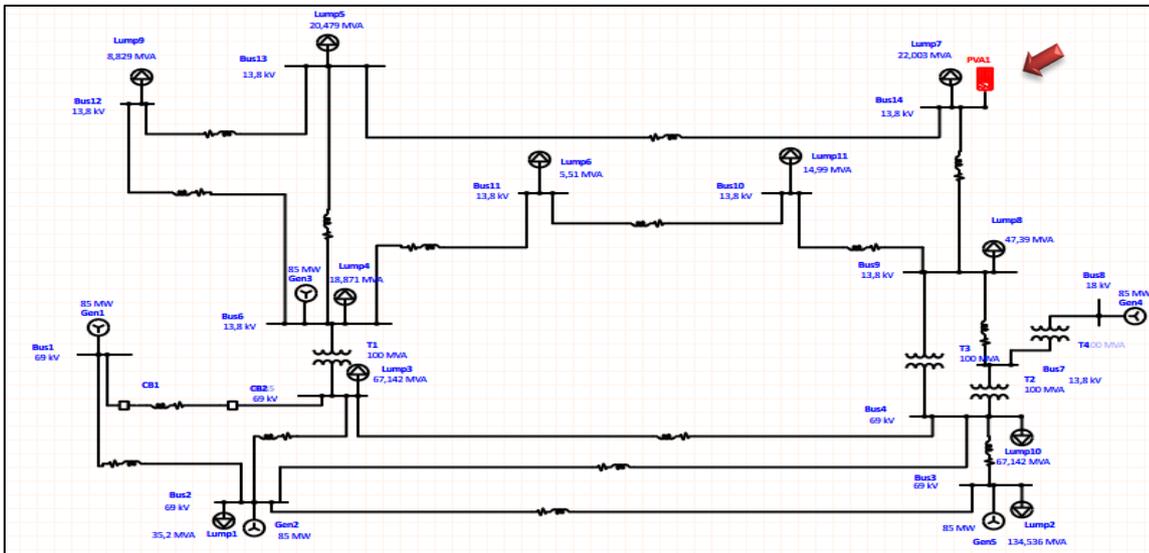
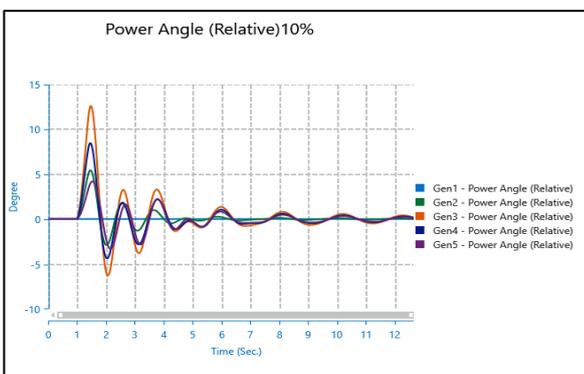
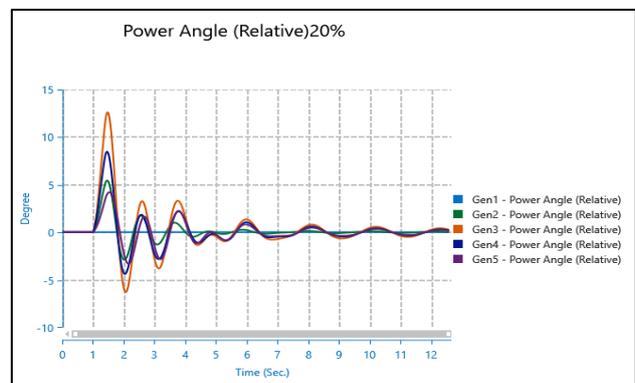


Fig. (3.22) application avec système photovoltaïque.

