

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 Ibn Khaldoun de Tiaret

Faculté des Sciences Appliquées

Département de Génie Electrique



جامعة ابن خلدون- تيارت

كلية العلوم التطبيقية

قسم الهندسة الكهربائية

## THESE

Présentée en vue  
D'obtenir Le grade de

## DOCTEUR

En électrotechnique

Spécialité : Energies Renouvelables

Par

**Mr. TOURQUI Djamel Eddine**

Titre de la thèse :

**Amélioration de la stabilité d'un réseau électrique par  
l'intégration des sources d'énergies renouvelables**

Soutenue publiquement le 31/01/2017

Devant le Jury composé de :

Mr. BELFEDAL Cheikh	Professeur, Université de Tiaret	Président
Mr. SMAILI Atallah	Professeur, Université de Tiaret	Rapporteur
Mr. ALLAOUI Tayeb	Professeur, Université de Tiaret	Co-Rapporteur
Mr. MIMOUNI Abdenbi	Professeur, Université de Tiaret	Examineur
Mr. MAHI Djillali	Professeur, Université de Laghouat	Examineur

# Dédicace

## *Dédicace*

*Je dédie ce travail :*

*A mes adorables parents.*

*A mes frères et mes sœurs, à toute ma famille.*

*A tous ceux qui me sont chers.*

*'A ma future femme!'*

# Remerciements

# Remerciements

Tout d'abord je remercie **ALLAH**, qui me donne beaucoup de bien à tout moment.

Je tiens à remercier vivement les équipes du laboratoire de génie énergétique et génie informatique de l'université Ibn Khaldoun de Tiaret et celles du laboratoire des énergies renouvelables de l'université Mohamed Khider de Biskra pour leur coopération et aide technique pour la réalisation de ce travail.

Je tiens à remercier le directeur de thèse Mr **SMAILI Atallah**, Professeur à l'université de Tiaret, pour avoir également accepté de suivre et diriger de ce travail, ainsi que pour ces conseils.

J'exprime mes sincères remerciements au co-directeur de thèse Mr **ALLAOUI Tayeb**, Professeur à l'université de Tiaret, pour son aide, ses encouragements continus et sa patience au cours de ce travail.

Je remercie Mr **BELFEDAL Cheikh**, Professeur à l'université de Tiaret, pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury.

Je tiens exprimer ma profonde reconnaissance à Mr **MIMOUNI Abdenbi**, Professeur à l'université de Tiaret, qui a accepté de juger ce travail.

Je suis sensible à l'honneur que m'a fait Mr **MAHI Djillali**, Professeur à l'université de Laghouat, pour sa participation à l'évaluation scientifique de ce travail.

Je tiens également à exprimer mes vifs remerciements au Professeur **BETKA Achour** de l'université de Biskra, à Mr **BELARBI Mustapha** Enseignant à l'université de Tiaret, au Professeur **MOUDJAHED Mohamed**, ainsi qu'aux membres du laboratoire L2GEGI pour leur précieuse aide.

Enfin j'associais mes remerciements à toute personne d'étant montré coopérant de près ou de loin à la réalisation de cette thèse.

# **Table de matières**

# Table de matières

Introduction générale.....	2
----------------------------	---

## **CHAPITRE 01 : Généralités sur les énergies renouvelables : solaire photovoltaïque et éolienne**

<b>1.1 Introduction.....</b>	<b>6</b>
<b>1.2 Énergie solaire photovoltaïque.....</b>	<b>7</b>
<b>1.2.1 Rayonnement solaire.....</b>	<b>7</b>
<b>1.2.2 Historique de l'énergie photovoltaïque.....</b>	<b>8</b>
<b>1.2.3 Principe la conversion photovoltaïque.....</b>	<b>9</b>
<b>1.2.4 Générateur photovoltaïque.....</b>	<b>10</b>
1.2.4.1 Principe d'une cellule photovoltaïque.....	10
1.2.4.2 Technologies des cellules photovoltaïques.....	10
1.2.4.3 Modèle du générateur PV.....	11
1.2.4.4 Constitution d'un générateur photovoltaïque.....	12
<b>1.2.5 Ombrage et protection des panneaux photovoltaïques.....</b>	<b>13</b>
<b>1.2.6 Définition de l'étage d'adaptation entre la source PV et la charge .....</b>	<b>15</b>
<b>1.2.7 Avantages et inconvénients de l'énergie solaire.....</b>	<b>16</b>
1.2.7.1 Avantages.....	16
1.2.7.2 Inconvénients.....	16
<b>1.3 Énergie éolienne.....</b>	<b>17</b>
<b>1.3.1 Historique de l'énergie éolienne.....</b>	<b>17</b>
<b>1.3.2 Principe de la conversion de l'énergie éolienne.....</b>	<b>18</b>
<b>1.3.3 Constitution d'une turbine éolienne.....</b>	<b>19</b>
1.3.3.1 Le mât.....	20
1.3.3.2 La nacelle.....	20
1.3.3.3 Le rotor.....	21
<b>1.3.4 Différents types d'éoliennes.....</b>	<b>21</b>
1.3.4.1 Éolienne à axe vertical (VAWT) .....	21
1.3.4.2 Éolienne à axe horizontal (HAWT).....	23
<b>1.3.5 Énergie cinétique du vent.....</b>	<b>24</b>
1.3.5.1 Variation de vitesse du vent en fonction de la hauteur h .....	25

1.3.5.2 Loi de Betz .....	25
<b>1.3.6 Fonctionnement optimal d'une éolienne.....</b>	<b>27</b>
<b>1.3.7 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne.....</b>	<b>28</b>
1.3.7.1 Avantages.....	28
1.3.7.2 Inconvénients.....	29
<b>I.4 Conclusion.....</b>	<b>29</b>

## **CHAPITRE 02 : Amélioration des performances d'un générateur PV par des algorithmes MPPT**

<b>2.1 Introduction.....</b>	<b>31</b>
<b>2.2 Aperçu des algorithmes MPPT.....</b>	<b>32</b>
2.2.1 Méthode de Perturbe et observer (P&O).....	32
2.2.2 Méthode de Hill-climbing.....	33
2.2.3 Méthode d'Incremental Conductance (IncCond).....	34
<b>2.3 Conception et réalisation de l'algorithme MPPT numérique.....</b>	<b>36</b>
2.3.1 Dimensionnement du bloc d'alimentation.....	36
2.3.2 Dimensionnement du bloc de puissance.....	37
2.3.2.1 Cahier des charges.....	37
2.3.2.2 Etude du hacheur Buck.....	38
2.3.2.3 Composants utilisés.....	40
2.3.3 Dimensionnement du bloc de commande.....	44
2.3.3.1 Circuit de mesure.....	45
2.3.3.2 Le microcontrôleur.....	47
2.3.4 Liaison entre le bloc de commande et le bloc de puissance.....	52
2.3.5 Présentation du prototype.....	53
2.3.6 Réalisation du dispositif expérimental.....	54
<b>2.4 Évaluation des performances et résultats.....</b>	<b>54</b>
<b>2.5 Conclusion.....</b>	<b>61</b>

## **CHAPITRE 03 : Etude de la stabilité des réseaux électriques**

<b>3.1 Introduction.....</b>	<b>63</b>
<b>3.2 Modélisation de réseau électrique.....</b>	<b>63</b>
3.2.1 Modélisation de la machine synchrone.....	63
3.2.1.1 Schéma électrique équivalent.....	65



3.2.1.2	Équations des machines synchrones dans le repère de Park.....	66
3.2.1.3	Équation du mouvement de la machine synchrone (swing equation).....	67
<b>3.2.2</b>	<b>Modèle de la ligne de transmission.....</b>	<b>69</b>
<b>3.2.3</b>	<b>Modèle de la charge.....</b>	<b>70</b>
<b>3.2.4</b>	<b>Modèle du transformateur.....</b>	<b>70</b>
<b>3.3</b>	<b>Moyens classiques de stabilisation du générateur électrique.....</b>	<b>71</b>
3.3.1	Régulateur de tension.....	71
3.3.2	Régulateur de vitesse.....	72
<b>3.4</b>	<b>Stabilité des réseaux électriques.....</b>	<b>73</b>
3.4.1	Définition.....	73
3.4.2	Différents types de la stabilité de système de puissance.....	73
3.4.2.1	Stabilité en fréquence.....	74
3.4.2.2	Stabilité en tension.....	75
3.4.2.3	Stabilité angulaire.....	76
<b>3.5</b>	<b>Différentes méthodes d'amélioration de la stabilité d'un réseau électrique.....</b>	<b>78</b>
3.5.1	Amélioration de la stabilité électrique par les moyens classiques.....	78
3.5.2	Amélioration de la stabilité électrique par les moyens modernes.....	78
3.5.2.1	Amélioration par les PSS.....	78
3.5.2.2	Amélioration par les FACTS.....	79
<b>3.6</b>	<b>Temps critique d'isolement de défaut (TCID).....</b>	<b>82</b>
<b>3.7</b>	<b>Conclusion.....</b>	<b>83</b>

## **CHAPITRE 04 : Amélioration de la stabilité des réseaux par l'intégration des énergies éolienne et solaire**

<b>4.1</b>	<b>Introduction.....</b>	<b>85</b>
<b>4.2</b>	<b>La production décentralisée.....</b>	<b>85</b>
<b>4.3</b>	<b>Influences physiques de l'intégration des sources renouvelables dans les RE.....</b>	<b>86</b>
4.3.1	Creux et coupures brèves de tension.....	86
4.3.2	Surtensions.....	87
4.3.3	Fluctuations de tension.....	88
4.3.4	Déséquilibres.....	88
4.3.5	Harmoniques.....	89
<b>4.4</b>	<b>Système étudié.....</b>	<b>91</b>

<b>4.5 Impacts de l'intégration de champ photovoltaïque sur la stabilité des réseaux électriques.....</b>	<b>92</b>
<b>4.5.1 Analyse de réseau.....</b>	<b>92</b>
<b>4.5.2 Simulation de l'influence d'intégration du champ PV sur le système .....</b>	<b>92</b>
4.5.2.1 Résultats du système sans l'intégration d'une source renouvelable .....	93
4.5.2.2 Résultats du système avec l'intégration de champ photovoltaïque.....	95
<b>4.6 Impacts de l'intégration de parc éolien sur la stabilité des réseaux électriques.....</b>	<b>98</b>
<b>4.6.1 Type de la turbine éolienne utilisée.....</b>	<b>98</b>
<b>4.6.2 Analyse de réseau.....</b>	<b>99</b>
<b>4.6.3 Influence d'intégration de parc éolien sur le système.....</b>	<b>101</b>
4.6.3.1 Résultats du système avec l'intégration de parc éolienne.....	101
<b>4.7 Conclusion.....</b>	<b>104</b>

## **CHAPITRE 05 : Etude des systèmes hybrides**

<b>5.1 Introduction.....</b>	<b>106</b>
<b>5.2 Définition d'un système hybride.....</b>	<b>106</b>
<b>5.3 Avantages et désavantages d'un système hybride.....</b>	<b>107</b>
<b>5.3.1 Avantages.....</b>	<b>107</b>
<b>5.3.2 Désavantage.....</b>	<b>107</b>
<b>5.4. Configurations des systèmes hybrides.....</b>	<b>107</b>
<b>5.4.1 Configuration à bus à CC.....</b>	<b>107</b>
<b>5.4.2 Configuration à bus à CA.....</b>	<b>108</b>
<b>5.4.3 Configuration mixte.....</b>	<b>109</b>
<b>5.5 Simulation de différentes structures des systèmes hybrides .....</b>	<b>111</b>
<b>5.5.1 Structure PER : PV, Eolienne et Réseau .....</b>	<b>111</b>
<b>5.5.2 Structure PUR : PV, UPFC et Réseau .....</b>	<b>114</b>
5.5.2.1 Description et fonctionnement de l'UPFC.....	114
5.5.2.2 Influences d'intégration du champ photovoltaïque avec l'UPFC.....	115
<b>5.5.3 Structure EUR : Eolienne, UPFC et Réseau .....</b>	<b>118</b>
<b>5.5.4 Structure PEUR : PV, Eolienne, UPFC et Réseau .....</b>	<b>121</b>
<b>5.6 Conclusion.....</b>	<b>124</b>
<b>Conclusion générale.....</b>	<b>125</b>
<b>Bibliographie.....</b>	<b>128</b>
<b>Annexes.....</b>	<b>138</b>
<b>Résumé.....</b>	<b>147</b>

# **LISTE DES FIGURES**

# Liste des figures

## Chapitre 01 Généralités sur les énergies renouvelables : Solaire photovoltaïque et Eolienne

<b>Figure 1.1</b> : Réponse spectrale du rayonnement solaire.....	8
<b>Figure 1.2</b> : Schéma synthétique de l'effet photovoltaïque.....	9
<b>Figure 1.3</b> : Caractéristique $I=f(V)$ d'un panneau photovoltaïque.....	10
<b>Figure 1.4</b> : Circuit équivalent pour le générateur PV.....	11
<b>Figure 1.5</b> : Association des cellules en série.....	12
<b>Figure 1.6</b> : Associations des cellules PV en parallèle.....	13
<b>Figure 1.7</b> : Connexions mixtes des modules photovoltaïques.....	13
<b>Figure 1.8</b> : Exemples d'association sécurisée de deux modules PV commerciaux en parallèles avec leurs diodes de protections.....	14
<b>Figure 1.9</b> : Effet de la diode by-pass sur la caractéristique $I=f(V)$ d'un GPV.....	15
<b>Figure 1.10</b> : Connexion d'un GPV à une charge DC à travers un étage d'adaptation.....	15
<b>Figure 1.11</b> : Évolution des dispositifs éoliens de l'Antiquité à nos jours.....	18
<b>Figure 1.12</b> : Chaîne de conversion de l'énergie éolienne avec liaison directe au réseau.....	19
<b>Figure 1.13</b> : Chaîne de conversion de l'énergie éolienne avec liaison indirecte au réseau...	19
<b>Figure 1.14</b> : Principaux composants d'une éolienne.....	20
<b>Figure 1.15</b> : Éolienne du type Savonius.....	22
<b>Figure 1.16</b> : Éolienne du type Darrieus.....	22
<b>Figure 1.17</b> : Éolienne à axe horizontal.....	23
<b>Figure 1.18</b> : Distinction entre éoliennes à axe horizontal avec le rotor placé en amont et en aval.....	24
<b>Figure 1.19</b> : Zones de fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable.....	27

## Chapitre 02 Amélioration des performances d'un générateur PV par des algorithmes MPPT

<b>Figure 2.1</b> : Composants élémentaires d'un système d'énergie PV.....	32
<b>Figure 2.2</b> : Algorithme d'une commande MPPT basée sur la méthode P&O.....	33
<b>Figure 2.3</b> : Algorithme d'une commande MPPT basée sur la méthode Hill-Climbing.....	34
<b>Figure 2.4</b> Caractéristique $P_{PV}=f(V_{PV})$ d'un panneau solaire.....	34

<b>Figure 2.5 :</b> Algorithme d'une commande MPPT basée sur la méthode Incremental Conductance.....	36
<b>Figure 2.6 :</b> Bloc d'alimentation.....	37
<b>Figure 2.7 :</b> Schéma du hacheur série réalisée.....	38
<b>Figure 2.8 :</b> Convertisseur Buck durant l'état on.....	38
<b>Figure 2.9 :</b> Convertisseur Buck durant l'état off.....	39
<b>Figure 2.10 :</b> Formes d'ondes des tensions $V_{pv}$ et $V_{ch}$ dans le cas d'un convertisseur Buck.....	39
<b>Figure 2.11 :</b> Schéma du hacheur série réalisée.....	40
<b>Figure 2.12 :</b> Formes d'ondes des tensions et courants dans un convertisseur Buck en mode MCC.....	42
<b>Figure 2.13 :</b> Ondulation de la tension de sortie.....	43
<b>Figure 2.14 :</b> Ondulation de la tension et du courant d'entrée.....	44
<b>Figure 2.15 :</b> Schéma de de diviseur de tension.....	45
<b>Figure 2.16 :</b> Montage de capteur de courant.....	46
<b>Figure 2.17 :</b> Broches du TL082.....	47
<b>Figure 2.18 :</b> Hardware utilisé du PIC.....	48
<b>Figure 2.19 :</b> Architecture interne du PIC 16F877A.....	49
<b>Figure 2.20 :</b> Schéma du programmeur.....	52
<b>Figure 2.21 :</b> Schéma électrique complet du prototype a réalisé.....	53
<b>Figure 2.22 :</b> Réalisation pratique de circuit de puissance sur la plaque imprimée.....	54
<b>Figure 2.23 :</b> Réalisation pratique du circuit de commande et circuit d'alimentation.....	54
<b>Figure 2.24 :</b> Histogramme des puissances par l'algorithme de P&O.....	56
<b>Figure 2.25 :</b> Histogramme des puissances par l'algorithme de Hill-Climbing.....	56
<b>Figure 2.26 :</b> Histogramme des puissances par l'algorithme d'Incremental Conductance.....	57
<b>Figure 2.27 :</b> Courant et tension du système d'étude.....	57
<b>Figure 2.28 :</b> Rapport cyclique de la technique de P&O.....	58
<b>Figure 2.29 :</b> Courant et tension du système d'étude avec la méthode de Hill-Climbing.....	58
<b>Figure 2.30 :</b> Rapport cyclique de la technique de Hill-Climbing.....	59
<b>Figure 2.31 :</b> Courant et tension du système.....	59
<b>Figure 2.32 :</b> Rapport cyclique de l'algorithme d'Incremental Conductance.....	60

### **CHAPITRE 03** Etude de la stabilité des réseaux électriques

<b>Figure 3.1 :</b> Représentation de la machine synchrone.....	64
---	----

<b>Figure 3.2 :</b> Schéma électrique équivalent de la machine synchrone.....	65
<b>Figure 3.3 :</b> Représentation de la machine synchrone après transformation de Park.....	66
<b>Figure 3.4 :</b> Disposition vectorielle des champs statorique et rotorique.....	68
<b>Figure 3.5 :</b> Schéma en $\pi$ d'une ligne de transmission.....	69
<b>Figure 3.6 :</b> Schéma de l'admittance équivalente d'une charge.....	70
<b>Figure 3.7 :</b> Modèle en $\pi$ du transformateur.....	70
<b>Figure 3.8 :</b> Schéma de principe d'un régulateur de tension type IEEE.....	71
<b>Figure 3.9 :</b> Schéma fonctionnel de la régulation de vitesse.....	72
<b>Figure 3.10 :</b> Classification des différents types de la stabilité du système de puissance.....	74
<b>Figure 3.11 :</b> Variation d'angle de rotor.....	77
<b>Figure 3.12 :</b> Structure du SVC.....	79
<b>Figure 3.13 :</b> Schéma de base d'un STATCOM.....	80
<b>Figure 3.14 :</b> Structure de TCSC.....	80
<b>Figure 3.15 :</b> Schéma de base du SSSC.....	81
<b>Figure 3.16 :</b> Schéma de base de l'IPFC.....	82

#### **Chapitre 04 Amélioration de la stabilité des réseaux par l'intégration des énergies éolienne et solaire**

<b>Figure 4.1 :</b> Exemple de surtension.....	87
<b>Figure 4.2 :</b> Exemple de variation de la tension.....	88
<b>Figure 4.3 :</b> Exemple de déséquilibre des amplitudes et des phases.....	89
<b>Figure 4.4 :</b> Image d'une onde déformée.....	90
<b>Figure 4.5 :</b> Schéma unifilaire de réseau 3 machine 9 nœuds.....	91
<b>Figure 4.6 :</b> Évolution de la vitesse de rotation des générateurs.....	93
<b>Figure 4.7 :</b> Évolution des angles de charges.....	94
<b>Figure 4.8 :</b> Source photovoltaïque connectée au réseau étudié.....	95
<b>Figure 4.9 :</b> Évolution de la vitesse de rotation des générateurs avec l'intégration de champ PV.....	96
<b>Figure 4.10 :</b> Évolution des angles de charges avec l'intégration de champ PV.....	97
<b>Figure 4.11 :</b> Puissance générée par le champ photovoltaïque.....	97
<b>Figure 4.12 :</b> Schéma unifilaire correspondant à une phase de la MADA connectée au réseau.....	99
<b>Figure 4.13 :</b> Implémentation de la génératrice MADA dans le réseau 3 machine 9 nœuds.....	100
<b>Figure 4.14 :</b> Vitesse de la turbine éolienne.....	101

<b>Figure 4.15</b> : Évolution de la vitesse de rotation des générateurs avec l'intégration de turbine éolienne.....	102
<b>Figure 4.16</b> : Évolution des angles de charges avec l'intégration de turbine éolienne.....	103
<b>Figure 4.17</b> : Puissance totale fournie par la turbine éolienne.....	104

## **Chapitre 05      Etude des systèmes hybrides**

<b>Figure 5.1</b> : Configuration du système hybride à bus à CC.....	108
<b>Figure 5.2</b> : Système hybride PV / Eolienne / Diesel à bus à CA.....	109
<b>Figure 5.3</b> : Système hybride à bus mixte (parallèle).....	110
<b>Figure 5.4</b> : Deux sources renouvelables photovoltaïque et éolienne connectées au réseau étudié.....	111
<b>Figure 5.5</b> : Évolution de la vitesse de rotation des générateurs avec l'intégration de champ PV.....	112
<b>Figure 5.6</b> : Évolution des angles de charges avec l'intégration de champ PV.....	113
<b>Figure 5.7</b> : Schéma représentatif de l'UPFC.....	114
<b>Figure 5.8</b> : Réseau 3 machine 9 nœuds implémenté au Sim-Power-System.....	115
<b>Figure 5.9</b> : Évolution de la vitesse de rotation des générateurs.....	116
<b>Figure 5.10</b> : Évolution des angles de charges.....	117
<b>Figure 5.11</b> : Tension continue Vdc de l'UPFC.....	117
<b>Figure 5.12</b> : La Génératrice MADA et L'UPFC implémenté au réseau 3 machine 9 nœuds..	118
<b>Figure 5.13</b> : Évolution de la vitesse de rotation des générateurs avec l'intégration de MADA et l'UPFC.....	119
<b>Figure 5.14</b> : Évolution des angles de charges avec l'intégration de la MADA et l'UPFC...	120
<b>Figure 5.15</b> : Tension continue Vdc de l'UPFC.....	121
<b>Figure 5.16</b> : Implémentation de la MADA, le PV et l'UPFC dans le réseau 3 machine 9 nœuds.....	121
<b>Figure 5.17</b> : Évolution de la vitesse de rotation des générateurs.....	122
<b>Figure 5.18</b> : Évolution des angles de charges avec l'intégration de champ PV, Éolienne, UPFC et Réseau.....	123

# **LISTE DES TABLEAUX**



## Liste des tableaux

<b>Tableau 2.1</b> : Caractéristiques du panneau photovoltaïque utilisé.....	40
<b>Tableau 2.2</b> : Caractéristiques d'IGBT (BUP 309).....	41
<b>Tableau 2.3</b> : Valeurs expérimentales relevées par l'algorithme de P&O.....	55
<b>Tableau 2.4</b> : Valeurs expérimentales relevées par l'algorithme de Hill-Climbing.....	55
<b>Tableau 2.5</b> : Valeurs expérimentales relevées par l'algorithme d'IncCond.....	55
<b>Tableau 4.1</b> : TCID selon le jeu de barre de l'installation d'énergie photovoltaïque.....	98
<b>Tableau 4.2</b> : Paramètres du MADA utilisée.....	100
<b>Tableau 4.3</b> : TCID selon le jeu de barre de l'installation d'énergie éolienne.....	101

# Nomenclature

# Nomenclature

**FACTS**: Flexible AC Transmission Systems.

**UPFC**: Unified Power Flow Controller.

**RE** : Réseau électrique.

**PV** : Photovoltaïque.

**BUS** : Jeux de Barre.

**MCC** : Moteur à Courant Continu.

**PER** : PV, Eolienne et Réseau.

**PUR** : PV, UPFC et Réseau.

**EUR** : Eolienne, UPFC et Réseau.

**PEUR** : PV, Eolienne, UPFC et Réseau.

**I** : Courant de sortie (A).

**I<sub>D</sub>** : Courant de saturation de la diode inverse (A).

**K<sub>B</sub>** : Constant de Boltzmann ( $1.3854 \times 10^{-23}$  JK<sup>-1</sup>).

**m<sub>i</sub>** : Facteur d'idéalité.

**NOCT** : Température nominale de fonctionnement de la cellule photovoltaïque

(en ang. Nominal Operating Cell Temperature).