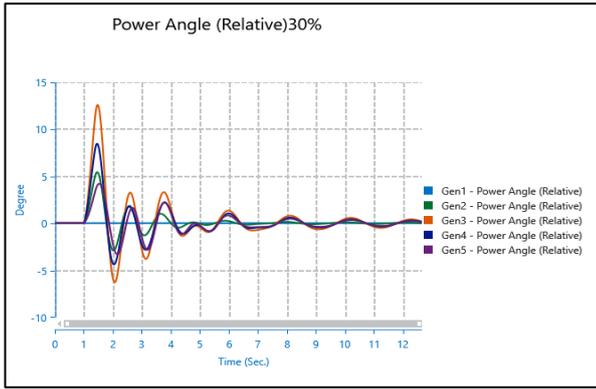
Les résultats obtenus sont présentés sur les figures ci-dessous :



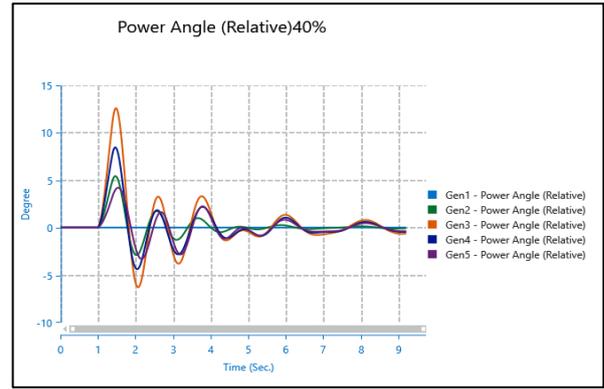
(a)



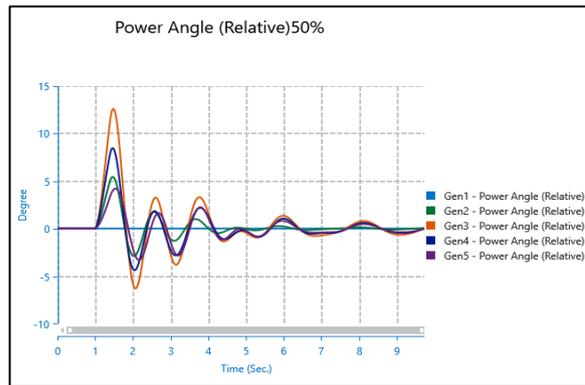
(b)



(c)

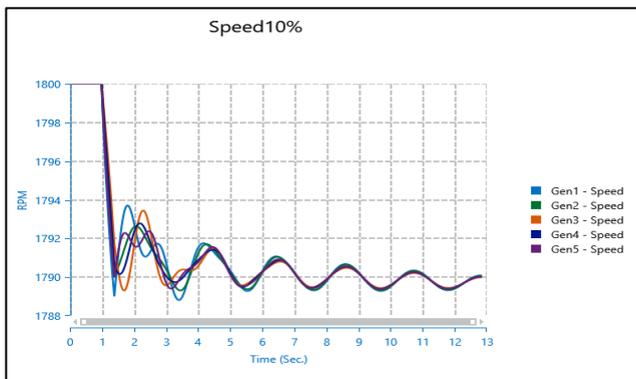


(d)

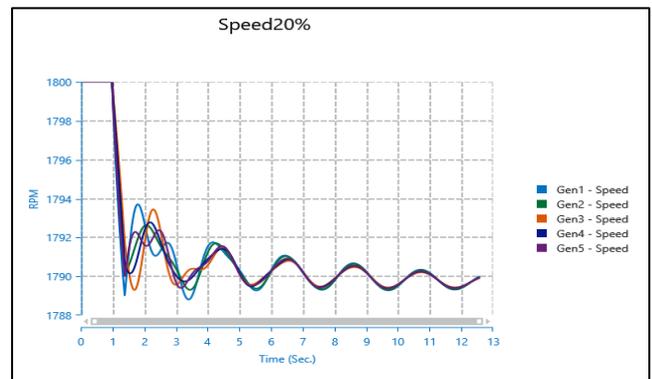


(e)

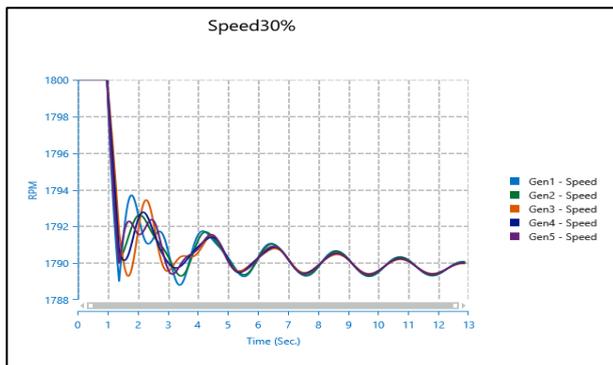
Fig. (3.23) variation de l'angle interne a)10%, b)20%,c)30%,d)40%,e)50% pour différents taux de pénétration du système photovoltaïque.



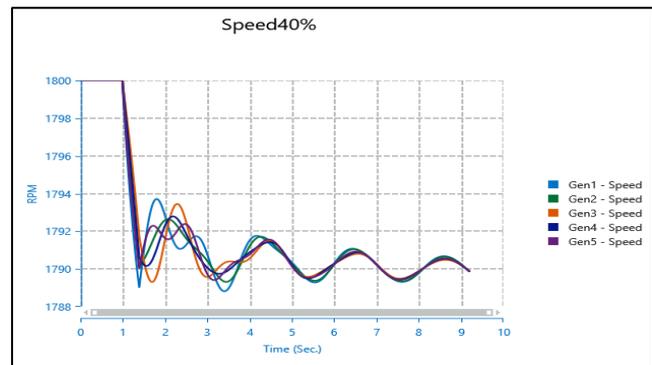
(a)



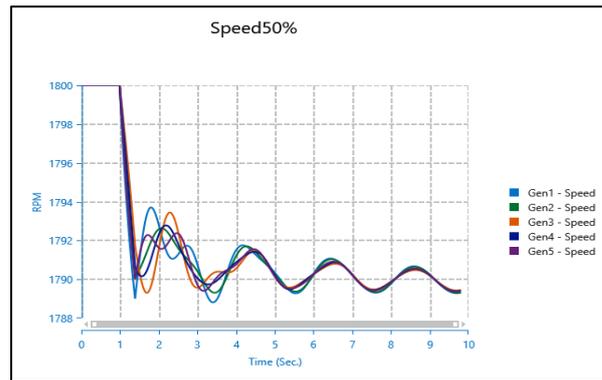
(b)



(c)



(d)



(e)

Fig. (3.24) variation de la vitesse a)10%,b)20%,c)30%,d)40%,e)50% pour différents taux de pénétration du système photovoltaïque.

### 3.8. Analyse des résultats de simulation :

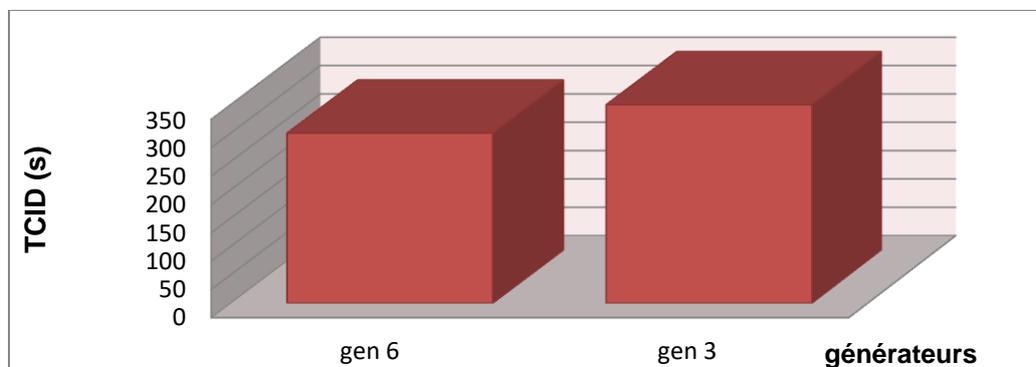
- Pour le réseau IEEE 14 nœuds le système présent des paramètres stable et lors de l'application du défaut l'angle interne et la vitesse présentent des oscillations qui s'amortissent après élimination du défaut.
- Comme on a remarqué l'influence du PV sur l'angle interne lors de l'introduction du système photovoltaïque influe seulement sur le temps d'amortissement des oscillations des deux paramètres mais un présent aucune n'influence sur l'envergure de la vitesse de l'angle.

### 3.9 influence du lieu de défaut :

- Dans le tableau suivant, nous avons considéré 02 cas de défauts de tel sorte que les défauts soient les plus proches possible des groupes de production.

générateurs	Gen 3	Gen 6
TCID[s]	350	300

Tableau (3.3) TCID pour différents lieu de défauts.