**q** : Charge d'un électron ( $1.6021 \times 10^{-19}$  C).

**η<sub>Tref</sub>** : L'efficacité du panneau à la température de référence.

**A** : Surface de la cellule photovoltaïque (m<sup>2</sup>).

**B<sub>ref</sub>** : Coefficient de température.

**R<sub>s</sub>** : Résistance série (Ω).

**R<sub>sh</sub>** : Résistance shunt (Ω).

**f** : fréquence de commutation (Hz).

$\lambda$ : Longueur d'onde ( $\mu\text{m}$ ).

$\eta$  : Rendement (%).

$P_{PV}$  : Puissance photovoltaïque (W).

$I_{PV}$  : Courant photovoltaïque (A).

$V_{PV}$  : Tension photovoltaïque (V).

$P_s$  : Puissance fournie par le stator (W).

$P_r$  : Puissance consommée par le rotor (W).

$R_s$  : Résistance de l'enroulement statorique ( $\Omega$ ).

$n_p$  : Nombre de paire de pôle.

$X_d$  : Réactance du générateur axe direct (pu).

$X_q$  : Réactance du générateur axe quadratique (pu).

$r_a$  : Résistance d'armature du générateur (pu).

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

$D_a$  : Constante d'amortissement (pu).

$V$  : Tension terminale du générateur (pu).

$K_a$  : Gain du régulateur de tension (pu).

$T_a$  : Constante de temps du régulateur de tension (s).

$V_{ref}$  : Tension de référence d'excitation (pu).

$E_{fd}$  : Tension d'excitation (pu).

$\omega$  : Vitesse angulaire du rotor (pu).

$P_m$  : Puissance mécanique (pu).

$P_e$  : Puissance électrique (pu).

$I_d$  : Courant du générateur axe direct (pu).

$I_q$  : Courant du générateur axe quadratique (pu).

**INTRODUCTION**  
**GENERALE**

### INTRODUCTION GENERALE

La politique mondiale de lutte contre l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre a été débattue depuis le début des années 1990. Les 195 pays participants de la conférence de Paris sur le climat (COP21) en décembre 2015, fixant comme objectif une limitation du réchauffement mondial entre 1,5 °C et 2 °C d'ici 2100 (accord international).

Le coup d'envoi de l'importance de cet accord pour augmenter l'abandon progressif des combustibles fossiles tels que le pétrole et le charbon sont responsables de niveaux élevés du climat, car ils favorisent l'utilisation de sources d'énergie renouvelables dans divers domaines.

Face au défi climatique, notre intuition scientifique sera basée sur le développement de cette thèse par l'intégration des énergies renouvelables et propres telles que les éoliennes et les champs photovoltaïques dans les réseaux électriques.

Le développement et l'exploitation des ressources énergétiques renouvelables et des systèmes de production décentralisés d'électricité d'origine renouvelables ont connu une forte croissance ces dernières années. A l'avenir il est envisageable que tout système énergétique durable sera basé sur l'utilisation rationnelle des sources traditionnelles sur un recours accru aux énergies renouvelables.

Il est intéressant de les exploiter ces énergies sur le lieu de consommation, en les transformant directement en électricité selon les besoins. Cette production par sources renouvelables offre une plus grande sûreté d'approvisionnement des consommateurs tout en respectant l'environnement. Cependant le caractère aléatoire de ces sources nous impose d'établir des règles de dimensionnement et d'utilisation de ces systèmes pour mieux les exploiter.

Ainsi, la réduction de l'électricité produite à partir de sources classiques en augmentant la part des énergies renouvelables diminuera les émissions des gaz polluants et ainsi leurs conséquences.

En outre, l'intégration énergétique des sources renouvelables dans le réseau électrique peut affecter la stabilité du système en raison de leur emplacement non optimal.

Les moyens classiques de contrôle des réseaux (transformateur à prises réglables en charge, transformateurs déphaseurs, compensateurs série ou parallèle commutés par disjoncteurs, modification des consignes de production, changement de topologie du réseau et action sur l'excitation des générateurs) pourraient dans l'avenir s'avérer trop lents et insuffisants pour

répondre efficacement aux perturbations du réseau, compte tenu notamment des nouvelles contraintes telles que l'insertion des sources renouvelables. Il faudra donc compléter leur action en mettant en œuvre des dispositifs électroniques de puissance ayant des temps de réponse courts, connus sous l'appellation FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems) pour le contrôle des réseaux [1, 2]. Le développement des dispositifs FACTS a ouvert de nouvelles perspectives pour une exploitation plus efficace des réseaux électriques par action continue et rapide sur les différents paramètres (déphasage, tension, impédance). Ainsi, les transits de puissance seront mieux contrôlés et les tensions mieux régulées, ce qui permettra d'augmenter les marges de stabilité ou de tendre vers les limites thermiques des lignes.

Le maintien de l'équilibre entre la production et la consommation nécessite alors une surveillance permanente du système afin d'assurer la qualité du service (problème de conduite), garantir sa sécurité (problème de protection) et sa stabilité (problème du réglage) [1, 3,4].

Le régulateur de transit de puissance UPFC est considéré comme l'un des FACTS le plus puissant et le plus avantageux, dans la mesure où il a la capacité de contrôler le flux de puissance dans la ligne de transmission, afin d'améliorer la stabilité transitoire, de réduire les oscillations du système et de soutenir la tension d'alimentation [5, 6, 7]. Cela permet de réduire les impacts négatifs de l'énergie éolienne sur la stabilité des réseaux électriques d'une part et, d'autre part, il améliore le transit des puissances, actives et réactives, à travers les lignes électriques.

Dans ce travail de thèse, la stabilité transitoire, l'amortissement des oscillations, les énergies renouvelables et les limites les plus importantes des réseaux électriques sont prises en compte.

### **Objectif de la thèse**

L'objectif principal de ce travail, est l'analyse de l'impact de deux sources renouvelables (le champ photovoltaïque et le parc éolien) avec la combinaison du dispositif FACTS du type UPFC sur la stabilité des réseaux électriques. En outre, de réaliser une carte de commande MPPT numérique (Maximum Power Point Tracking) pour l'amélioration des performances d'un générateur photovoltaïque (GPV) ceci permet d'augmenter de la rentabilité de ce dernier, d'une part, et la stabilité de réseaux électriques d'une autre part.

### **Structure de la thèse**

Le travail présenté dans **cette thèse** est réparti comme suit :

## Introduction générale

---

Dans le premier chapitre, on va donner des généralités sur les énergies renouvelables, solaire photovoltaïque et éolienne, en donnant un historique de ces deux énergies, ainsi que leur principe de conversion.

Le deuxième chapitre est consacré à la présentation et réalisation de l'algorithme MPPT numérique qui sert à l'amélioration des performances d'un GPV.

Dans le troisième chapitre, nous étudierons la stabilité des réseaux électriques, après une modélisation des différents éléments constituant le réseau électrique, les régulateurs classiques, de tension et de vitesse, le stabilisateur PSS et les systèmes FACTS ont été présentés et expliqués.

La conception de deux chaînes de conversion, éolienne et solaire a fait l'objet d'étude du quatrième chapitre par la validation de leur impact sur l'amélioration de la stabilité en les introduisant dans un réseau électrique multi-machines (IEEE3G 9BUS) sous l'environnement MATLAB.

Le cinquième chapitre sera consacré aux systèmes hybrides à savoir : la définition d'un système hybride, les avantages et les inconvénients de ce système. Celui-ci par la simulation de plusieurs scénarios afin de montrer l'impact des sources renouvelables et FACTS sur la stabilité des réseaux électriques.

On conclut ce travail par l'interprétation des résultats obtenus et proposition de quelques perspectives.



# **Chapitre 01 :**

**Généralités sur les énergies  
renouvelables : solaire  
photovoltaïque et éolienne**

## 1.1 Introduction

Les énergies nouvelles ou renouvelables sont des sources d'énergies propres qui sont inépuisables à l'échelle de temps, faible impact sur l'environnement, bien réparties sur les territoires du monde et créent plus d'emplois que les énergies fossiles dans ces dernières années. Les sources d'énergies renouvelables (vent, soleil, eau, bioénergie, géothermie, biomasse ou chaleur naturelle) permettent d'obtenir après transformation : de l'énergie mécanique, de l'électricité, de la chaleur ou un combustible.

Les différents types de l'énergie renouvelable sont :

- **Le solaire** se présente sous deux formes : le solaire thermique et le solaire photovoltaïque.
  - le solaire thermique : alors produire de l'électricité via une machine thermique (turbine), laquelle électricité produira de l'hydrogène par électrolyse.
  - le solaire photovoltaïque : la conversion d'énergie solaire par l'intermédiaire d'une cellule photovoltaïque produit de l'électricité.
- **L'éolien** est l'énergie du vent et plus spécifiquement, l'énergie tirée du vent au moyen d'un dispositif aérogénérateur comme une éolienne ou un moulin à vent. L'énergie éolienne peut être utilisée de deux manières :
  - conservation de l'énergie mécanique : le vent est utilisé pour faire avancer un véhicule, pour pomper de l'eau ou pour faire tourner la meule d'un moulin.
  - transformation en énergie électrique : l'éolienne est couplée à un générateur électrique pour fabriquer du courant continu ou alternatif.
- **L'hydraulique** est une énergie résultante du déplacement ou de l'accumulation d'un fluide incompressible comme l'eau douce ou salée et l'huile. Elle ne produit pas de polluants, mais pour l'exploiter, il faut investir une quantité considérable d'argent.
- **La géothermie (chaude)**

L'utilisation de la géothermie est proposée pour préchauffer la vapeur d'eau avant une électrolyse haute température, on distingue en effet trois types de géothermie :

  - la géothermie de haute énergie (**température supérieure à 180 °C**) est réservée à la production d'électricité.
  - la géothermie de moyenne énergie (**de 100 °C à 180 °C**) est aussi réservée à la production électrique.

- la géothermie basse énergie (**température comprise entre 30 °C et 100 °C**) permet de couvrir une large gamme d'usages (Chauffage urbain et industriel, Serres, thermalisme...).
- **La biomasse** regroupe l'ensemble des énergies provenant de la dégradation de la matière organique. C'est de l'énergie solaire transformée par les plantes chlorophylliennes qui sont utilisées soit directement (bois de chauffage), soit après de nouvelles transformations chimiques (biogaz, biocarburant).

Dans ce premier chapitre, nous allons intéresser par les différentes caractéristiques des deux énergies renouvelables étudiées dans cette thèse : le solaire photovoltaïque et l'éolienne.

## 1.2 Énergie solaire photovoltaïque

Le mot " photovoltaïque" vient du grec " photo " qui signifie lumière et de " voltaïque " qui tire son origine du nom d'un physicien Italien Alessandro Volta (1754-1827) qui a beaucoup contribué à la découverte de l'électricité, alors le photovoltaïque signifie littérairement « l'électricité de lumière»[8].

L'énergie solaire photovoltaïque provient de la transformation directe de la lumière du soleil en énergie électrique à l'aide des cellules à base des matériaux semi-conducteurs comme le silicium. Ce dernier reste la filière la plus utilisée sur le plan technologique et industriel de fabrication des cellules photovoltaïques grâce à leur disponibilité facile sur terre sous forme de silice non-toxique. L'effet photovoltaïque résulte de ces matériaux photosensibles à la propriété de libérer leurs électrons sous l'influence d'une énergie extérieure.

L'énergie est apportée par les photons, (composants de la lumière) qui heurtent les électrons et les libèrent, induisant un courant électrique continu de micro puissance présente l'électricité. Cette électricité peut être ensuite injectée sur les réseaux électriques ou bien consommée localement.

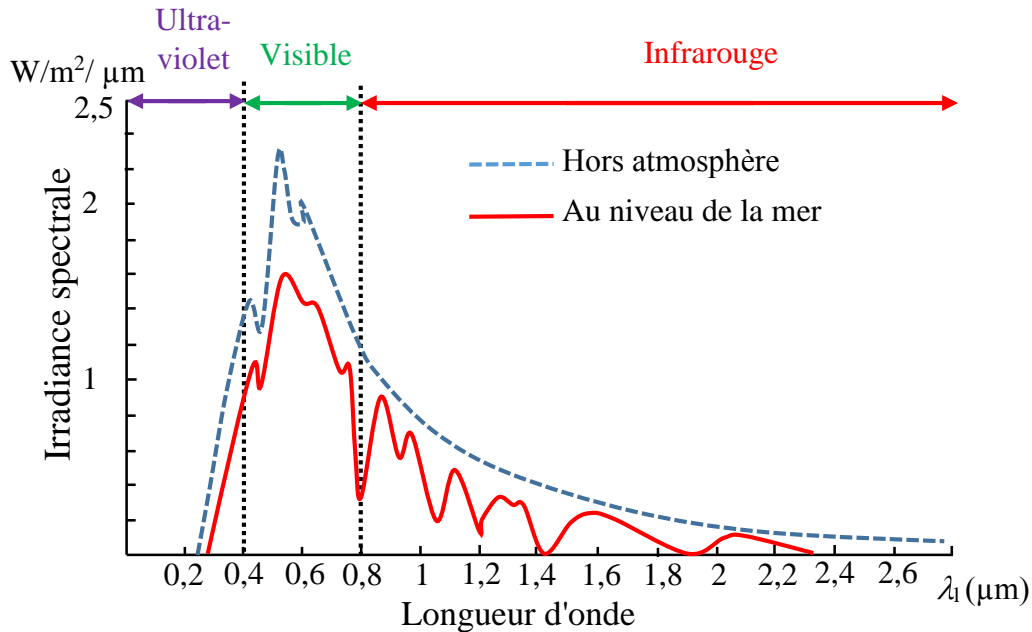
### 1.2.1 Rayonnement solaire

Notre couche terrestre reçoit une importante quantité d'énergie solaire peut atteindre de 180.106 GW sous forme de rayonnement électromagnétique compris dans une bande de longueur d'onde variante de 0.22 à 10  $\mu\text{m}$ . L'énergie associée à ce rayonnement solaire se décompose approximativement comme suit [9] :

- 9 % dans la bande des ultraviolets (<0,4  $\mu\text{m}$ ).

- 47 % dans la bande visible (0,4 à 0,8  $\mu\text{m}$ ).
- 44 % dans la bande des infrarouges ( $>0,8 \mu\text{m}$ ).

La figure 1.1 représente la variation de la répartition spectrale énergétique.



**Figure 1.1** : Réponse spectrale du rayonnement solaire.

L'atmosphère terrestre reçoit ce rayonnement à une puissance moyenne de 1,37 kilowatt au mètre carré ( $\text{kW/m}^2$ ), à plus ou moins 3 %, selon que la Terre s'éloigne ou se rapproche du Soleil dans sa rotation autour de celui-ci. Cette puissance est définie comme paramètre solaire qui a une valeur variable suivant la saison, l'heure, la localisation géographique du site (la latitude), les phénomènes météorologiques (poussière, humidité,...etc. ).

### 1.2.2 Historique de l'énergie photovoltaïque

Quelques dates importantes dans l'énergie photovoltaïque [9] :

- 1839** : le physicien français Antoine Becquerel découvre l'effet photovoltaïque (PV).
- 1875** : Werner Von Siemens expose devant l'académie des sciences de Berlin un article sur l'effet photovoltaïque dans les semi-conducteurs.
- 1954** : trois chercheurs américains (Chapin, Peason et Prince) fabriquent la première cellule photovoltaïque au silicium ( $\eta = 1\%$ ).
- 1958** : la première utilisation d'une cellule photovoltaïque pour alimenter un satellite artificiel américain Vanguard ( $\eta = 9\%$ ) et  $P_{\text{PV}} = 0.1(\text{Watt})$ .

**1973** : la première maison alimentée par des cellules photovoltaïques est construite à l'université de Delaware.

**1983** : la première voiture alimentée en énergie photovoltaïque parcourt une distance de 4000 Km en Australie.

### 1.2.3 Principe de la conversion photovoltaïque

Les cellules photovoltaïques sont des capteurs à semi-conducteurs qui, lorsqu'ils exposent par la lumière provoquent une force électromotrice capable de générer un courant continu dans un circuit électrique. Elles sont comportées d'une jonction PN (comme une diode) entre deux zones dopées différemment d'un même matériau c.-à-d. une des faces de la cellule est dopée P (par exemple du bore). L'autre est dopée N (par exemple du phosphore). Chacune des zones est reliée à une électrode métallique au moyen d'un contact ohmique de faible résistance pour permettre de récolter les électrons et de réaliser un circuit électrique. La figure 1.2 illustre la constitution d'une cellule photovoltaïque en silicium [10] [11].

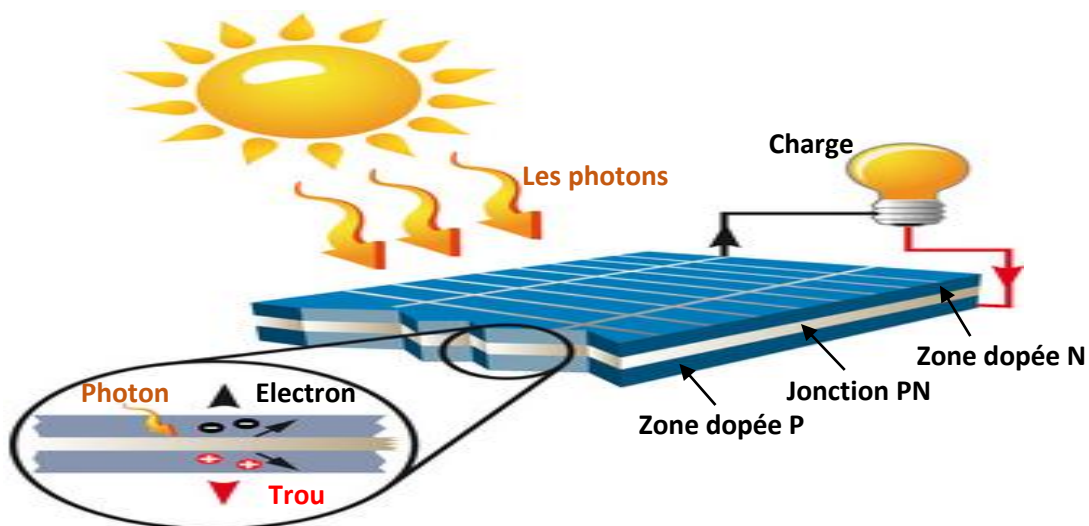


Figure 1.2 : Schéma synthétique de l'effet photovoltaïque.

Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leur énergie aux électrons par collision. Si l'énergie transmise est supérieure à celle associée à la bande interdite ( $E_g$ ) du semi-conducteur, des paires électrons-trous sont alors créés dans cette zone de déplétion par arrachement des électrons. Sous l'effet d'un champ électrique qui règne dans cette zone, ces porteurs libres sont drainés vers les contacts métalliques des régions **P** et **N** [10].

Il en résulte alors un courant électrique dans la cellule PV et une différence de potentielle (de 0.6 à 0.8 Volts) supportée entre les électrodes métalliques de la cellule communément nommée tension de circuit ouvert ( $V_{co}$ ).

## 1.2.4 Générateur photovoltaïque

### 1.2.4.1 Principe d'une cellule photovoltaïque

La tension  $V_{CO}$  dépend généralement de la température ambiante ( $T_{amb}$ ). Le courant maximal photovoltaïque se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuitées. On parle alors de courant de court-circuit ( $I_{CC}$ ) dépendant fortement du niveau d'éclairement ( $E$ ). La figure ci-dessous représente la caractéristique non-linéaire  $I=f(V)$  d'un panneau PV typique dans des conditions constantes d'irradiation et de température, avec la présence du point de puissance maximal (PPM) caractérisé par sa tension et son courant optimaux ( $V_{OPT}$  et  $I_{OPT}$ ).

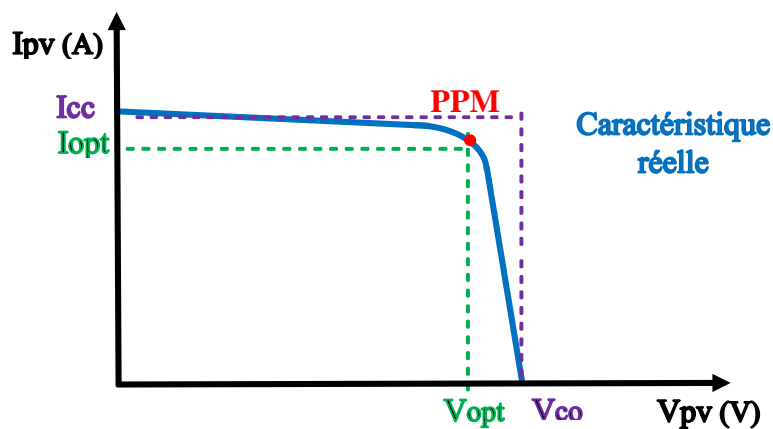


Figure 1.3 : Caractéristique  $I=f(V)$  d'un panneau photovoltaïque.

Il est difficile de donner un caractère source de courant ou de tension à un panneau photovoltaïque sur toute l'étendue de la caractéristique courant-tension. Le panneau photovoltaïque est donc à considérer comme une source de puissance. On s'aperçoit alors l'existence d'un point PPM où la puissance se trouve être maximale. Il est, sans aucun doute, intéressant de se placer sur ce point pour tirer le maximum d'énergie et ainsi exploiter au mieux la puissance crête installée, seule une charge dont la caractéristique passe par le PPM permettra d'extraire la puissance maximale. Certains régulateurs solaires réalisent donc une adaptation d'impédance pour qu'à chaque instant on se trouve proche de ce point de puissance maximale, c'est ce que l'on appelle le Maximum Power Point Tracking (MPPT) [12]. Nous reviendrons par la suite (le chapitre suivant) sur cette technique.

### 1.2.4.2 Technologies des cellules photovoltaïques

Il existe un grand nombre de technologies mettant en œuvre la fabrication des cellules photovoltaïques. Le silicium est actuellement le matériau le plus utilisé pour fabriquer les cellules PV disponibles à un niveau industriel, car il est très abondant dans la nature sous forme

de sable quartzes (dioxyde de silicium). Les principales technologies industrialisées en quantité à ce jour sont : le silicium mono ou poly-cristallin (plus de 80 % de la production mondiale) et le silicium en couche mince à base de silicium amorphe ou CIS (Cuivre Indium Sélénium). Les différents types de cellules PV existants industriellement sont :

1. Les cellules monocristallines (Rendement : 13 à 17 % et en laboratoire peut atteindre de 23 %).
2. Les cellules poly-cristallines (Rendement : 11 à 15 % et 18 % en laboratoire).
3. Les cellules amorphes (Rendement : 6 à 10 % et en laboratoire peut atteindre de 13 %).
4. Les cellules tandem.
5. Les cellules en matériaux organiques (Rendement : 3.6 %).