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

Les résultats obtenus sont présentés sur les figures ci-dessous

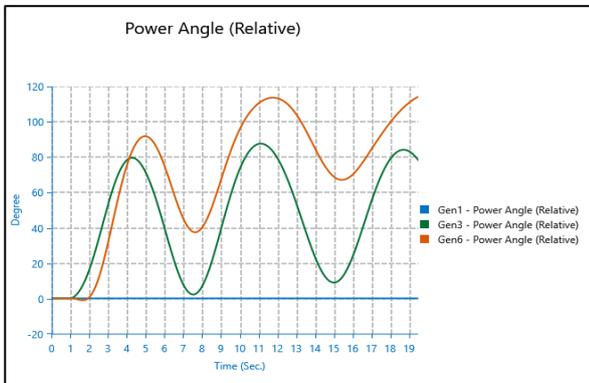


Fig.(3.25)l’angle interne de gen6  
TCID=300s.

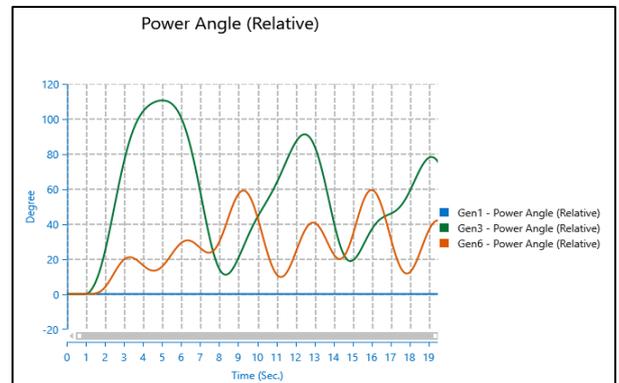
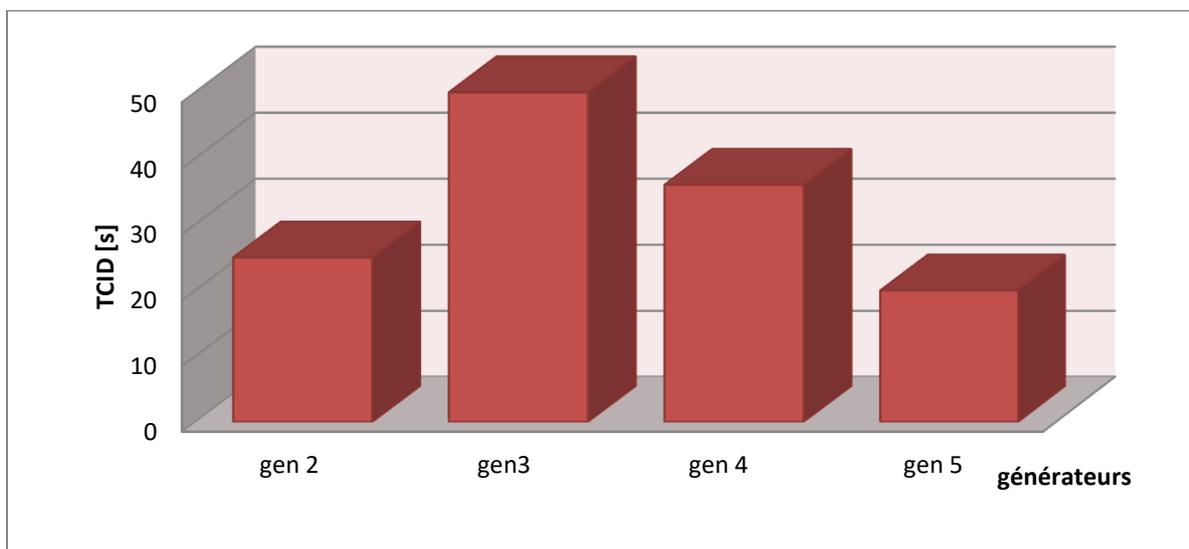


Fig.(3.26)l’angle interne de gen3 avec  
TCID=350s.

- Dans le tableau suivant, nous avons considéré 05 cas de défauts de tel sorte que les défauts soient les plus proches possible des groupes de production.

générateurs	Gen 2	Gen 3	Gen 4	Gen 5
TCID [s]	25	50	36	20

Tableau (3.4) TCID pour différents lieu de défauts.



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

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

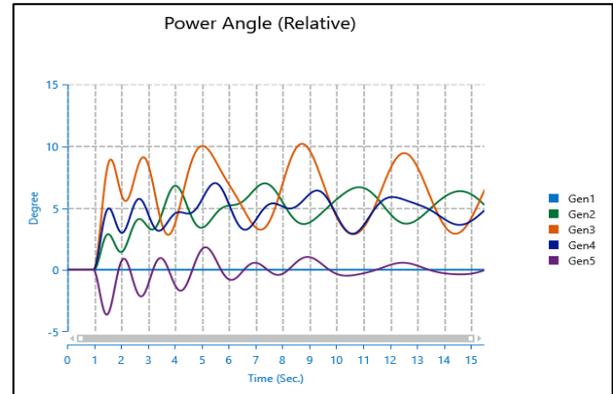
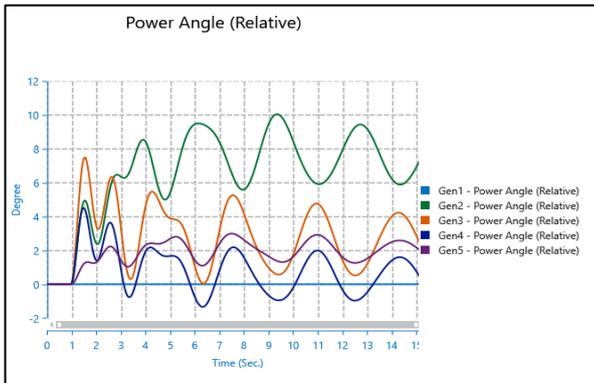


Fig.(3.26)l’angle interne de gen2 TCID=25s et gen3 TCID=50s.

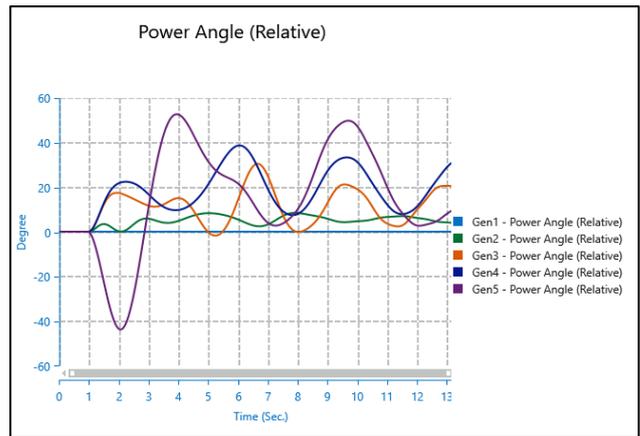
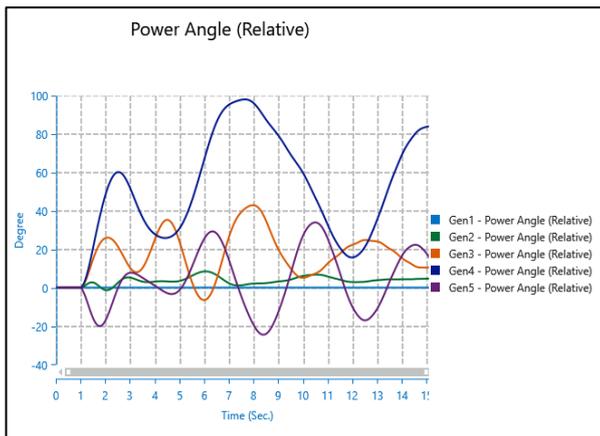


Fig.(3.27)l’angle interne de gen4 TCID= 36s et gen5 avec TCID=20s.

### 3.10 Analyse des résultats de simulations :

- 1<sup>er</sup> test Nous avons augmenté la durée de défaut à la perte du synchronisme, pour la première machine on a :  
TCID1= 300s, TCID2= 350s.
- 2<sup>em</sup> test : de même pour le réseau on a effectué la même chose, pour chaque machine et on a:

TCID1=25s, TCID2=50s, TCID3=36s, TCID4=20s.