### 1.2.4.3 Modèle du générateur PV

Le modèle de GPV est utilisé pour calculer la puissance de sortie des panneaux photovoltaïques [13] dans toutes les conditions de température et d'éclairement. Un circuit électrique équivalent de la cellule solaire peut être représenté par un modèle de seul de diodes comme représenté sur la figure 1.4.

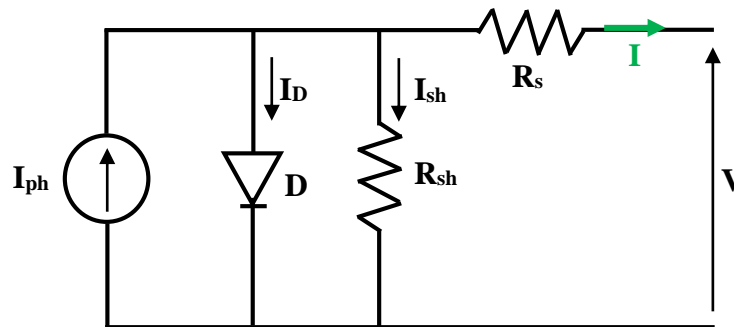


Figure 1.4 : Circuit équivalent pour le générateur PV.

La relation entre le courant  $I$  et la tension  $V$  aux bornes de la cellule est donnée par [14, 15] :

$$I = I_{PV} - I_D \left[ \exp \left( \frac{V + (R_s \cdot I)}{\frac{m_i \cdot K_B \cdot T_{amb}}{q}} \right) - 1 \right] - \frac{V + (R_s \cdot I)}{R_{sh}} \quad (1.1)$$

La caractéristique I-V (figure 1.3) d'une cellule PV dépend fortement de  $E$  et de  $T_{amb}$  [16].

La température du module PV  $T_m$  est donnée à l'aide du modèle empirique développé par Garcia et Balenzatgui [13, 17] comme suit :

$$T_m = T_{amb} + \frac{(NOCT - 20)E}{800} \quad (1.2)$$

La puissance de sortie  $P$  est calculée en se basant sur le modèle développé par Skoplaki et Palyvos [10] comme suit :

$$P = E \times A \times \eta_{Tref} (1 - B_{ref} (T_m - 25)) \quad (1.3)$$

#### 1.2.4.4 Constitution d'un générateur photovoltaïque

La puissance délivrée par une cellule unitaire est très faible de quelques watts sous une différence de potentielle inférieure au volt (la tension de jonction PN). Pour augmenter cette puissance, plusieurs cellules doivent être associées en série et en parallèle afin de créer un module ou un panneau photovoltaïque.

##### a. Association en série

La connexion en série des cellules permet d'augmenter facilement la tension de panneau (l'ensemble des cellules). Le courant qui circule dans toutes cellules est le même, mais les cellules peuvent fonctionner à des tensions différentes. La figure ci-dessous montre l'effet de connexion en série des cellules sur la caractéristique  $I=f(V)$ .

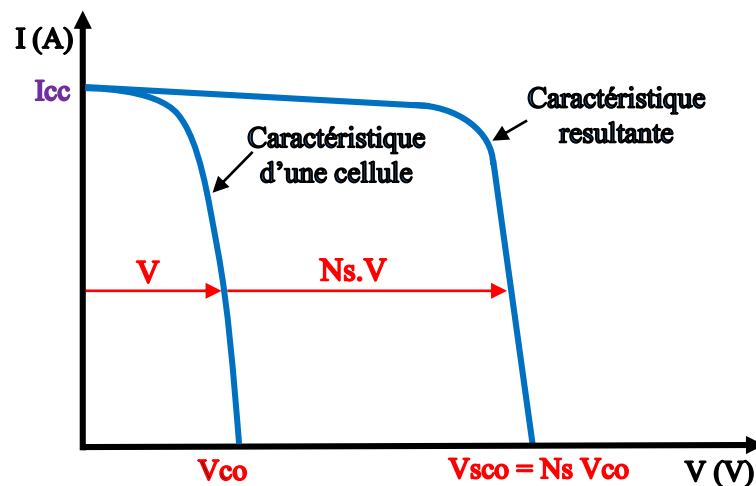


Figure 1.5 : Association des cellules en série.12

##### b. Association en parallèle

D'autre part, la mise en parallèle (la figure 1.6) permet d'accroître le courant de sortie du panneau ou du GPV (rassemble plusieurs panneaux PV). Dans ce cas, les cellules sont soumises à la même tension, mais elles peuvent fonctionner avec des courants différents.



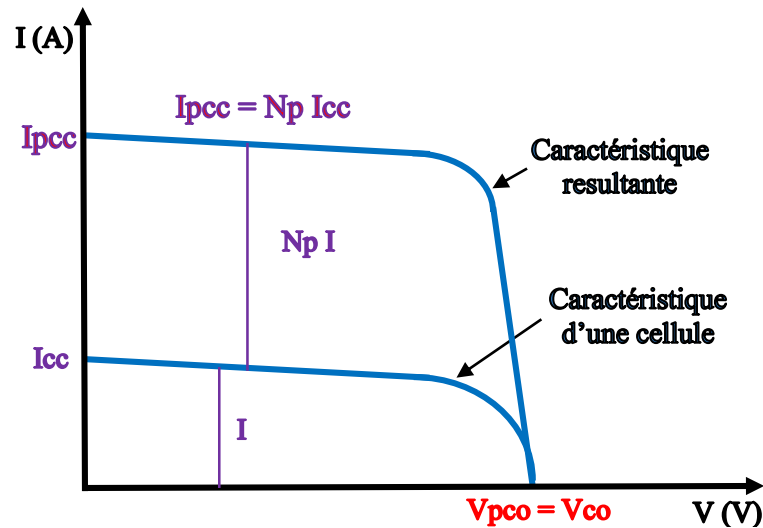


Figure 1.6 : Associations des cellules PV en parallèle.

**c. Association mixte**

Le câblage mixte (série/parallèle) est donc utilisé afin d’obtenir une puissance totale de générateur photovoltaïque souhaitée. Si les cellules se connectent en série, leurs tensions s’additionnent. Par contre, si les cellules se connectent en parallèle, c’est l’ampérage qui augmentera.

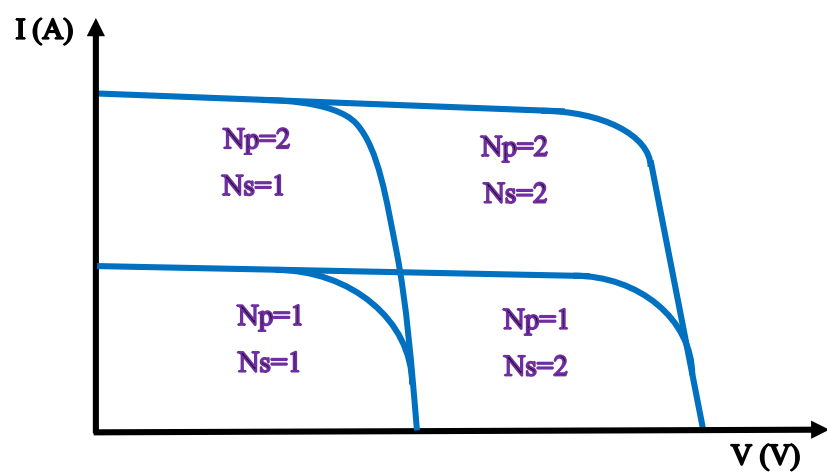


Figure 1.7 : Connexions mixtes des modules photovoltaïques.

**1.2.5 Ombrage et protection des panneaux photovoltaïques**

Le domaine des installations solaires photovoltaïque contient plus des problèmes technologiques et météorologiques se traduisent par une impuissance des installations photovoltaïques à extraire la totalité de la puissance disponible au sein des cellules. Technologiquement, on ne peut éviter l’hétérogénéité électrique des cellules. Ceci induit une

production électrique en baisse, ce phénomène étant connu sous le nom de pertes par "miss match". Malgré le fait que ces pertes entraînent une baisse de la puissance produite comprise entre 1 % et 10 % [18,19, 20], elles diminuent la rentabilité des générateurs solaires et augmentent la durée d'amortissement de l'investissement.

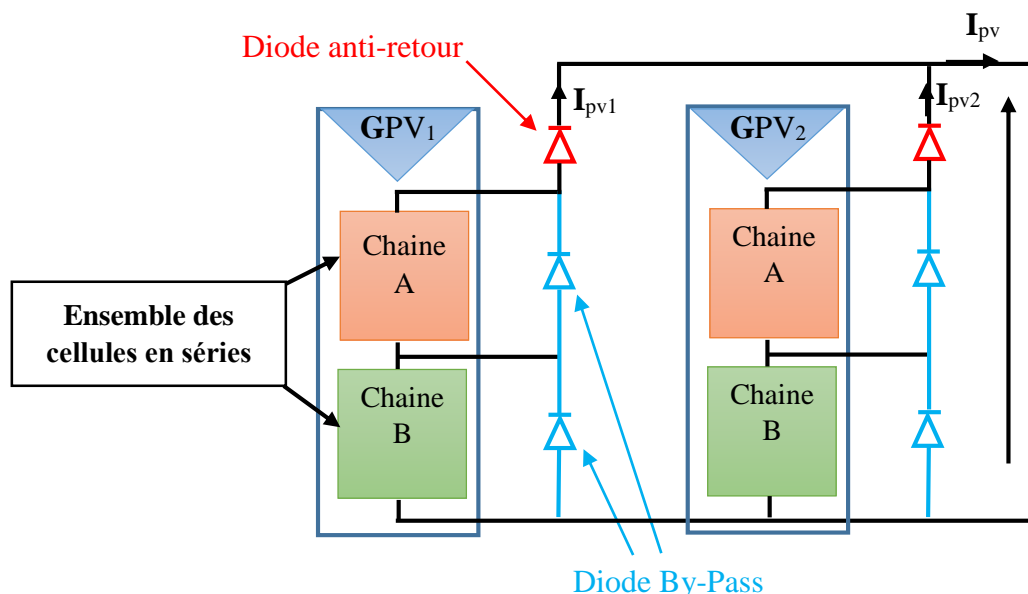
Un autre problème contraignant pour l'exploitation des champs photovoltaïques, est celui de l'ombrage partiel. En effet, le photovoltaïque réagit de manière très sensible aux phénomènes d'ombrages [19,21, 22]. Le rendement baisse fortement au-delà d'un certain pourcentage de la surface ombrée. Le facteur d'impact de l'ombrage (Shade Impact Factor (**SIF**)) [21], peut-être calculé comme suit :

$$SIF = \left[ 1 - \frac{P_{shade}}{P_{sys}} \right] \cdot \frac{A_{sys}}{A_{shade}} \tag{1.4}$$

Où  $A_{sys}$  et  $A_{shade}$  représentent respectivement la surface totale du champ photovoltaïque et la surface ombrée.  $P_{sys}$  et  $P_{shade}$  sont respectivement la puissance nominale et la puissance extraite sous l'effet d'ombrage.

Pour cela, deux types de protections classiques sont utilisés dans les installations actuelles :

- Diode anti-retour : la protection en cas de connexion en parallèle pour éviter les courants négatifs (le retour du courant), figure 1.8.
- Diode by-pass : la protection lors de la mise en série de modules pour faire face aux tensions inverses qui provoquent des échauffements et des effets négatifs sur la caractéristique  $I=f(V)$ , figure 1.9.



**Figure 1.8 :** Exemples d'association sécurisée de deux modules PV commerciaux en parallèles avec leurs diodes de protections.

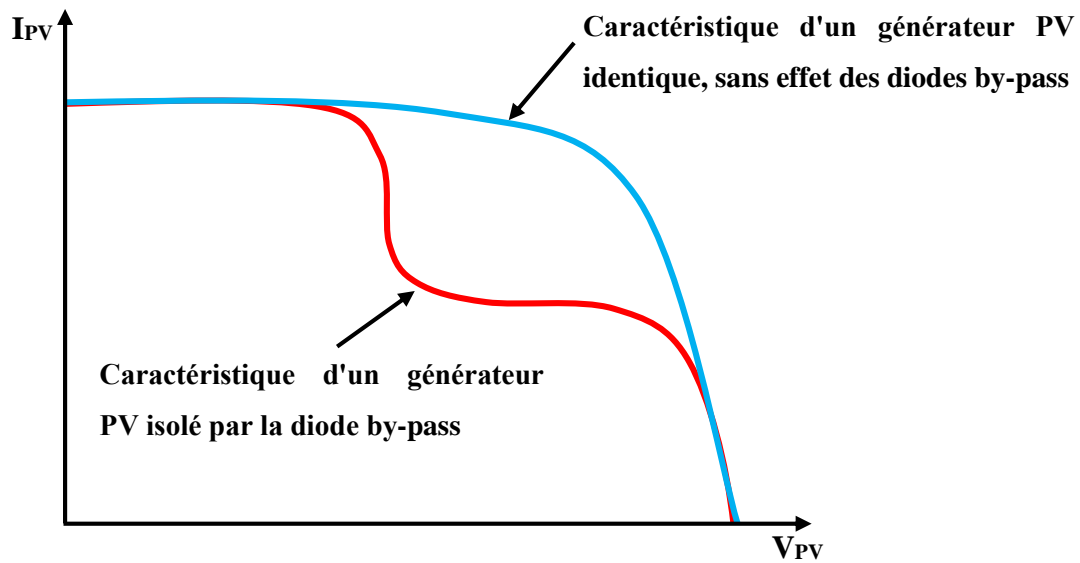


Figure 1.9 : Effet de la diode by-pass sur la caractéristique  $I=f(V)$  d'un GPV.15

### 1.2.6 Définition de l'étage d'adaptation entre la source PV et la charge

Comme nous l'avons vu précédemment, le générateur PV est distingué par une caractéristique non-linéaire qui dépend avec les changements des conditions climatiques (l'éclairement et la température). Dans le cas d'une connexion directe entre le générateur et la charge a peu de chance de placer le système PV à son point de puissance maximale PPM.

Afin d'extraire à chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes du GPV et de la transférer à la charge, la technique utilisée classiquement est d'utiliser un étage d'adaptation entre le GPV et la charge comme décrit dans la figure 1.10. Cet étage joue le rôle d'interface entre les deux éléments en assurant à travers une action de contrôle, le transfert du maximum de puissance fournie par le générateur pour qu'elle soit la plus proche possible de  $P_{MAX}$  disponible [11, 23, 24].

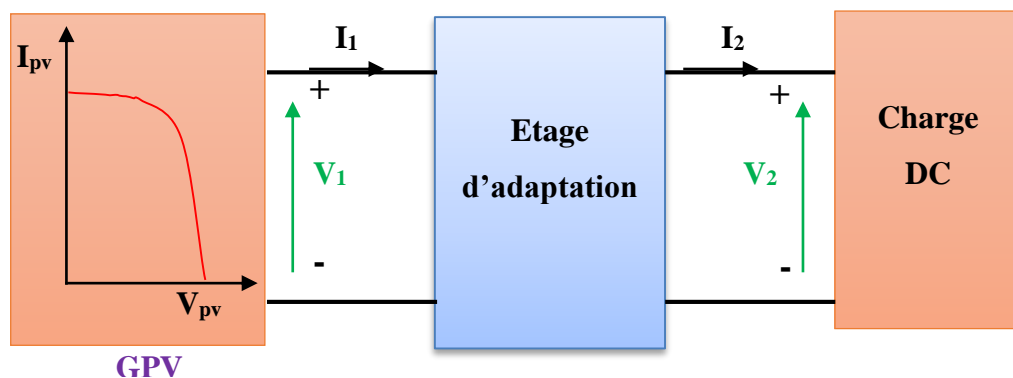


Figure 1.10 : Connexion d'un GPV à une charge DC à travers un étage d'adaptation.

### **1.2.7 Avantages et inconvénients de l'énergie solaire**

Les systèmes photovoltaïques présentent un grand nombre d'avantages et d'inconvénients qui sont : [25]

#### **1.2.7.1 Avantages**

Les systèmes photovoltaïques ont plusieurs avantages comme :

- Ils sont non polluants sans émissions ou odeurs discernables ;
- Ils peuvent être des systèmes autonomes qui fonctionnent sûrement, sans surveillance pendant de longues périodes ;
- Ils n'ont besoin d'aucun raccordement à une autre source d'énergie ou à un approvisionnement en carburant.
- Ils peuvent être combinés avec d'autres sources d'énergie pour augmenter la fiabilité du système.
- Ils peuvent résister à des conditions atmosphériques pénibles comme la neige et la glace.
- Ils ne consomment aucun combustible fossile et leur carburant est abondant et libre.
- Une haute fiabilité, car l'installation ne comporte pas de pièces mobiles, ce qui la rend particulièrement appropriée aux régions isolées, d'où son utilisation sur les engins spatiaux.
- Le système modulaire de panneaux photovoltaïques permet un montage adaptable à des besoins énergétiques variés, les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications allant du milliwatt au mégawatt.
- La technique photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique, car le produit est non-polluant, silencieux, et n'entraîne aucune perturbation du milieu.
- Ils ont une longue durée de vie.
- Les frais et les risques de transport des énergies fossiles sont éliminés.

#### **1.2.7.2 Inconvénients**

- La fabrication des modules photovoltaïques relève de la haute technologie, ce qui rend le coût très élevé.
- Le rendement réel d'un module photovoltaïque est de l'ordre de 10 à 15 %.
- Ils sont tributaires des conditions météorologiques.
- L'énergie issue du générateur photovoltaïque est continue et de faible voltage (< à 30 V) donc il doit être transformé par l'intermédiaire d'un onduleur.
- Beaucoup d'appareils vendus sur le marché fonctionnent avec des 230 V alternatifs.

## 1.3 Énergie éolienne

### 1.3.1 Historique de l'énergie éolienne

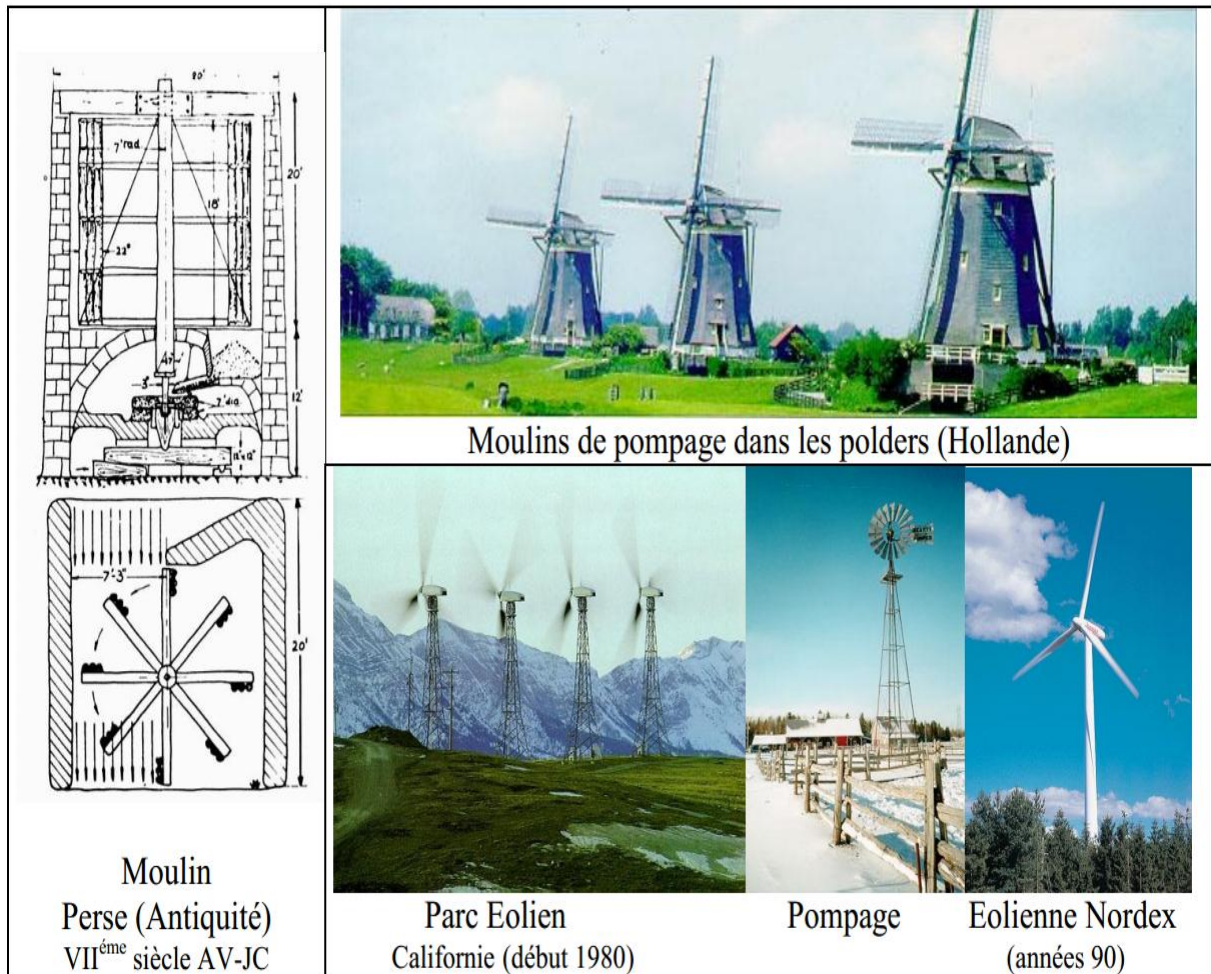
L'énergie éolienne est une source d'énergie a été exploitée depuis des siècles pour la transformer en énergie mécanique. Elle a été d'abord utilisée pour la navigation des bateaux sur le fleuve du Nil, au Moyen-Orient comme aux Chines pour le pompage de l'eau et en Perse (Iran aujourd'hui) dans la moudre du gain. Les moulins à vent sont introduits dans le monde occidental au début du 2<sup>ème</sup> siècle du monde islamique [26, 27]. Des siècles plus tard, la conception de base du moulin à vent a été améliorée aux Pays-Bas surtout à la Hollande pour le broyage des céréales.

L'évolution de l'électricité comme forme moderne de l'énergie et les recherches successives sur les génératrices électriques, donne l'idée au Danois Poul La Cour pour construire la première turbine à vent générant de l'électricité en 1891 [28]. Dans les années 1950, Johannes Juul (élève de Paul La Cour) devint aussi un pionnier dans l'utilisation de l'énergie éolienne en construisant les premières éoliennes produisant du courant alternatif [29].

Les recherches concernant le secteur de l'énergie éolienne comme toutes les autres énergies renouvelables ont relancé de nouveau après la crise pétrolière de 1973, qui a changé le marché de l'énergie dans le monde. Cette crise oblige plusieurs pays à commencer l'investissement pour améliorer la technique des aérogénérateurs.

À la fin des années 1990, la production mondiale d'électricité éolienne n'atteint que 10 TWh. L'essor des éoliennes débute véritablement de nouveau qu'en décembre 1997 lors de la conférence de Kyôto (Japon) qui débouche sur les accords pour réduire les émissions de gaz à effet serre [30].

Au cours des dernières années, la demande d'énergie provenant de sources alternatives a augmenté de manière significative en tant que nations se concentrent davantage sur la réduction de leur empreinte carbone. En réponse à cette demande croissante d'énergie propre et durable, l'énergie éolienne gagne beaucoup d'importance dans le monde. L'énergie provenant du vent représente actuellement près de la moitié de l'énergie produite à partir de sources alternatives dans le monde entier, et devrait croître de manière significative au cours de la période de prévision à partir de 2016 et 2024. Les conclusions du GWEC (Greenpeace International and the Global Wind Energy Council) montrent que les éoliennes fourniront près de 12 % de l'électricité mondiale d'ici 2020 [31].