**Conclusion :**

Dans ce chapitre, nous avons utilisé le logiciel ETAP, pour la détermination des deux paramètres ( l'angle interne, la vitesse) ainsi que le temps maximal de fonctionnement en régime transitoire « le temps critique d'isolement de défaut (TCID) » pour des défauts sur de différents jeux de barre des postes d'évacuations, de tel sorte que les défauts soient le plus proche possible des groupes de production pour les provoquer au maximum afin de maintenir leur stabilité. Ainsi qu'on peut dire que l'intégration des sources renouvelables dans de différents endroits avec de différents taux de pénétrations de l'angle interne dans le réseau de transport ont une influence sur la stabilité transitoire de ce dernier.

## **Conclusion général**

L'étude de la stabilité transitoire du système énergétique fournit des informations relatives aux variations dans le temps des angles et des vitesses rotoriques des alternateurs ainsi que des variations des tensions, courants et puissances transitées dans le réseau de transport, pendant et après la perturbation. Cette analyse permet d'une part de vérifier si le système est en fonctionnement stable.

Le but principal de ce travail est de voir l'impact du système photovoltaïque sur le régime transitoire par l'utilisation du logiciel ETAP ainsi que la détermination du TCID qui est le temps critique d'élimination du défaut.

Pour ce fait on a choisi deux réseaux test :

- Le réseaux trois générateurs 07 jeux de barres.
- Le réseaux IEEE 14 nœud.

Et les résultats obtenus ont été approuvé sur les deux réseaux est qui sont la présence du système photovoltaïque dans le réseau et quel que soit son taux ne représente pas une influence sur le régime transitoire mais juste sur le temps d'amortissement.

# Références bibliographiques

[1] wassil EL AOUANI. « ÉQUIVALENTS DYNAMIQUES POUR L'ÉTUDE DE LA STABILITÉ TRANSITOIRE » 22 janvier 2014 .montréal.

[2]Kundur, P., J. Paserba, et al. (2004). "Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions." Power Systems, IEEE Transactions on

[3](Djamel Eddine GHOURAF and Abdellatif NACERI, 3103). « Commande par PSS pour améliorer la stabilité du système électro-énergétique », Acta electrotechnica , Volume 54, Number 1, 2013.

[4] Mémoire : MERZOUGUI Hadjer (juin 2018), Etude de la stabilité transitoire d'un réseau avec intégration des sources renouvelables, mémoire de Master, en Electrotechnique, Réseaux Electrique, UNIVERSITE BADJI MOKHTAR ANNABA, (ALGERIE).

[5]Grainger, J. (1994). Power system analysis,787 p.

[6]MALEK Mounia, BALI Mohand Said «Etude comparative sur les méthodes d'analyse de la stabilité des réseaux électriques » 2016

[7] Mémoire : M. SLAMA. Fateh (le 01/04/2011), Modélisation d'un système multi générateurs photovoltaïque interconnectés au réseau électrique, mémoire Magister, Electrotechnique, Réseaux Electrique, UNIVERSITE FERHAT ABBAS – SETIF (ALGERIE).

[8] Cours : Dr. BELAID LALOUNI Sofia (2014/2015), Energie Solaire Photovoltaïque, Faculté de Technologie, Département de Génie Electrique, UNIVERSITE A. MIRA DE BIJAIA (ALGERIE).

[9] Mémoire : BOUKHERS Djamil (le 28/11/2007), optimisation d'un système d'énergie photovoltaïque application au pompage, mémoire Magister en Electrotechnique, Modalisation et Commande des Machines Electrique, UNIVERSITE MENTOURI DE CONSTANTINE (ALGERIE).

[10] Mémoire : MERZOUGUI Hadjer (juin 2018), Etude de la stabilité transitoire d'un réseau avec intégration des sources renouvelables, mémoire de Master, en Electrotechnique, Réseaux Electrique, UNIVERSITE BADJI MOKHTAR ANNABA, (ALGERIE).

[11] Mémoire : MERZOUGUI Hadjer (juin 2018), Etude de la stabilité transitoire d'un réseau avec intégration des sources renouvelables, mémoire de Master, en Electrotechnique, Réseaux Electrique, UNIVERSITE BADJI MOKHTAR ANNABA, (ALGERIE).