**Figure 1.11** : Evolution des dispositifs éoliens de l'Antiquité à nos jours (images [EoleWeb]).

### 1.3.2 Principe de la conversion de l'énergie éolienne

Le principe de fonctionnement d'un aérogénérateur (turbine éolienne) est simple : le vent permet se tournera les pales qui transforment une partie de l'énergie cinétique en énergie mécanique. La transformation de cette dernière en énergie électrique est assurée par l'intermédiaire d'un générateur du type asynchrone ou synchrone qu'il est même tourné par la rotation des pales.

La vitesse de rotation de l'éolienne (de 10 à 200 tr/min) est adaptée à celle de la génératrice classique (typiquement de 750 à 3000 tr/min) avec un multiplicateur pour accélérer la vitesse lente des pales. Le générateur peut être lié directement ou indirectement au réseau électrique. S'il est lié directement (figure 1.12), le générateur tourne à vitesse fixe ou très faiblement variable en joue sur le glissement de la machine asynchrone. On mentionne que dans le cas l'utilisation de la machine synchrone est impossible, car la vitesse de rotation du rotor doit être un multiple de fréquence des courants [29]. Si le générateur est lié indirectement au réseau

(figure 1.13), il faut exister une interface d'électronique de puissance pour ajuster la fréquence des courants imposée par le réseau à celle de générateur et justifier le fonctionnement à vitesse variable.

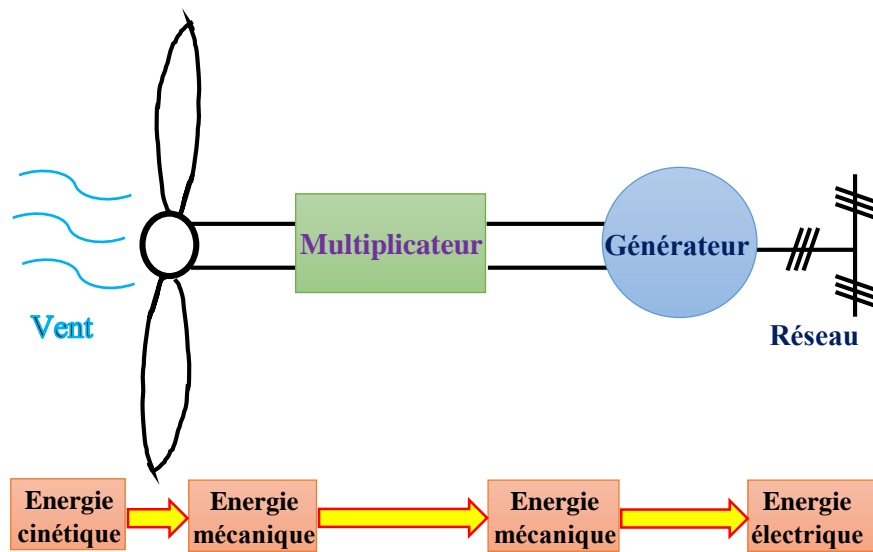


Figure 1.12 : Chaine de conversion de l'énergie éolienne avec liaison directe au réseau.

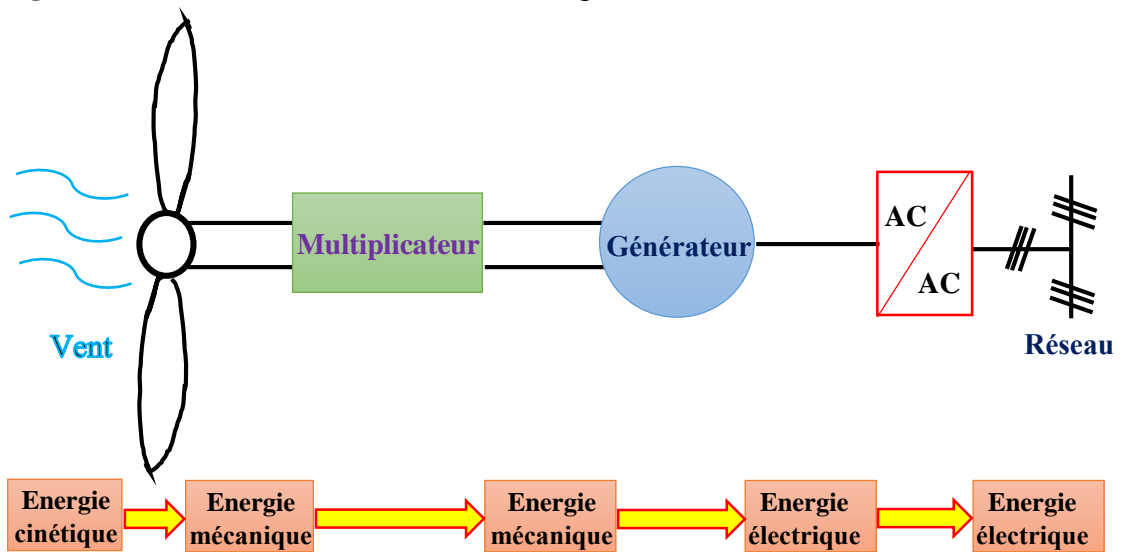


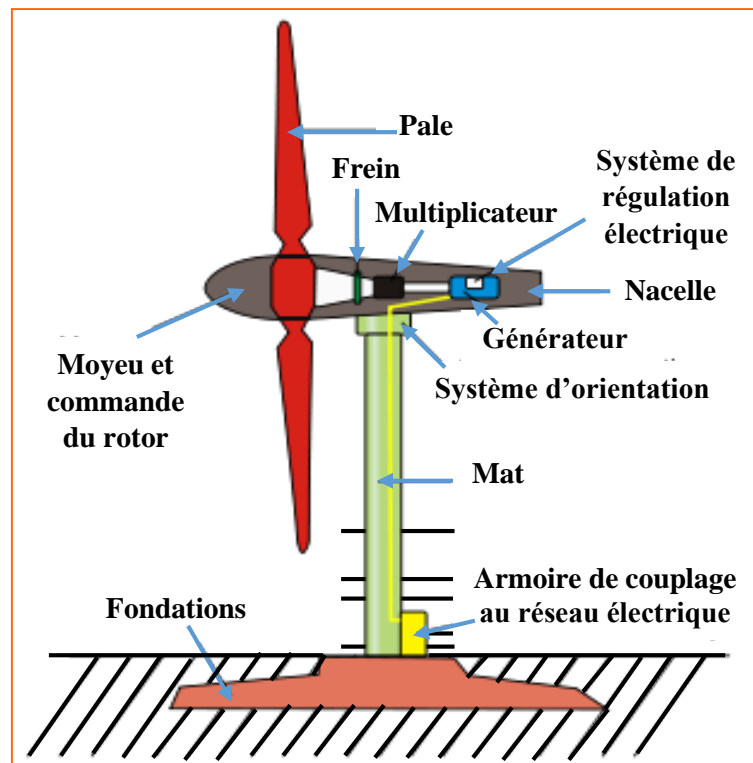
Figure 1.13 : Chaine de conversion de l'énergie éolienne avec liaison indirecte au réseau.

Le fonctionnement à vitesse variable d'un aérogénérateur permet d'optimiser l'énergie captée par l'éolienne, mais il demande la mise en œuvre d'un convertisseur avec sa commande, ce qui entraîne un surcoût par rapport la technique de vitesse fixe. La littérature donne un gain de puissance extraite variant entre 2 % et 38 % [29,32].

### 1.3.3 Constitution d'une turbine éolienne

Une éolienne est composée des trois parties essentielles (la figure 1.14) : le mat, le rotor et la nacelle qui comporte l'ensemble multiplicateur-générateur.





**Figure 1.14** : Principaux composants d'une éolienne.

### 1.3.3.1 Le mât

Le mât est un élément rigide vertical qui permet d'élever l'ensemble rotor + la nacelle à une altitude adéquate, ou la vitesse de vent est plus élevée et pour éviter les perturbations près de sol. Il est généralement un tube en acier, qui est implanté sur une forte fondation en béton dans le sol.

Le mât peut mesurer entre 10 et 80 mètres de hauteur selon le type de turbine éolienne et du site d'implantation. Typiquement, une éolienne de 1 MW a une hauteur de 80 mètres de haut, ce qui correspond à la hauteur d'un immeuble de 32 étages [33].

### 1.3.3.2 La nacelle

Elle est une structure soutenue par le mât, regroupe tous les éléments mécaniques permettant de coupler le rotor éolien au générateur électrique : arbres lents et rapides, roulements, multiplicateur. Le frein à disque, différent du frein aérodynamique, qui permet d'arrêter le système en cas de surcharge. Le générateur qui est généralement une machine synchrone ou asynchrone et les systèmes hydrauliques ou électriques d'orientation des pales (frein aérodynamique) et de la nacelle (nécessaire pour garder la surface balayée par l'aérogénérateur perpendiculaire à la direction du vent). À cela viennent s'ajouter le système de refroidissement par air ou par eau, un anémomètre et le système électronique de gestion de l'éolienne [34].



### **1.3.3.3 Le rotor**

C'est la partie rotative de la turbine éolienne placée en hauteur afin de capter des vents forts et la transformer en énergie mécanique afin de produire l'énergie électrique. Il est formé par les pales assemblées dans leur moyeu. Le nombre de pales varie classiquement de 1 à 3 et plus le nombre de pales est grand plus le couple au démarrage sera grand et plus la vitesse de rotation sera petite [35,33]. Les pales sont composées des pales en matériau composite qui sont mises en mouvement par l'énergie cinétique du vent. Reliées par un moyeu, ces dernières peuvent en moyenne mesurer chaque 25 à 60 mètres de long et tourner à une vitesse de 5 à 25 trs/min.

Les rotors à vitesse fixe sont souvent munis d'un système d'orientation de la pale permettant à la génératrice (généralement une machine asynchrone à cage d'écureuil) de fonctionner au voisinage du synchronisme et d'être connectée directement au réseau sans dispositif d'électronique de puissance. Par contre, les rotors à vitesse variable sont souvent moins coûteux car le dispositif d'orientation des pales est simplifié et une interface d'électronique de puissance entre le générateur et le réseau ou la charge est nécessaire. [34].

### **1.3.4 Différents types d'éoliennes**

Les éoliennes se divisent en deux principales grandes familles à savoir l'aéro-turbine utilisé : celles à axe vertical et celles à axe horizontal.

#### **1.3.4.1 Eolienne à axe vertical (VAWT)**

Les éoliennes à axe vertical (VAWT, vertical axis wind turbine) ont été les premières structures développées pour produire de l'électricité. L'axe de rotor est perpendiculaire au sol et elles n'ont besoin d'aucun système pour orienter dans la direction du vent. Elles possèdent l'avantage d'avoir les organes de commande et le générateur au niveau du sol donc facilement accessibles. L'efficacité de cette structure reste médiocre par rapport aux éoliennes à axe horizontal puisqu'elles captent moins d'énergies dans le vent.

De nombreuses variantes technologies ont été testées dont seulement deux structures sont parvenues au stade de l'industrialisation, le rotor de Savonius et le rotor de Darrieux [34,36].

##### **a. Type Savonius**

Les éoliennes de type Savonius (du nom de son inventeur, breveté en 1925) sont constituées de demi-cylindres reliés à un axe vertical basé sur le principe des moulins à vent qui utilise la force de traîner du vent. Elles sont peu encombrantes, plus silencieuses, peuvent démarrer par

vitesses du vent plus faibles et elle s'intègre facilement en milieu urbain (par exemple sur une toiture plate). Son rendement reste limité par rapport aux éoliennes qui utilisent la force de portance.

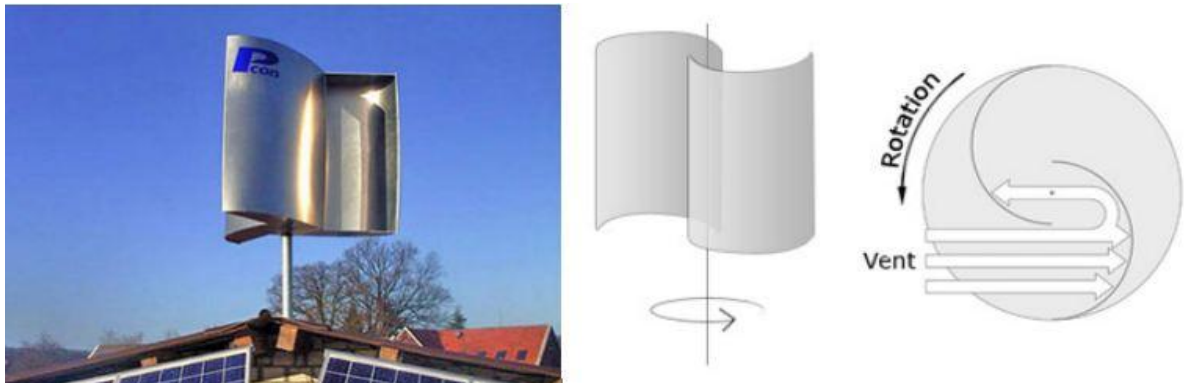


Figure 1.15 : Éolienne du type Savonius.

### b. Type Darrieus

Les éoliennes du type Darrieus (ingénieur français) ont pale verticales, parabolique ou hélicoïdales. Leur principe de fonctionnement est basé sur le fait qu'un profil placé dans un écoulement d'air selon différents angles (figure 1.16) est soumis à des forces de direction et d'intensité variables. La résultante de ces forces génère alors un couple moteur entraînant la rotation du dispositif. Ces forces sont créées par la combinaison de la vitesse propre de déplacement du profil et de la vitesse du vent [34].

Les Darrieus sont plus faibles encombrantes, ne nécessitent pas de systèmes d'orientations et sont simples à installer. Par contre, elles ont un faible rendement et démarrent plus difficilement par vent faible.

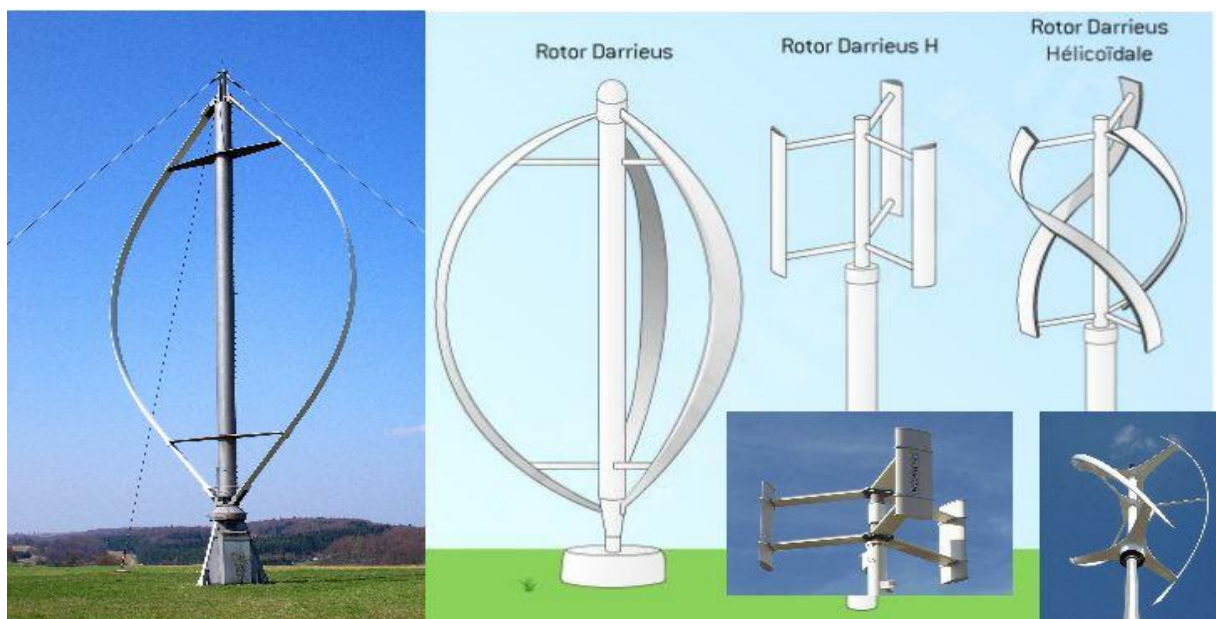


Figure 1.16 : Éolienne du type Darrieus.

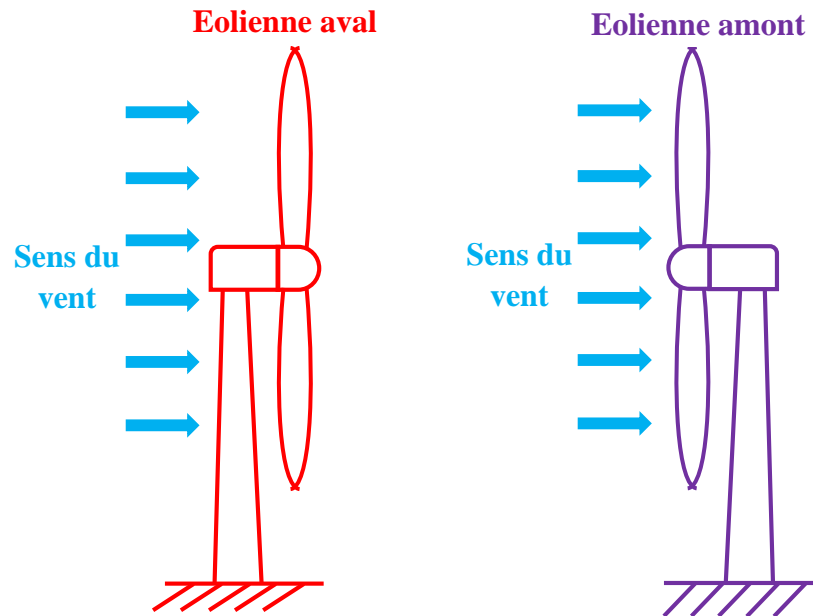
### 1.3.4.2 Eolienne à axe horizontal (HAWT)

Les éoliennes les plus répandues actuellement sont de type à axe horizontal (HAWT, horizontal axis wind turbine). Elles sont basées des moulins à vent et sont constituées d'une ou plusieurs pales pour générer un couple moteur entraîne la rotation. Le nombre de pales utilisé pour la production d'électricité varie classiquement entre 1 et 3, le rotor tripal étant le plus utilisé, car il constitue un compromis entre le coefficient de puissance, le coût et la vitesse de rotation du capteur éolien [34, 37]. Ce type d'aérogénérateur à s'orienter suivant la direction du vent et a implanté sur le sol (on-shore) ou en mer (off-shore) comme il est représenté sur la figure 1.17.



**Figure 1.17** : Éolienne à axe horizontal.

Le rotor de HAWT peut être placé en amont ou en aval de la nacelle (figure 1.18). Dans la majorité des cas, ce sont des rotors du type "amont", c'est-à-dire que le vent souffle directement sur les pâles. Cela implique l'utilisation de pâles très rigides, car elles sont très exposées au vent. La configuration "aval" est utilisée plus particulièrement pour les petites éoliennes qui sont munies de pâles plus fragiles.



**Figure 1.18** : Distinction entre éoliennes à axe horizontal avec le rotor placé en amont et en aval.

### 1.3.5 Energie cinétique du vent<sup>24</sup>

La turbine éolienne est un dispositif qui transforme l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. L'énergie cinétique résultante de déplacement d'une masse d'air  $m$  avec une vitesse  $V_v$  est :

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot m \cdot V_v^2 \quad (1.5)$$

Avec

$m$  : Masse du volume d'air (en kg).

$V_v$  : Vitesse instantanée du vent (en m/s).

Une puissance est la variation d'énergie dans un temps  $t$  :

$$P_v = \frac{\Delta E_c}{\Delta t} \quad (1.6)$$

La masse d'air  $m$  qui se déplace pendant un temps  $t$  à travers une section  $S$  est exprimée comme suit :

$$\frac{\Delta m}{\Delta t} = M = \rho \cdot S \cdot V_v \quad (1.7)$$

Avec

$\rho$  : Densité de l'air d'environ  $1.225 \text{ kg}\cdot\text{m}^{-3}$ , ce qui diminue avec l'altitude et varie en fonction des variations de la température ou de l'humidité [38].

Donc, la puissance du vent s'exprime :

$$P_v = \frac{1}{2} \frac{\Delta m}{\Delta t} \cdot V_v^2 = \frac{1}{2} M \cdot V_v^2 \quad (1.8)$$

$$= \frac{1}{2} \rho \cdot S \cdot V_v \cdot V_v^2 \quad (1.9)$$

$$P_v = \frac{1}{2} \rho \cdot S \cdot V_v^3 \quad (1.10)$$

### 1.3.5.1 Variation de vitesse du vent en fonction de la hauteur h

La vitesse du vent varie avec l'altitude du mât, afin d'obtenir la vitesse du vent exact à une hauteur  $h$  plus élevée que la hauteur initiale  $h_0$  (10 mètres) en appliquant la relation suivante :

$$V_v = V_{v0} \left( \frac{h}{h_0} \right)^\alpha \quad (1.11)$$

Où

$V_v$ : Vitesse du vent à la hauteur  $h$ .

$V_{v0}$ : Vitesse du vent à la hauteur initiale  $h_0$ .

$\alpha$ : Coefficient de la rugosité qui varie selon le terrain.

Pour un terrain avec herbe coupée  $\alpha = 0,14$ .

Pour une prairie à herbes courtes  $\alpha = 0,16$ .

Pour des cultures, prairies à hautes herbes  $\alpha = 0,19$ .

Pour des arbres, haies et quelques bâtiments  $\alpha = 0,29$ .

Pour les banlieues  $\alpha = 0,31$ .

### 1.3.5.2 Loi de Betz

L'allemand Albert Betz a démontré en 1919 que la puissance récupérable ( $P_m$ ) maximale qui peut-être générée par une éolienne peut en aucun cas dépasser 59,3 % de la puissance cinétique de la masse d'air circulant dans la seconde. De cette façon, le coefficient de puissance théorique maximale ( $C_{p_{max}}$ ) est défini comme [39, 40] :

$$C_{p_{max}} = \frac{P_m}{P_v} = 0.593 \quad (1.12)$$

La limite du coefficient de puissance  $C_p$  est calculée comme étant de 16/27 (59,3 %) en fonction de la loi de Betz [41, 42, 43].

Donc, la puissance mécanique est :

$$P_m = \frac{1}{2} \rho \cdot S \cdot V_v^3 \cdot C_p \quad (1.13)$$

$C_p$  : Coefficient de puissance (rendement aérodynamique).

Le  $C_{p_{max}}$  ne prend pas en compte les pertes d'énergie occasionnées lors de la conversion de l'énergie mécanique du vent en énergie électrique. C'est pour ça, le rendement maximal des éoliennes ne dépasse que 60 à 70 % de la limite de Betz.

L'équation du coefficient de puissance est un polynôme en fonction de dépendante de deux termes  $\lambda$  et  $\beta$  [44, 45] :

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left( \frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 \beta - C_4 \right) e^{-\frac{C_5}{\lambda_i}} + C_6 \lambda_i \quad (1.14)$$

Où

$\lambda$  : Rapport de vitesse de pointe (en anglais : tip speed ratio).

$\beta$  : Angle d'inclinaison des pâles.

En utilisant les valeurs représentatives suivantes pour les coefficients :  $C_1 = 0.5176$ ,  $C_2 = 116$ ,  $C_3 = 0.4$ ,  $C_4 = 5$ ,  $C_5 = 21$  et  $C_6 = 0.0068$  est exprimée en [46, 47,48].

Le rapport de vitesse de pointe est défini par Ref. [49, 50] :

$$\lambda = \frac{R \cdot \Omega_t}{V_v} \quad (1.15)$$

Où

$\Omega_t$  : Vitesse angulaire de la turbine.

$R$  : Rayon de la section formé par les pâles.

Les termes  $\lambda$  et  $\beta$ , sont généralement modélisée par l'équation suivante :

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \quad (1.16)$$

Le couple aérodynamique :

$$C_{aéro} = \frac{P_m}{\Omega_t} \Rightarrow C_{aéro} = \frac{\frac{1}{2} \rho \cdot S \cdot V_v^3 \cdot C_p(\lambda, \beta)}{\Omega_t} \quad (1.17)$$

### 1.3.6 Fonctionnement optimal d'une éolienne

Il y a une relation étroite entre la puissance de l'éolienne et la vitesse du vent appliquée sur les pales. Afin d'assurer un bon fonctionnement nominal de l'aérogénérateur doit être la puissance d'éolienne optimale ( $P_{opt}$ ) correspondant à une vitesse du vent optimale ( $V_{opt}$ ). Ainsi, l'équation de la vitesse de rotation optimale  $\Omega_{opt}$  résultante est alors donnée comme suite :

$$\Omega_{opt} = \frac{\lambda_{opt} \cdot V_v}{R} \quad (1.18)$$

La caractéristique Puissance –Vitesse correspondant à cette relation peut se décomposer en quatre zones (la figure 1.19)

La caractéristique Puissance –Vitesse correspondant à cette relation peut se décomposer en quatre zones (la figure 1.19)

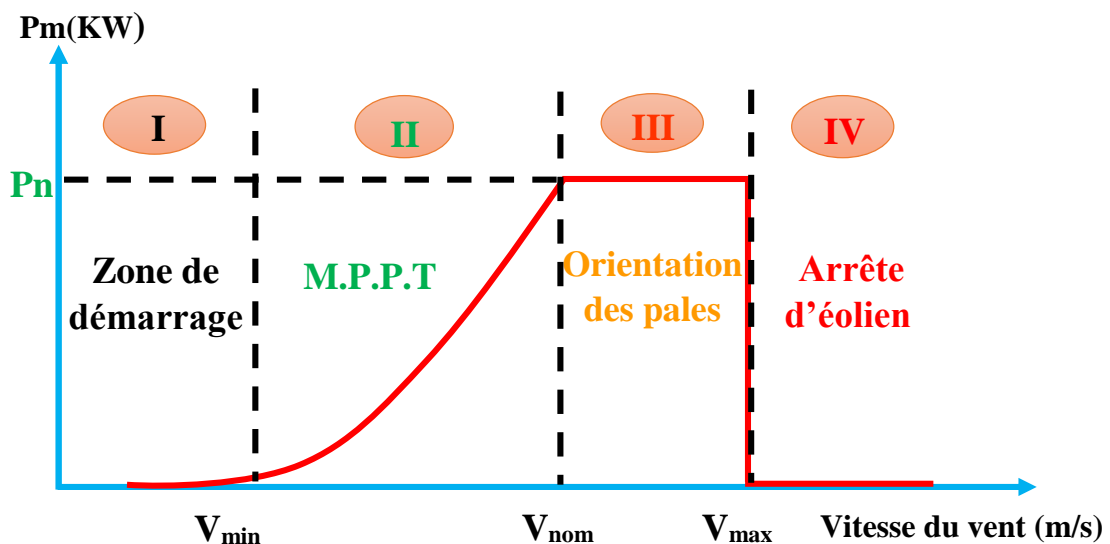


Figure 1.19 : Zones de fonctionnement d'une éolienne à vitesse variable.

**Zone I :** la puissance mécanique est nulle, car la vitesse du vent est trop faible insuffisante pour tourner les pales (zone de démarrage). La turbine commence de tourner lorsque la vitesse du vent atteint ou dépasse la vitesse de seuil de démarrage  $V_{min}$  qui donnée par le constructeur (varie entre 2.5 m/s et 4m/s).

**Zone II :** la turbine est démarrée quand la vitesse du vent atteint  $V_{min}$  et la puissance fournie sur l'arbre va dépendre de  $V_v$ . Donc, l'aérogénérateur va fonctionner avec un algorithme de commande MPPT permet d'extraire le maximum de puissance disponible afin d'avoir un

fonctionnement optimal. Cette commande est continue jusqu'à atteindre une vitesse du vent nominale ( $V_{vn}$ ) correspondant aux valeurs nominales de la puissance mécanique ( $V_{vn}$ ). Dans cette zone, l'angle de la pale est maintenu constante (ne nous varions pas).

**Zone III** : la vitesse du vent devient supérieure à la vitesse nominale  $V_n$ . C'est pour ça, la vitesse de rotation de la turbine doit être limitée ( $\Omega_t = \text{constante}$ ) alors la puissance extraire est donc reste plus proche possible à sa valeur nominale  $Pm_n$ .

La plupart des grandes turbines éoliennes utilisent deux principes de contrôle aérodynamique pour limiter la puissance extraite à la valeur de la puissance nominale de la génératrice [51] :

- système « **pitch** » ou « **à pas ou calage variable** » qui permet d'ajuster la portance des pales à la vitesse du vent pour maintenir une puissance sensiblement constante dans la zone III de vitesses.

- système « **stall** » ou à « **décrochage aérodynamique** », le plus robuste, car c'est la forme des pales qui conduit à une perte de portance au-delà d'une certaine vitesse de vent, mais la courbe de puissance chute plus vite. Il s'agit donc d'une solution passive. Dans les très grandes machines, un système hybride se développe, le « **stall actif** » dans lequel le décrochage aérodynamique est obtenu progressivement grâce à une orientation minime des pales nécessitant des moyens de réglage plus économiques et plus robustes que dans le système pitch.

**Zone IV** : si la vitesse du vent est trop importante et pour éviter la rupture mécanique de la turbine, un système de sureté urgence est fonctionné de manière à arrête le transfert de l'énergie (arrête de génératrice éolienne).

### 1.3.7 Avantages et inconvénients de l'énergie éolienne

#### 1.3.7.1 Avantages

- L'énergie éolienne s'inscrit parfaitement dans l'effort global de réductions des émissions de gaz à effet serre pour maintenir l'augmentation de la température moyenne de la terre dans des niveaux acceptables.
- Comme toutes les énergies vertes, l'énergie éolienne crée des nouveaux emplois et assurer le développement de pays.
- L'énergie éolienne est une énergie propre, écologique, fiable, et inépuisable.
- L'énergie éolienne n'est pas non plus une énergie à risque comme l'énergie nucléaire et ne produit pas de déchets toxiques ou radioactifs [52].



- C'est une source d'énergie locale qui répond aux besoins locaux en énergie et elle est l'énergie la moins chère entre les autres énergies renouvelables.
- L'exploitation de l'énergie éolienne n'est pas un procédé continu puisque les éoliennes en fonctionnement peuvent facilement être arrêtées [52].
- L'intégration des fermes éoliennes dans un réseau électrique déjà existant est très facile et l'installation de cette énergie est relativement simple.

### **1.3.7.2 Inconvénients**

- Le bruit mécanique ou aérodynamique engendré essentiellement par le multiplicateur.
- Les éoliennes peuvent nuire à la migration des oiseaux.
- La source d'énergie éolienne étant stochastique, la puissance électrique produite par les aérogénérateurs n'est pas constante. La qualité de la puissance produite n'est donc pas toujours très bonne [52].
- Le coût de l'énergie éolienne par rapport aux sources d'énergie classiques reste plus élevé surtout sur les sites moins ventés.

## **I.4 Conclusion**

Dans ce chapitre, on a donné des généralités sur les différentes notions de base qui entrent dans la conception des deux énergies renouvelables les plus connues : solaire photovoltaïque et éolienne. On a exposé en détail le principe de fonctionnement, la constitution, les paramètres qui influent sur leurs caractéristiques, les différents types, les avantages et les inconvénients des deux énergies.

Cependant dans le chapitre suivant on va faire une présentation et réalisation d'une carte de commande MPPT numérique afin d'améliorer les performances d'un générateur photovoltaïque

# Chapitre 02 :

Amélioration des  
performances d'un générateur  
PV par des algorithmes MPPT

### 2.1 Introduction

L'énergie solaire est parmi les plus largement utilisés de sources d'énergie renouvelable à l'échelle mondiale avec une capacité mondiale installée atteignant 100 GW [53]. Cette source est considérée comme l'un des plus prometteurs et meilleure source d'énergie alternative en raison de sa disponibilité naturelle et la propreté [54, 55].

Il est connu que les panneaux photovoltaïques ont une caractéristique non-linéaire  $I=f(V)$  avec un point unique où la puissance générée est maximale (PPM). Ce point, situé sur le "genou" de la  $I=f(V)$ , dépend de la température ambiante du groupe ainsi que l'éclairement énergétique du soleil, qui change au cours de la journée.

Toutefois, l'une des premières difficultés associées à l'utilisation d'un panneau photovoltaïque est le non-accouplement parfait entre le générateur PV et la charge [56]. Une barrière technologique qui existe dans ce type de couplage est le problème du transfert de la puissance maximale du GPV à la charge qui souffre souvent d'une mauvaise adaptation. Le point d'exploitation résultante est alors parfois très loin de la véritable MPP. En d'autres termes, il devient dans ces conditions, difficile d'extraire le maximum de puissance de sortie de panneau PV dans toutes les conditions météorologiques [57].

Par conséquent, une stratégie MPPT est nécessaire afin de trouver automatiquement la tension de fonctionnement du panneau PV qui produit la puissance de sortie maximale [58]. Il y a eu beaucoup de recherches dans ce domaine et il existe diverses méthodes dans la littérature allant de la méthode la plus simple comme Perturber & Observer (P&O) et Incremental Conductance (IncCond) plus sophistiqués et complexes [50,60, 61].

Les convertisseurs statiques, adaptés à l'énergie solaire photovoltaïque, sont souvent appelés dans le commerce «convertisseurs solaires» [12]. Cette adaptation peut être atteinte par l'insertion d'un convertisseur DC/DC (hacheur) contrôlé par un mécanisme de suivi MPPT. La figure 2.1 représente la configuration de base d'un système d'alimentation PV avec une commande MPPT.

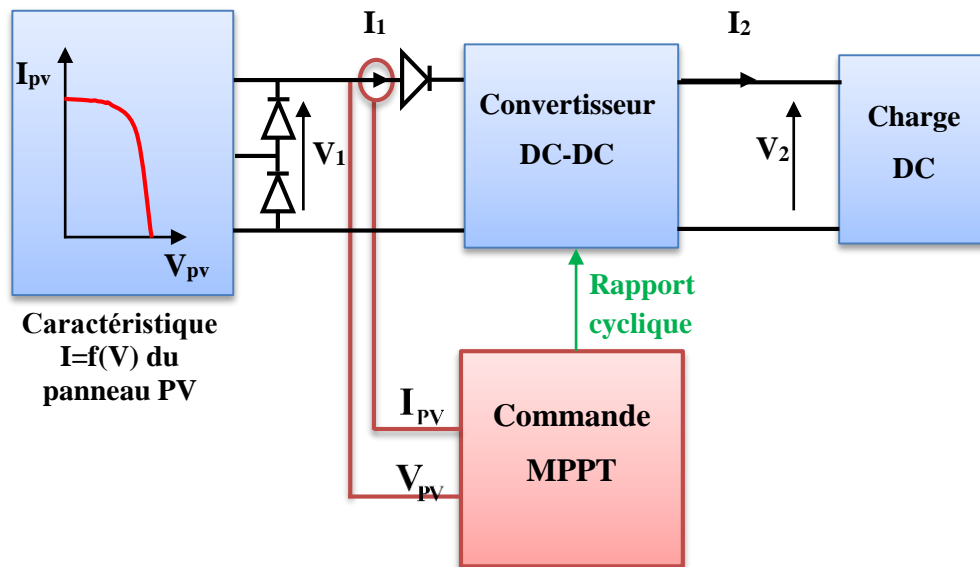


Figure 2.1 : Composants élémentaires d'un système d'énergie PV.

## 2.2 Aperçu des algorithmes MPPT

Plusieurs techniques MPPT ont été rapportés dans la littérature. Des exemples peuvent être trouvés dans [60, 10, 62]. Les méthodes de P&O, Hill-Climbing et IncCond sont les plus largement utilisés en raison de leur simplicité et facilité de mise en œuvre. Le principe de ces trois algorithmes est brièvement résumé ci-dessous.

### 2.2.1 Méthode de Perturbe et observer (P&O)

La méthode de P&O est largement adoptée pour la recherche de MPP parce qu'elle est simple et ne requiert que des mesures de la tension ( $V_{pv}$ ) et du courant ( $I_{pv}$ ) du panneau PV. Le principe de cette technique consiste à perturber la tension  $V_{pv}$  d'une faible amplitude autour de sa valeur initiale et d'analyser le comportement de la variation de puissance instantanée  $P_{pv}$  du panneau photovoltaïque avant et après la perturbation [10, 63, 64]. Si le changement dans la puissance de sortie ( $dP_{pv}$ ) augmente,  $V_{pv}$  est réglée dans le même sens que dans le cycle précédent. Si  $dP_{pv}$  est négatif, cela signifie que le système est loin d'être le point optimal, donc la taille de perturbation doit être réduite afin d'apporter le point de fonctionnement autour au MPP [65]. La figure 2.2 montre le diagramme décrivant les étapes de mise en œuvre de la P&O algorithme.

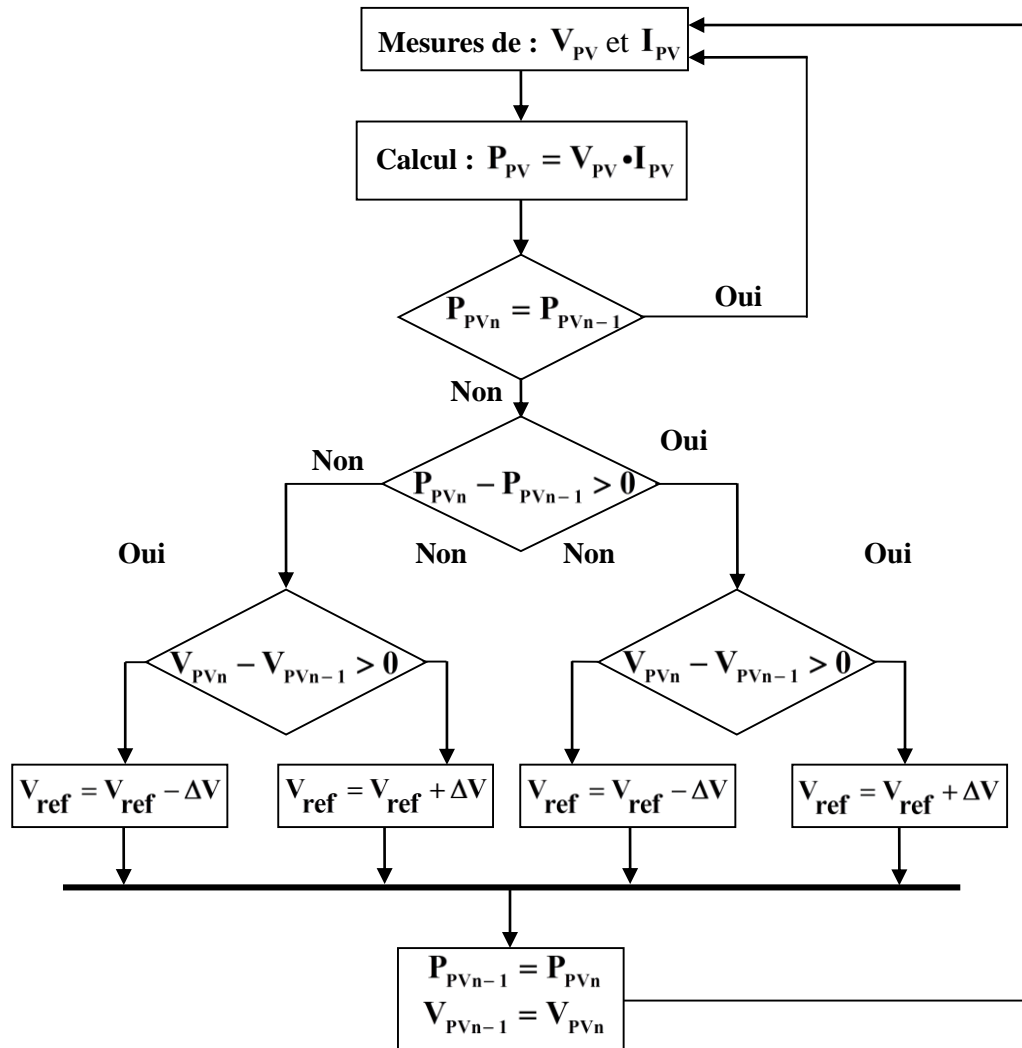


Figure 2.2 : Algorithme d'une commande MPPT basée sur la méthode P&O [10].

### 2.2.2 Méthode de Hill-Climbing

De même, à P&O, la méthode Hill-Climbing [10,66] consiste à déplacer le point de fonctionnement sur la courbe I-V dans la direction dans laquelle la puissance instantanée  $P_{PV}$  augmente. Dans ce cas, la perturbation est appliquée pour le rapport cyclique  $\alpha$  du convertisseur Buck. La commutation  $\alpha$  de convertisseur de puissance continue à changer jusqu'à ce que la puissance d'exploitation oscille au MPP [67,68]. L'organigramme de technique Hill-Climbing est illustré à la figure 2.3.

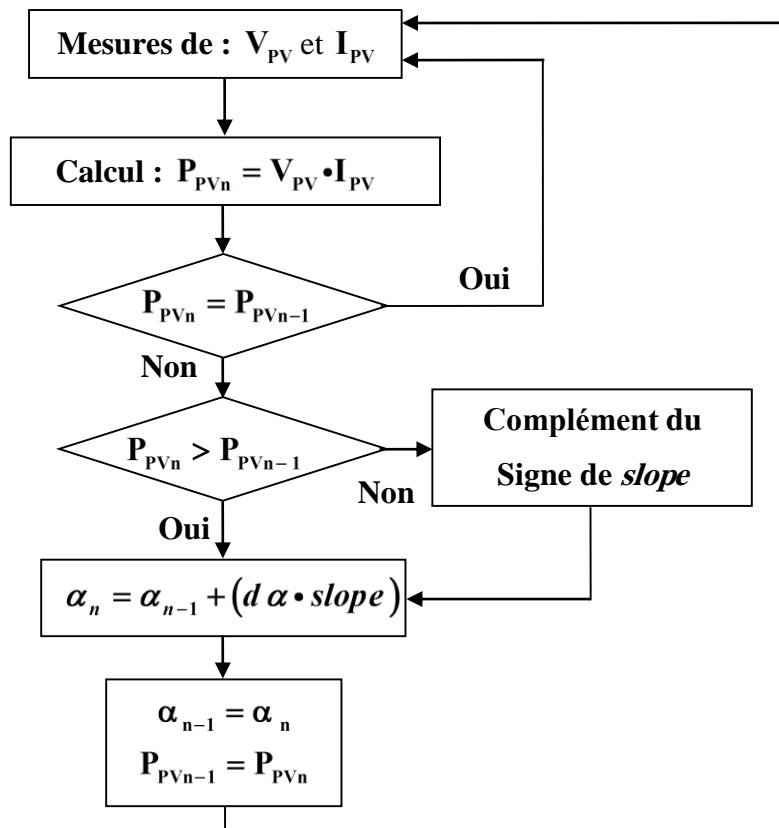


Figure 2.3 : Algorithme d'une commande MPPT basée sur la méthode Hill-Climbing [10].

### 2.2.3 Méthode d'Incremental Conductance (IncCond)

Pour trouver le MPP, cette technique utilise les connaissances sur la variation de conductance du panneau photovoltaïque ( $G$ ) et des conséquences sur la position du point de fonctionnement en ce qui concerne le MPP [69,70]. La figure 2.4 montrée la position du point de fonctionnement sur la caractéristique de puissance du générateur PV.

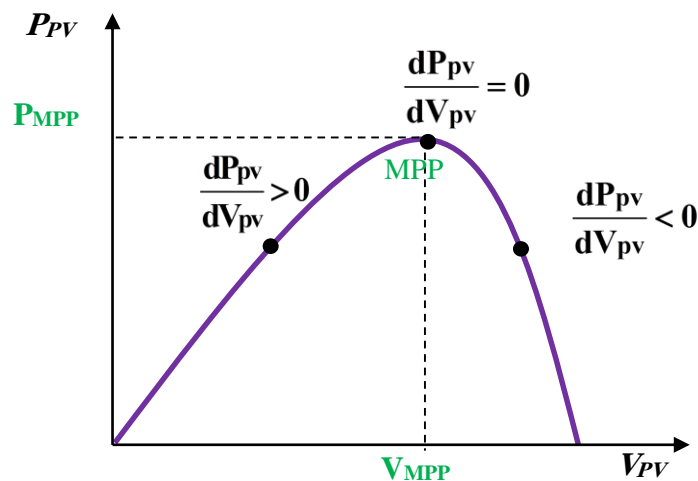


Figure 2.4 : Caractéristique  $P_{PV}=f(V_{PV})$  d'un panneau solaire.

L'équation de puissance du panneau PV est :

$$P_{PV} = V_{PV} \cdot I_{PV} \quad (2.1)$$

$$\begin{cases} \frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} = \frac{d(V_{PV} \cdot I_{PV})}{dV_{PV}} \\ \frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} = I_{PV} + V_{PV} \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \\ \frac{1}{dV_{PV}} \cdot \frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} = \frac{I_{PV}}{V_{PV}} + \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \end{cases} \quad (2.2)$$

Où

$$dP_{PV} = P_{PVn} - P_{PVn-1} \quad dV_{PV} = V_{PVn} - V_{PVn-1} \quad dI_{PV} = I_{PVn} - I_{PVn-1} \quad (2.3)$$

La conductance  $G$  du circuit PV est :

$$G = \frac{I_{PV}}{V_{PV}} \quad (2.4)$$

En outre, une variation primaire (incrément) peut être définie par la conductance :

$$dG = \frac{dI_{PV}}{dV_{PV}} \quad (2.5)$$

Le concept de base de la méthode IncCond consiste à comparer l'évolution du module de puissance ( $dP_{PV}$ ) en ce qui concerne la variation de tension ( $dV_{PV}$ ) afin de déterminer dans quelle direction la perturbation devrait être appliquée dans le but de déplacer le point de fonctionnement vers le MPP (figure 2.5), avec référence à la figure 2.4. Lorsque l'instrument dérivé de la puissance est égal à zéro, le point de fonctionnement coïncide avec le MPP. Cela conduit à un gradient positif sur la gauche du MPP et un gradient négatif sur la droite du MPP [68]. Les gradients de puissance peuvent être écrits comme suit :

$$\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} = 0 \text{ au MPP.} \quad (2.6)$$

$$\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} > 0 \text{ à gauche du MPP.} \quad (2.7)$$

$$\frac{dP_{PV}}{dV_{PV}} < 0 \text{ à droite de MPP.} \quad (2.8)$$

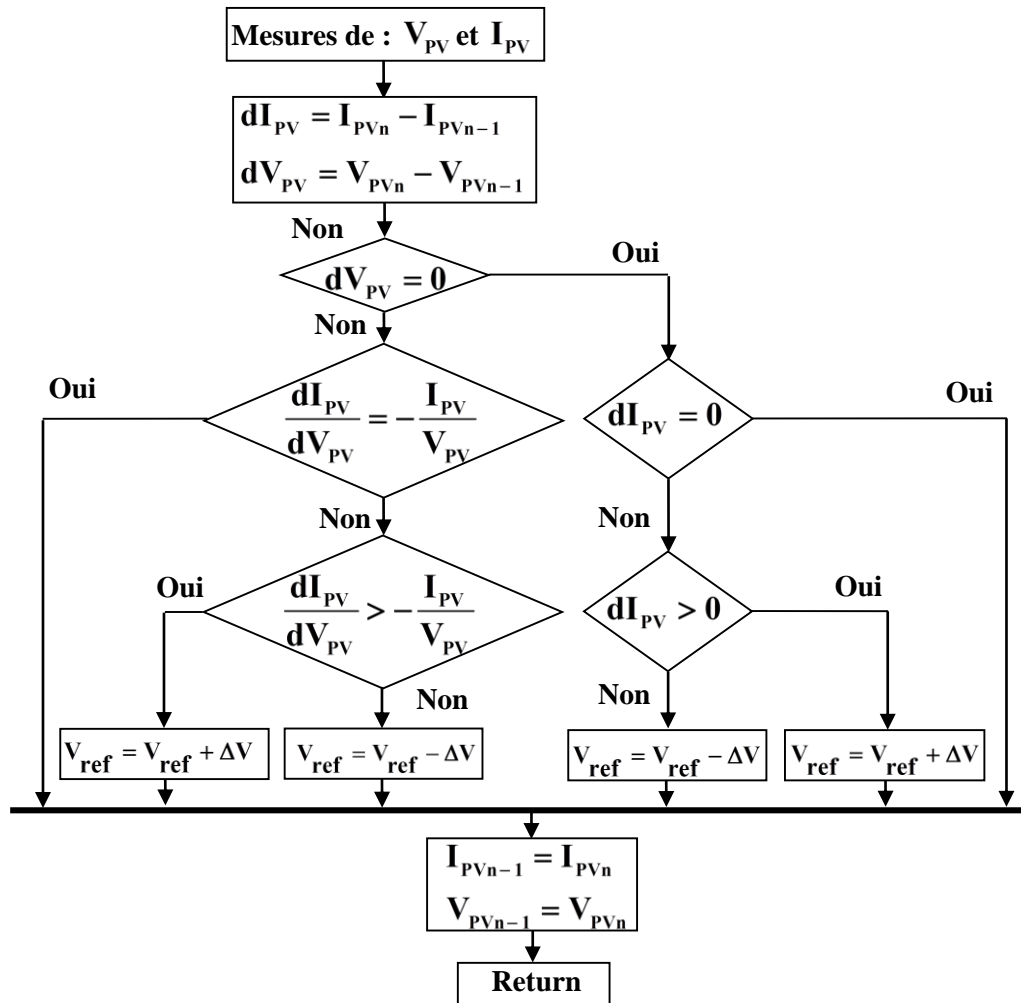


Figure 2.5 : Algorithme type de la commande Incremental Conductance [10].

### 2.3 Conception et réalisation de l'algorithme MPPT numérique

Dans cette section, la conception et la réalisation d'algorithmes MPPT numériques sur un microcontrôleur ( $\mu\text{C}$ ) du type PIC seront décrites. Cette commande MPPT numérique à base de  $\mu\text{C}$  présente plusieurs avantages par rapport à la commande MPPT analogique [71,72]. Le système se compose de trois blocs : bloc d'alimentation, bloc de commande et le bloc de puissance.

#### 2.3.1 Dimensionnement du bloc d'alimentation

Le fonctionnement de notre circuit de commande exige une alimentation à trois niveaux de tensions. Pour cela, on a réalisé quatre alimentations à base d'un régulateur de tension (figure 2.6) :

- Le régulateur de tension **LM 7805** pour alimenter le microcontrôleur par une tension fixe égale à 5 V.
- Les deux régulateurs de tension **LM 7815** et **LM 7915** pour assurer l'alimentation nécessaire du capteur de courant (-15 V et +15 V), basé sur un amplificateur opérationnel le TL082.



- Un deuxième régulateur **LM 7815** afin d'alimenter l'optocoupleur 4N25 avec une tension +15 V. Ce dernier servira comme driver pour l'interrupteur de puissance, d'assurer l'isolation galvanique entre le bloc de puissance et le bloc de commande.

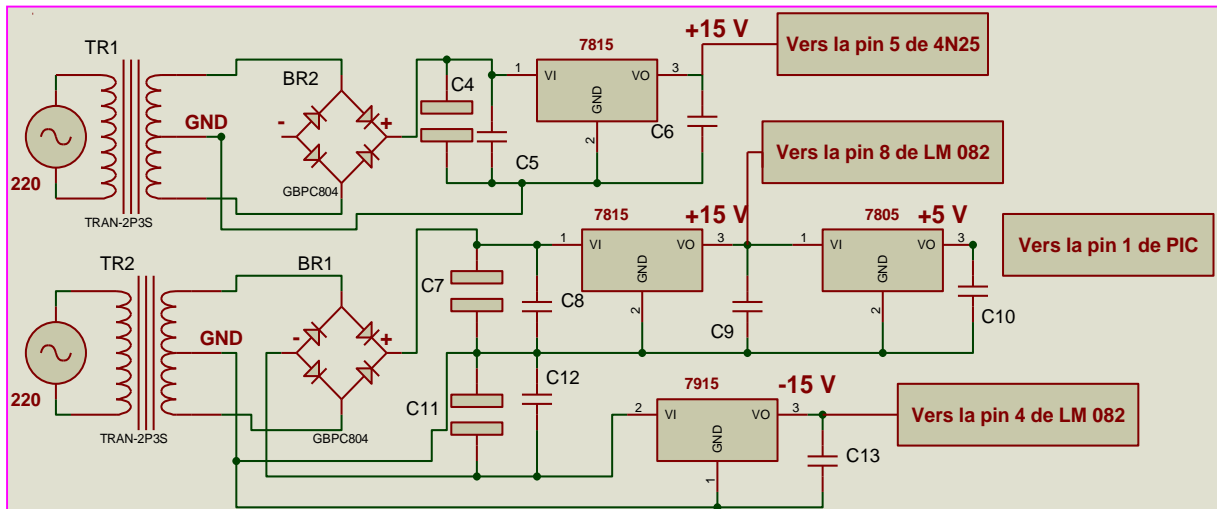


Figure 2.6 : Bloc d'alimentation.

Les différents condensateurs placés en amont des différents régulateurs servent au filtrage des tensions redressées, alors que celles placées en aval sont généralement du type céramique, et sert à minimiser le bruit à la sortie du régulateur. Pour notre travail, les différents condensateurs ont les valeurs suivantes :

$$\begin{array}{lll}
 C_4=330\mu\text{F}. & C_5=330\mu\text{F}. & C_6=110\mu\text{F}. \\
 C_7=330\mu\text{F}. & C_8=330\mu\text{F}. & C_9=110\mu\text{F}. \\
 & & C_{10}=110\mu\text{F}.
 \end{array}$$

### 2.3.2 Dimensionnement du bloc de puissance

Le bloc de puissance consiste en fait à un convertisseur DC/DC dévolteur, basé sur un IGBT de type 'BUP 309' qu'il assurant le transfert de toute de la puissance extraite du panneau solaire vers une charge résistive.

Le dimensionnement de ce bloc de puissance dépend des contraintes imposées par le cahier des charges.

#### 2.3.2.1 Cahier des charges

Le cahier des charges que nous nous sommes proposé est le suivant :

- Ondulation du courant dans l'inductance  $L$  :  $\Delta i_L = 400 \text{ mA}$ .
- Ondulation de la tension aux bornes du condensateur  $C_2$  :  $\Delta V_{C_2} = 100 \text{ mV}$ .
- Ondulation de la tension aux bornes du condensateur  $C_1$  :  $\Delta V_{C_1} = 100 \text{ mV}$ .
- Fréquence de commutation :  $f = 2 \text{ kHz}$ .

### 2.3.2.2 Etude du hacheur Buck

Un convertisseur Buck, ou hacheur série, est une alimentation à découpage qui convertit une tension continue en une autre tension continue de plus faible valeur. A l'aide de ce convertisseur, la tension continue d'entrée, qui est par exemple générée par le générateur photovoltaïque (GPV) comme représenté sur la figure 2.7, peut être abaissée. Ce convertisseur série peut être utilisé comme adaptateur source-charge, lorsque le point de fonctionnement en couplage direct est à gauche du MPP. Pour les points à droite du point MPP, le convertisseur Boost (survolteur) se trouve plus efficace [73].

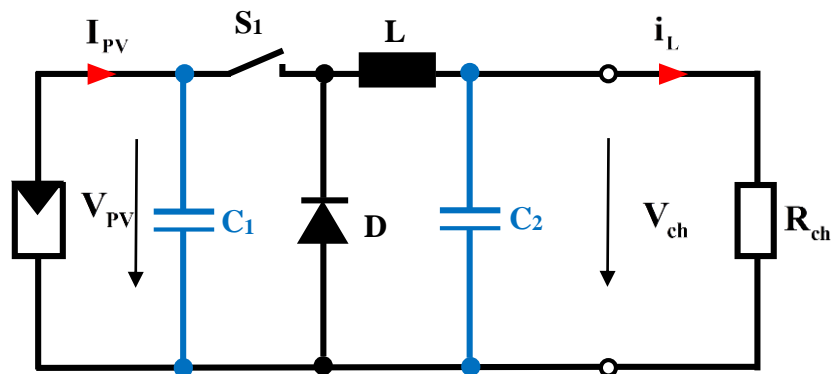


Figure 2.7 : Schéma du circuit électrique d'un convertisseur Buck.

Si l'interrupteur  $S_1$  est activé à  $t_0$ , La diode  $D$  est polarisée en inverse et un courant de circuit se produit, mais ne passe pas par cette diode (figure 2.8).

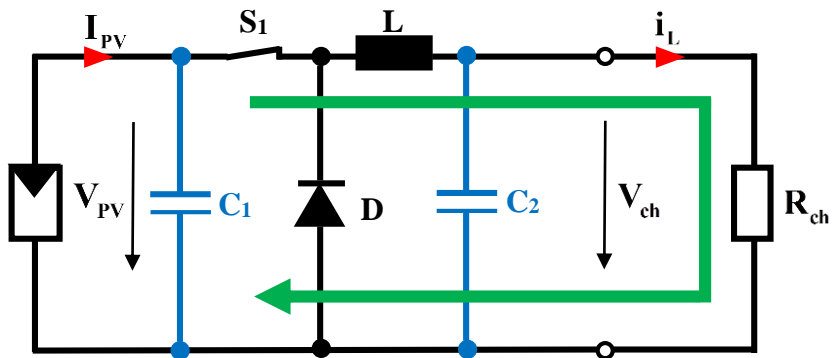


Figure 2.8 : Convertisseur Buck durant l'état on.

Le courant  $di_L$  n'augmente pas immédiatement, mais augmente avec un taux d'accroissement imposé par l'inductance  $L$  [73] :

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{V_{PV} - V_{ch}}{L} \quad (2.9)$$

Pendant ce temps, l'inductance stocke l'énergie sous une forme magnétique. Si  $S_1$  est désactivé après  $t_0 = t_1$ , la charge est séparée du système fourni. Le courant est cependant

maintenu par l'énergie stockée dans l'inductance  $L$  et s'écoule à travers la diode de roue libre (figure 2.9). En négligeant la chute de tension à travers la diode, le courant tombe, cependant, en raison de l'équation suivante :

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{-V_{ch}}{L} \quad (2.10)$$

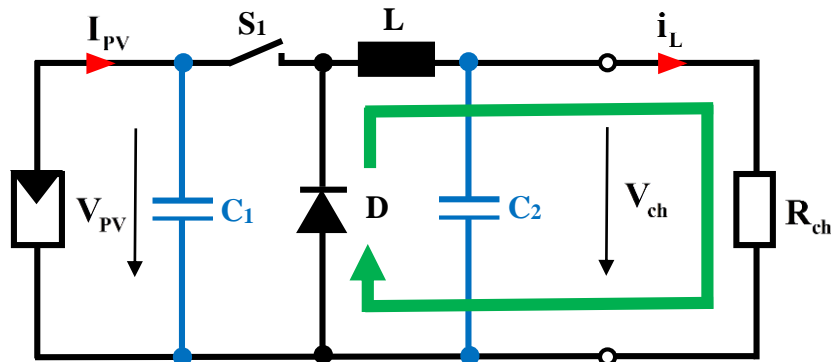


Figure 2.9 : Convertisseur Buck durant l'état off.

Le condensateur  $C_1$  est utilisé pour soutenir la tension d'alimentation ( $V_{PV}$ ). En principe, l'interrupteur  $S_1$  est activé et désactivé avec une fréquence de commutation  $f$ .

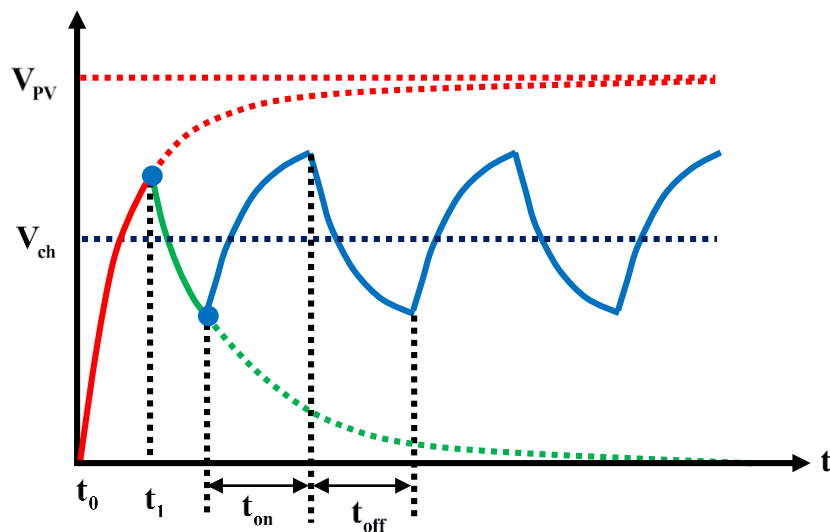


Figure 2.10 : Formes d'ondes des tensions  $V_{PV}$  et  $V_{ch}$  dans le cas d'un convertisseur Buck.

Comme illustré à la figure 2.10, la tension aux bornes de la charge présente une ondulation qui peut être lissée par le condensateur  $C_2$ . De toute façon, sa valeur moyenne ( $V_{ch}$ ) est inférieure à  $V_{PV}$ . Dans le cas où la fréquence de commutation est augmentée, par exemple, jusqu'à la gamme kilohertz, l'inductance nécessaire peut être réduite considérablement. La tension aux bornes de la charge est donnée par la relation suivante [74,73] :

$$\frac{V_{ch}}{V_{PV}} = \frac{t_{on}}{t_{off} + t_{on}} \quad (2.11)$$

On distingue deux modes de fonctionnement de ce convertisseur selon que le courant circulant dans l'inductance  $L$  s'annule ou non au cours de la période:

Le mode conduction continue étant le plus intéressant pour ce convertisseur, nous n'étudierons que ce mode.

- Si le courant ne s'annule pas au cours de la période, on est en mode de conduction continue (**MCC**). Dans ce cas, l'énergie emmagasinée dans l'inductance  $L$  est transférée partiellement.
- Si le courant s'annule au cours de la période, on est en mode de conduction discontinue (**MCD**). Dans ce cas, l'énergie emmagasinée dans l'inductance  $L$  est transférée totalement.

Les caractéristiques techniques du panneau PV utilisé sont données sur le tableau ci-dessous. Il s'agit d'un module de 36 cellules de silicium en série, d'une puissance maximale de 85 W.

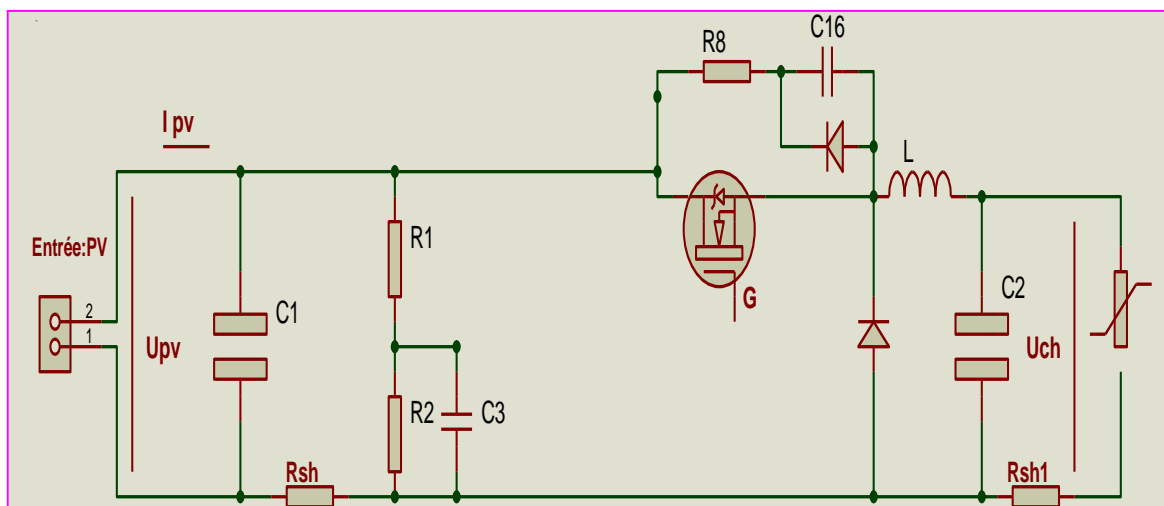
Nombre de cellules	36 en série
Tension de circuit ouvert ( $V_{oc}$ )	22.3 V
Courant de court-circuit ( $I_{sc}$ )	5.43 A
Tension du MPP ( $V_{mpp}$ )	17.14 V
Courant du MPP ( $I_{mpp}$ )	5.01 A
Puissance maximale ( $P_{mpp}$ )	$85 \pm 5\%$ (W)

**Tableau 2.1** : Caractéristiques du panneau photovoltaïque utilisé.

Afin de déterminer les valeurs des différents éléments du convertisseur, il est nécessaire de choisir un point de fonctionnement fixe, en l'occurrence, le MPP.

### 2.3.2.3 Composants utilisés

Dans cette partie, nous détaillerons le dimensionnement des composants de convertisseur dévolteur représenté à la figure 2.11 :



**Figure 2.11** : Schéma du hacheur série réalisée.

Les résistances shunt  $R_{sh}$  et  $R_{sh1}$  permettent une image des courants d'entrée  $I_{PV}$  du panneau et de la charge. Ce convertisseur sera alimenté par un module photovoltaïque monocristallin à fabrication locale (en Algérie).

Le choix de ces éléments doit être vérifié les conditions d'ondulation du courant de l'inductance et de la tension imposées par le cahier des charges.

### a. Type d'interrupteur

Le switch de puissance utilisé est un IGBT, contrôlé en tension, dont les caractéristiques figurent sur le tableau 2.2.

Type	Vce	Ic
BUP 309	1700 V	25 A

Tableau 2.2 : Caractéristiques d'IGBT (BUP 309).

Avec

**Vce** : tension de collecteur-émetteur.

**Ic** : le courant du collecteur

### b. Diode de roue libre

Cette diode assure la continuité du courant inductif pendant l'absence du courant fourni par la source.

Généralement, on utilise une diode rapide (type Schottky) à cause de la fréquence élevée de commutation. Pour notre travail, la fréquence de commutation a été choisie basse (2khz), et on a utilisé une diode de type 4007, permettant de supporter un courant jusqu'à 10 A.

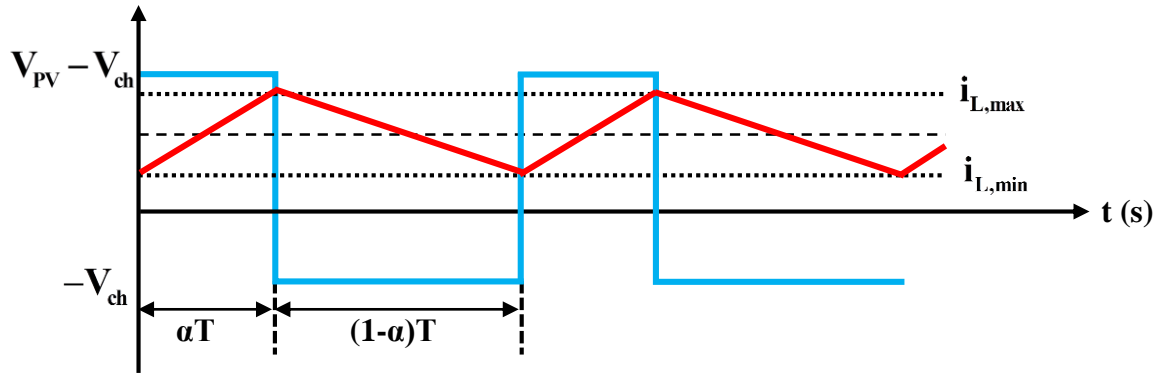
### c. Ondulation du courant $i_L$ et choix de L

La figure 2.12 montre que le courant traversant l'inductance  $L$  présente une ondulation  $\Delta i_L$  (l'ondulation du courant est définie comme étant la différence entre la valeur maximale et la valeur minimale du courant) qui est donnée par [74, 75 ,76] :

$$\Delta i_L = \Delta i_{L,max} - \Delta i_{L,min} = \frac{(V_{PV} - V_{ch}) \cdot \alpha}{L \cdot f} \quad (2.12)$$

Avec

$$f = \frac{1}{T} : \text{Fréquence de commutation.}$$



**Figure 2.12 :** Formes d'ondes des tensions et courants dans un convertisseur Buck en mode MCC.

L'ondulation du courant est nulle lorsque  $\alpha$  vaut 0 et elle est maximale lorsque  $\alpha=0.5$ , on peut écrire pour un courant d'ondulation maximum désiré [77,78] :

$$L \geq \frac{V_{PV}}{4 \cdot \Delta i_L \cdot f} \Rightarrow L \geq \frac{17,14}{4 \cdot 0,4 \cdot 2000} \Rightarrow L \geq 5,35 \text{ (mH)} \quad (2.13)$$

En pratique, la valeur de l'inductance choisie doit être au moins 20 % supérieure que la valeur calculée en théorie. Par conséquent, la valeur de l'inductance qu'on utilisera sera de  $L= 6.42$  (mH). L'inductance utilisée est à noyau de fer, qui présente comme valeur  $L= 10.83$  (mH).

#### d. Ondulation de la tension de sortie $V_{ch}$ , choix de $C_2$

Sur la figure 2.13 on peut voir que pour chaque demi-période de commutation, le condensateur emmagasine ou restitue une charge  $\Delta Q$  (aire du triangle hachuré) conduisant à une variation de la tension à ses bornes estimée à [74, 75]. On peut calculer géométriquement  $\Delta Q$  en remarquant que c'est l'aire du triangle hachuré, dont la base vaut  $T/2$  et la hauteur  $\Delta I/2$ .

$$\Delta VC_2 = \frac{\Delta Q}{C_2} = \frac{1}{C_2} \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{\Delta i_L}{2} \cdot \frac{T}{2} = \frac{\Delta i_L}{8 \cdot C_2 \cdot f} \quad (2.14)$$

$$= \frac{V_{ch}}{8 \cdot L \cdot C_2 \cdot f^2} \cdot (1 - \alpha) = \frac{V_{PV}}{8 \cdot L \cdot C_2 \cdot f^2} \cdot (1 - \alpha) \alpha \quad (2.15)$$

Ou en valeur relative

$$\frac{\Delta VC_2}{VC_2} = \frac{(1 - \alpha)}{8 \cdot L \cdot C_2 \cdot f^2} \quad (2.16)$$

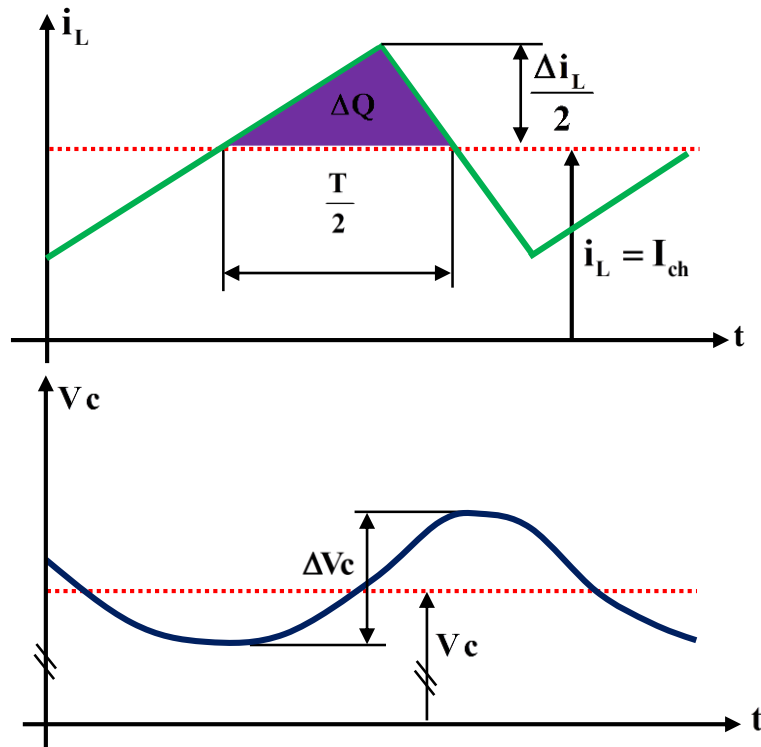


Figure 2.13 : Ondulation de la tension de sortie.

Le condensateur  $C_2$  sert comme filtre de sortie et la valeur de  $C_2$  nécessaire pour obtenir une ondulation de la tension de sortie  $\Delta V_{C_2}$  est donnée par [77,78] :

$$C_2 \geq \frac{\Delta i_L}{8 \cdot \Delta V_{C_2} \cdot f} \Rightarrow C_2 \geq \frac{0,4}{8 \cdot 10^{-1} \cdot 2000} \Rightarrow C_2 \geq 250 (\mu F) \quad (2.17)$$

**e. Ondulation de la tension d'entrée  $V_{PV}$ , choix de  $C_1$**

Le condensateur  $C_1$  permet de concrétiser une source de tension à l'entrée du convertisseur de puissance. L'ondulation de la tension d'entrée peut être elle aussi estimée en admettant que le courant traversant le condensateur  $C_1$  soit égal à l'ondulation du courant dans l'inductance. Autrement dit, on fait l'hypothèse que l'ondulation du courant d'entrée  $I_{PV}$  est nulle. Le courant circulant dans le condensateur  $C_1$  est donné par :

$$I_{C_1} = I_{PV} - I_{DS} \quad (2.18)$$

Où

$I_{DS}$  : Courant traversant le commutateur à l'état on.

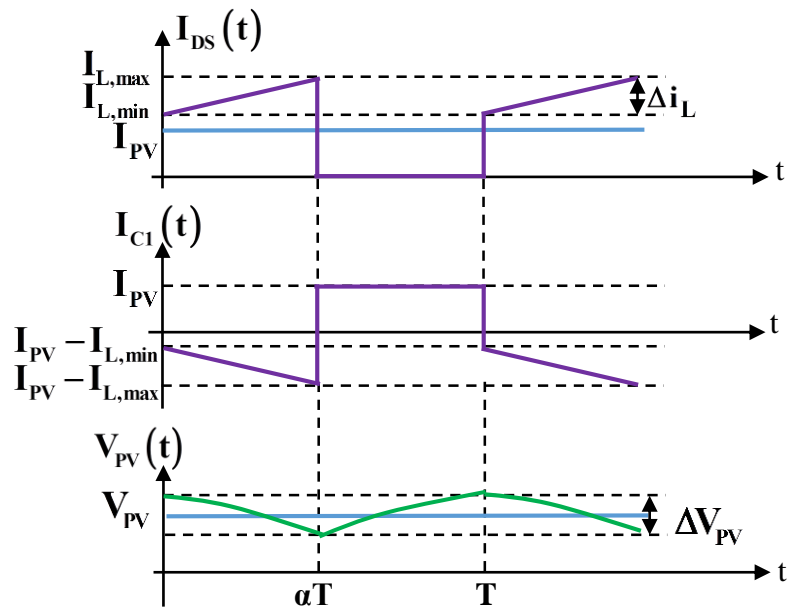


Figure 2.14 : Ondulation de la tension et du courant d'entrée.

À partir de la forme du courant  $I_{DS}$  traversant le commutateur (figure 2.14) et la relation (2.18), on peut déterminer la forme du courant  $I_{DS}$  dans le condensateur  $C_1$ . L'ondulation  $\Delta V_{PV}$  de la tension d'entrée se déduit de l'équation différentielle régissant la tension et le courant dans le condensateur  $C_1$ . La forme de cette ondulation est représentée sur la figure 5.6 et est donnée par :

$$\Delta V_{PV} = V_{PV}(T) - V_{PV}(\alpha T) = \frac{1}{C_1} \int I_{PV} dt \quad (2.19)$$

D'où :

$$\Delta V_{PV} = \frac{I_{PV}}{C_1} (1 - \alpha) T \quad (2.20)$$

Par conséquent, la valeur du condensateur  $C_1$  permettant d'avoir une ondulation inférieure à  $\Delta V_{PV,max}$  doit satisfaire [74, 77,78] :

$$C_1 \geq \frac{I_{PV}}{\Delta V_{PV} \cdot f} \Rightarrow C_1 \geq \frac{5,01}{10^{-1} \cdot 2000} \Rightarrow C_1 \geq 25,05 \text{ (mF)} \quad (2.21)$$

Lorsque nous ajoutons la tolérance de 20 % sur la valeur de la capacité, on obtient  $C_1 = 30.06$  (mF). On utilisera un condensateur d'une valeur de 33 (mF).

### 2.3.3 Dimensionnement du bloc de commande

Le bloc de commande est composé de deux parties essentielles : le circuit de mesure permet de lire la tension et le courant de notre panneau photovoltaïque à l'entrée de l'unité de commande. La deuxième partie, qui constitue en fait le cerveau de ce bloc est formée par un



microcontrôleur PIC 16F877A, permettant de programmer les différents algorithmes MPPT proposées, et qui envoie le signal de contrôle (le rapport cyclique) du hacheur au bloc de puissance, après isolation et amplification.

### 2.3.3.1 Circuit de mesure

#### a. Mesure des tensions

L'ordre de grandeur de la puissance consommée au niveau du circuit de commande est toujours inférieur de la puissance que transite le circuit de puissance, par conséquent pour qu'elle puisse être traitée par le microcontrôleur, les tensions mesurées de telle sorte que le régulateur traite des valeurs qui leur sont proportionnelles.

Afin que le microcontrôleur puisse lire la tension du panneau photovoltaïque nous devons effectuer de l'opération de transformer une tension de 0 à 22 V en une tension de 0 à 5 V.

C'est donc avec un simple pont diviseur de tension que nous réalisons cette opération comme il est illustré dans la figure 2.15. La tension entrée au PIC ( $\Delta V_{PIC}$ ) sera connectée au pin AN1 du port A configuré en entrée.

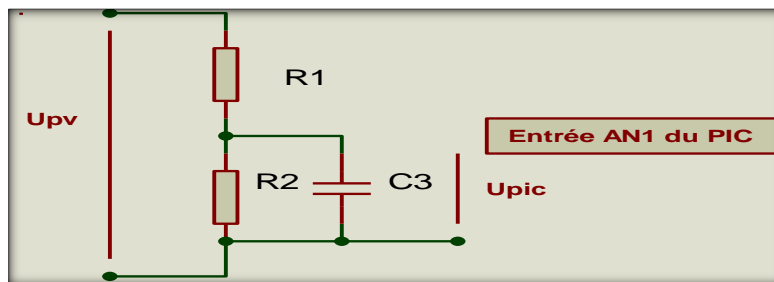


Figure 2.15 : Schéma de diviseur de tension.

#### ➤ Calcul des résistances :

On choisit  $V_{PV} = 22(\text{Volt})$  (tension de circuit ouvert de panneau photovoltaïque) et  $V_{PIC} = 5(\text{Volt})$  comme valeur maximale d'entrée au microcontrôleur :

$$V_{PIC} = \left( \frac{R_2}{R_1 + R_2} \right) \cdot V_{PV} \Rightarrow \frac{V_{PIC}}{V_{PV}} = \left( \frac{R_2}{R_1 + R_2} \right) \quad (2.22)$$

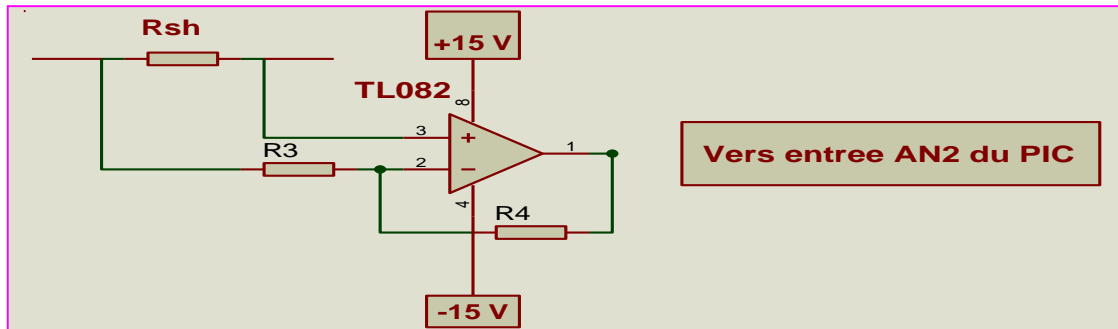
Application numérique :

$$\frac{5}{22} = \left( \frac{R_2}{R_1 + R_2} \right) \quad (2.23)$$

$$\text{Pour : } R_2 = 1(\text{k}\Omega) \Rightarrow R_1 = 3,4(\text{k}\Omega)$$

**b. Mesure du courant**

Pour la mesure du courant dérivé du module PV, on a opté pour un amplificateur inverseur, basé sur un amplificateur opérationnel le **TL082** (la figure 2.16). Cette configuration nous a permis de lire la valeur du courant du panneau, avec la masse choisie côté de la charge.



**Figure 2.16** : Montage de capteur de courant.

Les formules suivantes déterminent les paramètres de ce circuit :

$$V_S = \left( - \frac{R_4}{R_3} \right) \cdot V_E \tag{2.24}$$

$$V_E = R_{sh} \cdot I_{PV} \tag{2.25}$$

Donc

$$V_S = (R_{sh} \cdot I_{PV}) \cdot \left( \frac{R_4}{R_3} \right) \tag{2.26}$$

Avec :

$$R_{sh} = 0,1(\Omega) .$$

$V_S$  : Tension de sortie.

$V_E$  : Tension d'entrée.

La valeur maximale que peut-être lie par le PIC (**5 (Volt)**) correspondra à la valeur maximale débitée par le module **5,43 (A)** (courant de court-circuit du panneau PV) :

$$5(\text{Volt}) \Rightarrow 5,43(\text{A})$$

De la formule (2.26) on trouve :

$$5(\text{V}) = (0,1 \cdot 5,43) \cdot \left( \frac{R_4}{R_3} \right) \tag{2.27}$$

$$\text{Si : } R_3 = 1(\text{k}\Omega) \Rightarrow R_4 = 9(\text{k}\Omega)$$

### ➤ Choix de l'amplificateur

Un amplificateur est nécessaire dans le circuit pour amplifier la tension relative au courant du GPV mesuré. Cependant, il ne faut pas dépasser le seuil tolérable par le microcontrôleur (+5 Volt). Notre choix s'est porté sur le **TL082** dont la disposition des broches est donnée dans la figure 2.17 ci-dessous. La résistance de mesure que nous utiliserons est de 0.1 ( $\Omega$ ).

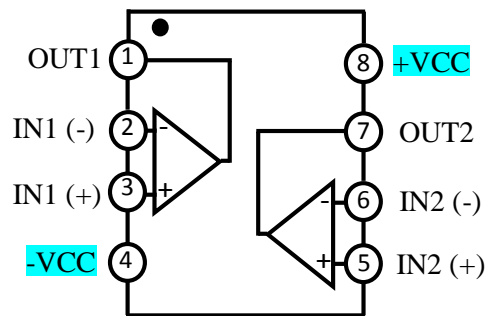


Figure 2.17 : Broches du TL082.

### 2.3.3.2 Le microcontrôleur

#### a. Généralités

Un microcontrôleur est un ordinateur monté dans un circuit intégré. Il est capable d'exécuter et de traiter l'information à laquelle on a ajouté des périphériques internes permettant de réaliser des montages sans nécessité l'ajout de composants annexes. Comme tout ordinateur, le  $\mu C$  peut intégrer dans un seul boîtier l'environnement minimal d'un système à microprocesseur (les mémoires, le processeur et les périphériques). Les microcontrôleurs sont présents dans la plupart des systèmes électroniques embarqués ou dédiés à une application unique.

Il en existe plusieurs types des microcontrôleurs selon les sociétés qu'ils ont fabriquées comme : le 8051 de 'Intel', le 68HC11 de 'Motorola'... et les PIC de 'Microchip', Le nom PIC signifie « Peripheral Interface Controller » (interface périphérique de commande).

#### b. Les PIC des types 16F...

Les PIC de société Microchip contiennent un processeur à jeu d'instructions réduit (RISC : Reduced Instructions-Set Computer constitué de 35 instructions seulement). La série 16F contient de la mémoire "Flash", reprogrammable des centaines de fois (idéale pour développer).

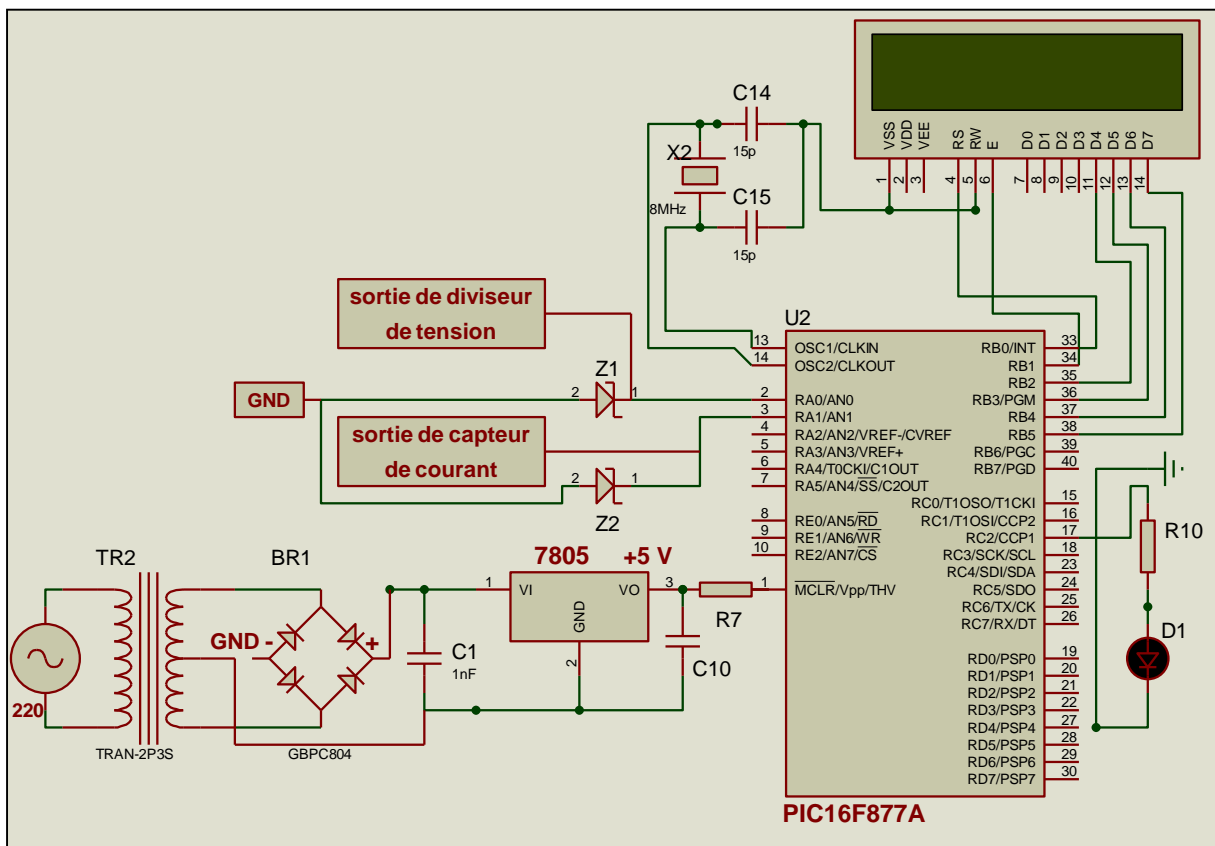
Il existe un grand nombre de PIC disponibles disposant d'un nombre d'entrées-sorties ou de ports différents, de mémoires de tailles variables, ou encore de capacités fonctionnelles différentes (pour la communication, la commande de moteurs à courant continu, etc...).

**c. Présentation du PIC 16F877A**

Le microcontrôleur 16F877A fait partie de la sous famille des **16F87X**. Cette branche fait partie intégrant de la famille des Pics Mid-Range, le **PIC 16F877A** se présente sous la forme d'un boîtier PDIP de 40 broches, le numéro peut être suivi d'un «**A**», et d'un «**-XX**» qui donne la fréquence d'horloge maximum du composant. À l'heure actuelle, la version la plus courante est la version **-20**. Donc la fréquence maximale sera de **20 MHz**. [79]

• **Hardware utilisé**

Pour notre utilisation représentée à la figure 2.18, le port A est configuré en entrée, où les entrées AN0 (pin2) et AN1 (pin3) sont utilisés pour lire la tension et le courant du panneau solaire respectivement, alors que le pin RC2 (pin 17) du port C, configuré en sortie est utilisée pour faire sortir le rapport cyclique de le hacheur, grâce à la première modulation PWM (CCP1) du microcontrôleur, à une fréquence de hachage de 2 kHz.



**Figure 2.18** : Hardware utilisé du PIC.

**d. Description générale du pic 16F877A**

La figure 2.19 présente le synoptique simplifié de  $\mu C$  qui sera utilisé dans notre carte numérique.

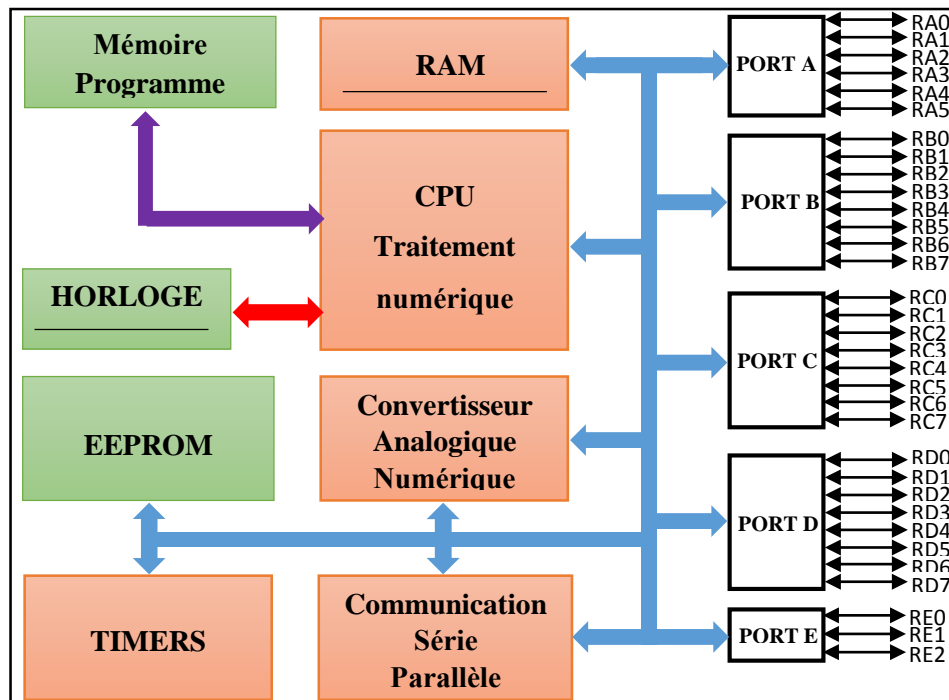


Figure 2.19 : Architecture interne du PIC 16F877A.

- **L'unité de traitement (CPU : Central Processing Unit)**

L'unité de traitement numérique exécute les instructions du programme (codées sur 14 bits). Il traite et produit des opérations sur des informations numériques uniquement.

- **Les mémoires**

Elles se divisent en trois blocs distincts :

- la mémoire EEPROM PROGRAMME de capacité 8000 mots de 14 bits.
- la RAM (368 octets) est utilisée pour le stockage temporaire des données et résultats,
- EEPROM DES DONNÉES de capacité 256 octets qui peuvent être lus et écrits depuis le programme. Ces octets sont conservés après une coupure de courant et sont très utiles pour conserver des paramètres semi-permanents.

- **L'horloge**

L'horloge peut être soit interne ou soit externe. L'horloge interne est constituée d'un oscillateur à quartz ou d'un oscillateur RC. Avec l'oscillateur à quartz, on peut avoir des fréquences allant jusqu'à 20 MHz selon le type de microcontrôleur utilisé. Par contre, avec l'oscillateur RC, la fréquence de l'oscillation peut varier légèrement d'un circuit à l'autre (Elle est fixée par la tension d'alimentation (V<sub>dd</sub>), la résistance externe (R<sub>ext</sub>) et le condensateur externe C<sub>ext</sub>).

Dans certains cas, une horloge externe au microcontrôleur peut être utilisée pour synchroniser le PIC sur un processus particulier. Elle génère le signal qui cadence l'exécution des instructions.

Quel que soit l'oscillateur utilisé, l'horloge système dite aussi horloge instruction est obtenue en divisant la fréquence par 4. Par exemple, un quartz de 4 MHz, on obtient une horloge instruction de 1 MHz, soit le temps pour exécuter une instruction de 1  $\mu$ s.

### • Les ports

Pour communiquer avec l'extérieur, le **PIC 16F877A** dispose de 5 ports (PORTA, PORTB, PORTC, PORTD et PORTE). Chaque broche d'un port peut être configurée soit en entrée soit en sortie à l'aide des registres de direction TRISA, TRISB, TRISC et TRISD et TRISE.

Le microcontrôleur reçoit les informations sur un port d'entrée :

- Informations logiques issues de capteurs sur un ou plusieurs bits d'un port d'entrée,
- Informations numériques codées sur 8 bits sur un port entier (le code d'une touche d'un clavier par exemple).
- Informations analogiques variables dans le temps (une tension représentative d'une température par exemple) si le PIC est doté d'un convertisseur analogique / numérique.

Le  $\mu$ C traite ces données et les utilise pour commander des circuits qui sont connectés sur un port de sortie.

### • Les timers

Les compteurs qui dans un certain sens peuvent s'appeler timers, sont l'une des sous-fonctions les plus importantes d'un microcontrôleur. Le PIC 16F877A dispose de 3 timers : ce sont des modules programmables dont les fonctions principales sont :

- La génération de signaux périodiques (astable).
- La génération d'impulsions (monostable).
- Le comptage d'évènements extérieurs sur des fronts montants ou descendants (compteur).
- La génération de signaux PWM (modulation de largeur d'impulsions pour les MCC).
- La mesure des durées.

- La réalisation des temporisations précises puisqu'ils utilisent des oscillateurs de référence à quartz.

- **Le convertisseur analogique numérique (CAN)**

Ce module est constitué d'un convertisseur Analogique Numérique 10 bits dont l'entrée analogique peut être connectée sur l'une des 8 entrées analogiques externes. Il peut convertir 8 tensions analogiques (variables entre 0 et 5 V) appliquées sur ses 8 entrées (PORT A et PORT E qu'ils sont configurés à l'aide des registres TRISA et/ou TRISE) en nombres binaires codés sur 10 bits. Les résultats des conversions sont stockés dans des registres internes de le  $\mu\text{C}$ .

- **Les modules CCP1 et CCP2 (C.C.P. : Capture Compare PWM)**

Chacun des modules CCP1 et CCP2 peuvent fonctionner dans l'un des trois modes ci-dessous :

- Mode capture (CAPTURE) : ce mode permet en outre d'effectuer des mesures de temps.
- Mode comparaison (COMPARE) : ce mode permet en outre de générer des événements périodiques.
- Mode PWM (Pulse With Modulation) : ce mode permet de générer des signaux dont le rapport cyclique est variable.

Ces modules sont associés aux broches RC2/CCP1 et RC1/T1OSI/CCP2. Suivant le mode choisit, les timers 1 ou 2 vont être utilisés. Les modes Capture et Comparaison utilisent le timer 1, tandis que le mode PWM utilise le timer 2.

### **e. Langages de programmation pour les PIC**

Les microcontrôleurs sont des composants programmables. Ils font ce que leur dit de faire le programme et rien d'autre. Le programme est une suite d'instructions. Elles sont codées en binaire pour pouvoir être exécutées par le microcontrôleur (code machine).

La programmation débute par un algorithme qui décrit l'enchaînement des actions à réaliser. A partir de là, le programmeur traduit chaque étape de l'algorithme en langage évolué. Il est possible d'utiliser différents langages de programmations de haut niveau (BASIC, C, C++, JAVA) ou bien de bas niveau comme Assembleur.

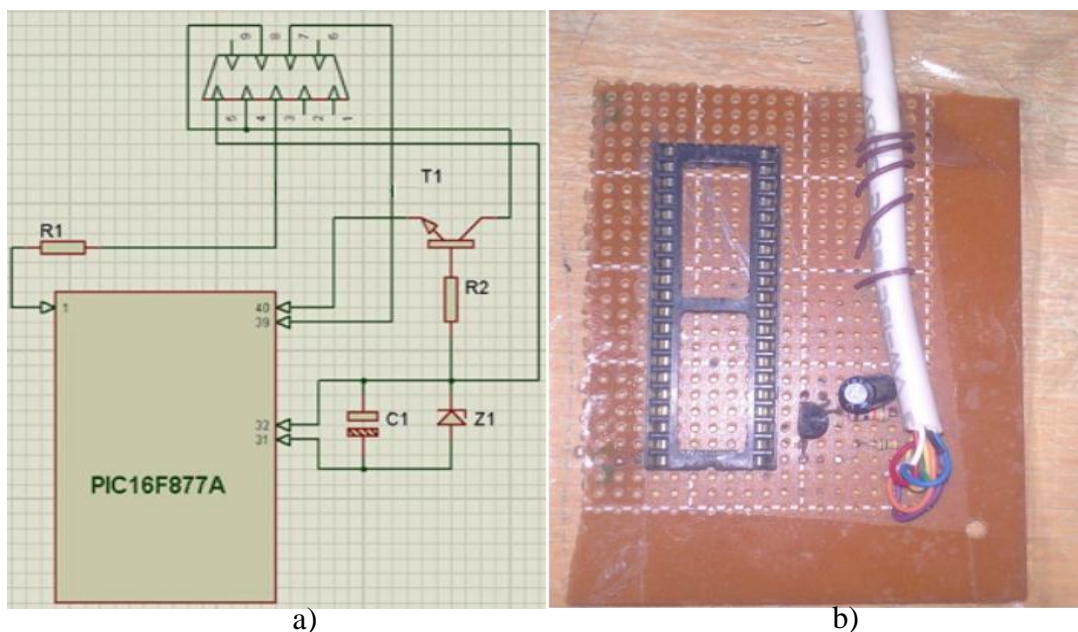
Pour écrire un programme, il existe plusieurs logiciels de programmation des microcontrôleurs comme MPLAB, FLOWCODE et mikro C. Pour notre cas, les trois

algorithmes MPPT testés (P&O, Hill-climbing et conductance incrémentale) ont été programmés en langage C, grâce au logiciel « mikro C PRO FOR PIC ».

Le langage C pour PIC a trouvé une large application pour le développement de systèmes embarqués sur la base de microcontrôleur.

### f. Le circuit programmeur

Pour la programmation de pic, nous avons utilisés un simple circuit programmeur qui s'appelle JDM Ce type de programmeur est dépourvu d'alimentation. Ca à l'avantage d'être simple, puisque l'alimentation est tirée du port série et il est composé de très peu de composants. Notre programmeur est illustré dans la figure 2.20.



**Figure 2.20 :** Schéma du programmeur.

a) schéma de simulation. b) schéma réalisée en réel.

### 2.3.4 Liaison entre le bloc de commande et le bloc de puissance

Afin d'assurer une isolation galvanique entre le bloc de puissance et le bloc de commande, on utilise un optocoupleur le 4N25, permettant en outre comme driver pour le commutateur de puissance. L'optocoupleur de la figure, encore appelé photo-coupleur est composé de deux éléments :

- un photoémetteur, dans le visible ou l'infrarouge.
- un photorécepteur, le plus souvent un phototransistor.

L'optocoupleur transmet des informations logiques ou analogiques sous forme de signal électrique, via une liaison optique qui isole électriquement l'entrée de la sortie.



### 2.3.5 Présentation du prototype

Le schéma de la figure 2.21, représentant le prototype à réaliser, a été fait sous le logiciel de CAO électronique Proteus (Isis) conçue par 'Labcenter Electronics' qui permet de dessiner des schémas électroniques, de les simuler et de réaliser le circuit imprimé correspondant. Dans cette partie, nous allons aborder la présentation du prototype qu'on veut réaliser : le convertisseur statique est formé par l'inductance L1, du condensateur en entrée C1, du condensateur en sortie C2, du IGBT de la diode de recouvrement D1. L'optocoupleur (le driver d'IGBT), 4N25 commande l'IGBT BUP309 à l'aide du PIN 4. Le microcontrôleur commande le 4N25 à travers la PIN 17 qui permet de l'activer ou le désactiver et à travers la PIN 1 qui reçoit le signal PWM.

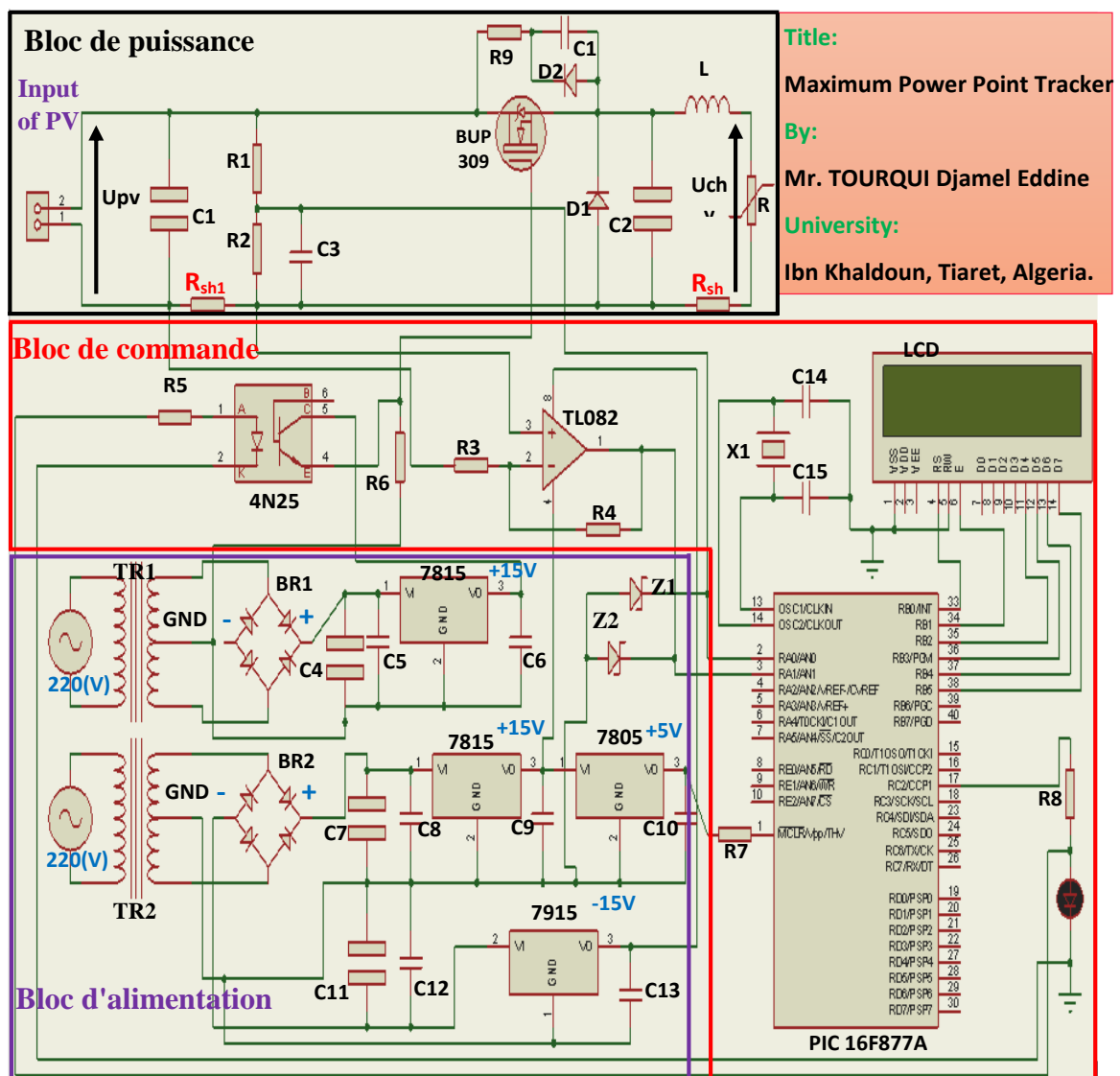
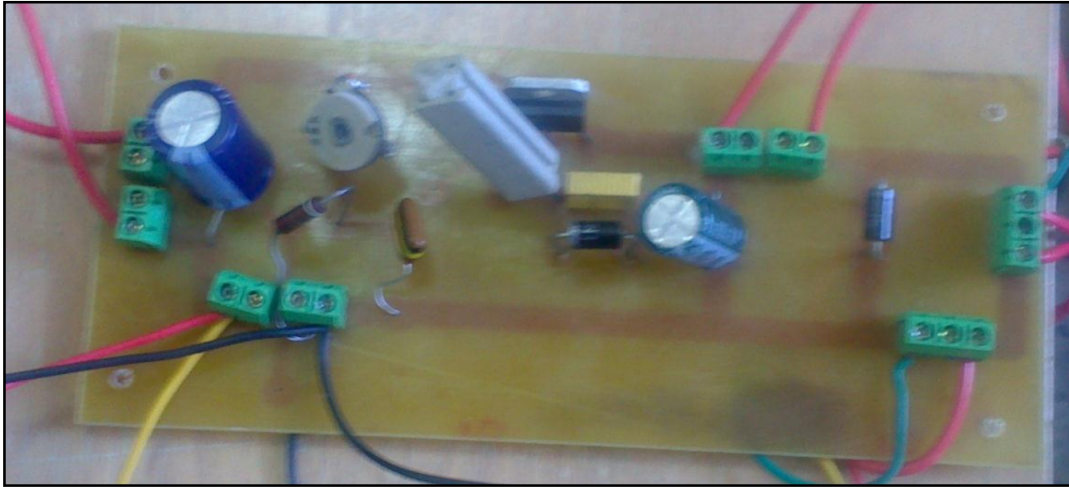


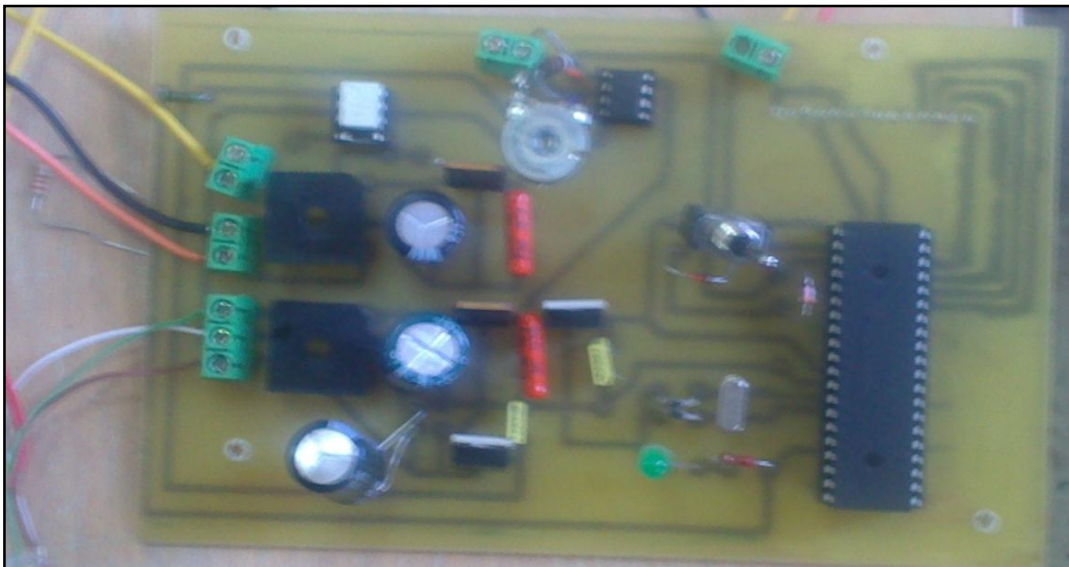
Figure 2.21 : Schéma électrique complet du prototype a réalisé.

### 2.3.6 Réalisation du dispositif expérimental

Les deux figures 2.22 et 2.23 représentent le prototype qui a été réalisé pratiquement pour la commande MPPT numérique.



**Figure 2.22** : Réalisation pratique de circuit de puissance sur la plaque imprimée.



**Figure 2.23** : Réalisation pratique du circuit de commande et circuit d'alimentation.

## 2.4 Évaluation des performances et résultats

Dans cette partie, on expose les résultats expérimentaux des trois algorithmes MPPT numériques : Perturbe & observe, Hill-Climbing, et Conductance incrémentale, testés sur une charge résistive. Les tests expérimentaux pour être présentés ont été effectués au cours de trois jours clairs et sous les conditions de fonctionnement suivantes : a) le couplage direct de la charge avec le panneau PV sans MPPT, b) avec digital MPPT (DMPPT), c) avec manuel MPPT pour trouver le point de puissance maximale MPP (variation manuelle de la charge). Les résultats sont présentés pour la charge  $R_m=3.1 \Omega$ , ce qui est inférieure à la charge du MPP.

Comme nous l'avons mentionné précédemment, les caractéristiques  $I=f(V)$  montrent que la puissance maximale générée dépend fortement de l'intensité de  $E$  et  $T_{amp}$ . Par conséquent, étaient des mesures enregistrées pour : la puissance  $P$ ,  $E$  et  $T_{amp}$  pour chacun des trois d'algorithmes étudiés (P&O, Hill-Climbing et IncCond) et les résultats sont présentés au tableau 2.3, tableau 2.4 et tableau 2.5, respectivement.

Temps (hh:mm)	P avec couplage direct (w)	P avec DMPPT (w)	P avec Manuel MPPT	$\eta$ (%)	E (w/m <sup>2</sup> )	$T_{amp}$ (°C)
10 : 10	18	43	43	<b>100</b>	672	35,6
11 : 20	25	54	54	<b>100</b>	809	39,3
15 : 45	12	40	41	<b>97,5</b>	546	39,5
16 : 11	9	35	35	<b>100</b>	466	35,5
16 : 30	6	31	32	<b>96,8</b>	404	34,5

**Tableau 2.3 :** Valeurs expérimentales relevées par l'algorithme de P&O.

Temps (hh:mm)	P avec couplage direct (w)	P avec DMPPT (w)	P avec Manuel MPPT	$\eta$ (%)	E (w/m <sup>2</sup> )	$T_{amp}$ (°C)
09 : 58	14	39	42	<b>92,8</b>	547	41,5
10 : 55	18	48	49	<b>97,9</b>	697	44,3
11 : 27	22	52	52	<b>100</b>	749	46,5
12 : 10	22	52	53	<b>98,1</b>	774	45,5
13 : 50	20	47	47	<b>100</b>	686	45,5

**Tableau 2.4 :** Valeurs expérimentales relevées par l'algorithme de Hill-Climbing.

Temps (hh:mm)	P avec couplage direct (w)	P avec DMPPT (w)	P avec Manuel MPPT	$\eta$ (%)	E (w/m <sup>2</sup> )	$T_{amp}$ (°C)
13 : 05	27	54	54	<b>100</b>	774	39,3
13 : 55	22	53	53	<b>100</b>	835	41
14 : 25	21,5	54	54	<b>100</b>	772	42
14 : 46	18	50	50	<b>100</b>	715	45,5
15 : 12	15	45	45,5	<b>98,9</b>	645	45,5

**Tableau 2.5 :** Valeurs expérimentales relevées par l'algorithme d'IncCond.

Les histogrammes de la figure 2.24, la figure 2.25 et la figure 2.26 pour ces trois méthodes montrent la différence entre la puissance dans le cas de couplage direct et la puissance récupérée lors de l'application du control MPPT numérique ce dernier qu'il est comparé par la méthode de recherche de point de puissance maximale manuellement :

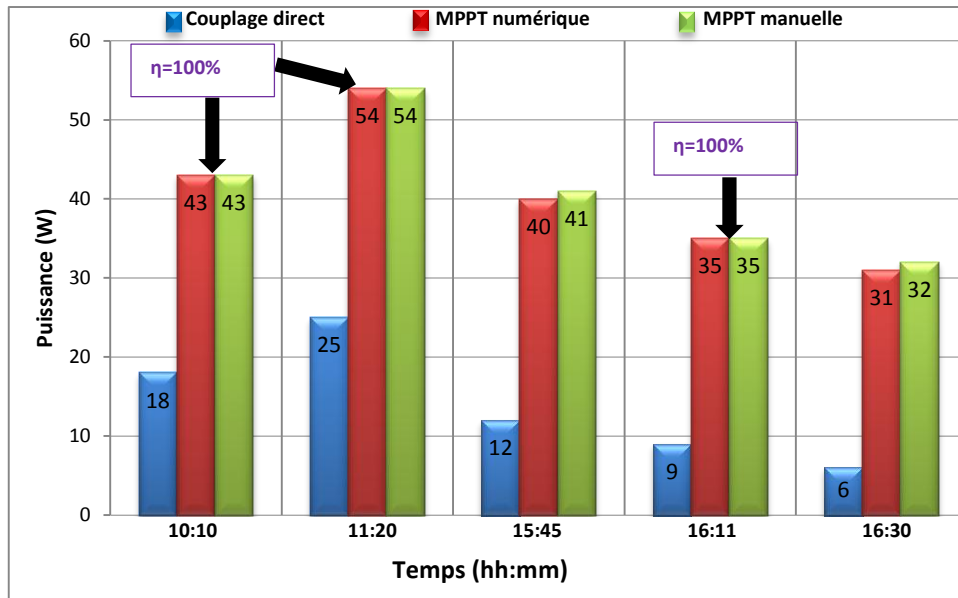


Figure 2.24 : Histogramme des puissances par l'algorithme de P&O.

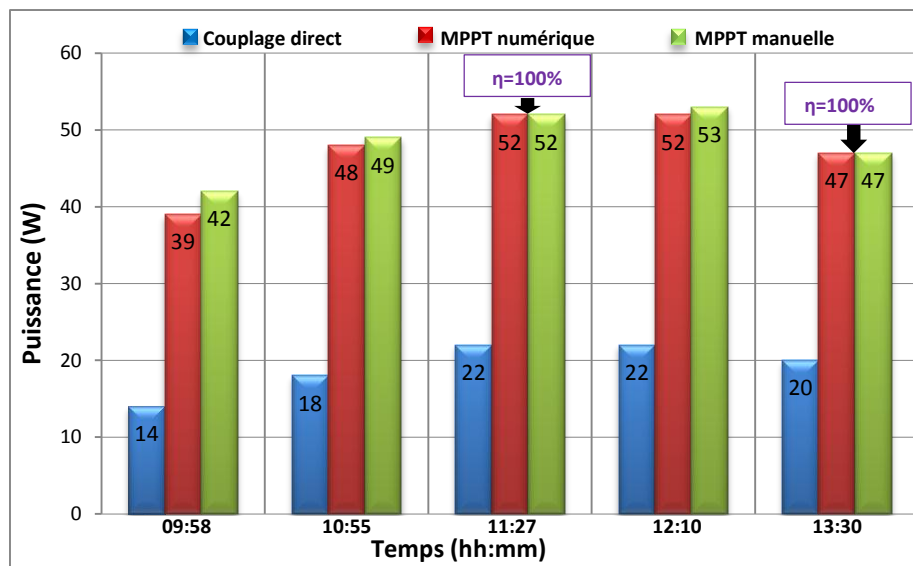


Figure 2.25 : Histogramme des puissances par l'algorithme de Hill-Climbing.

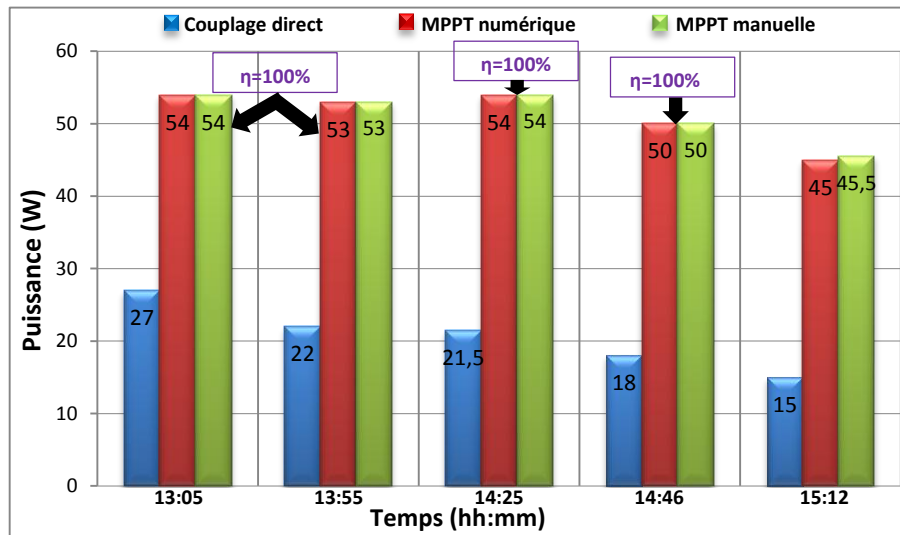


Figure 2.26 : Histogramme des puissances par l’algorithme d’Incremental Conductance.

La figure 2.27 illustre le courant et la tension ( $V_{PV}$ ,  $I_{PV}$ ) du générateur PV, le courant et la tension de la charge résistive ( $V_{ch}$ ,  $I_{ch}$ ) pour les cas de couplage direct et MPPT basée à la technique P&O.

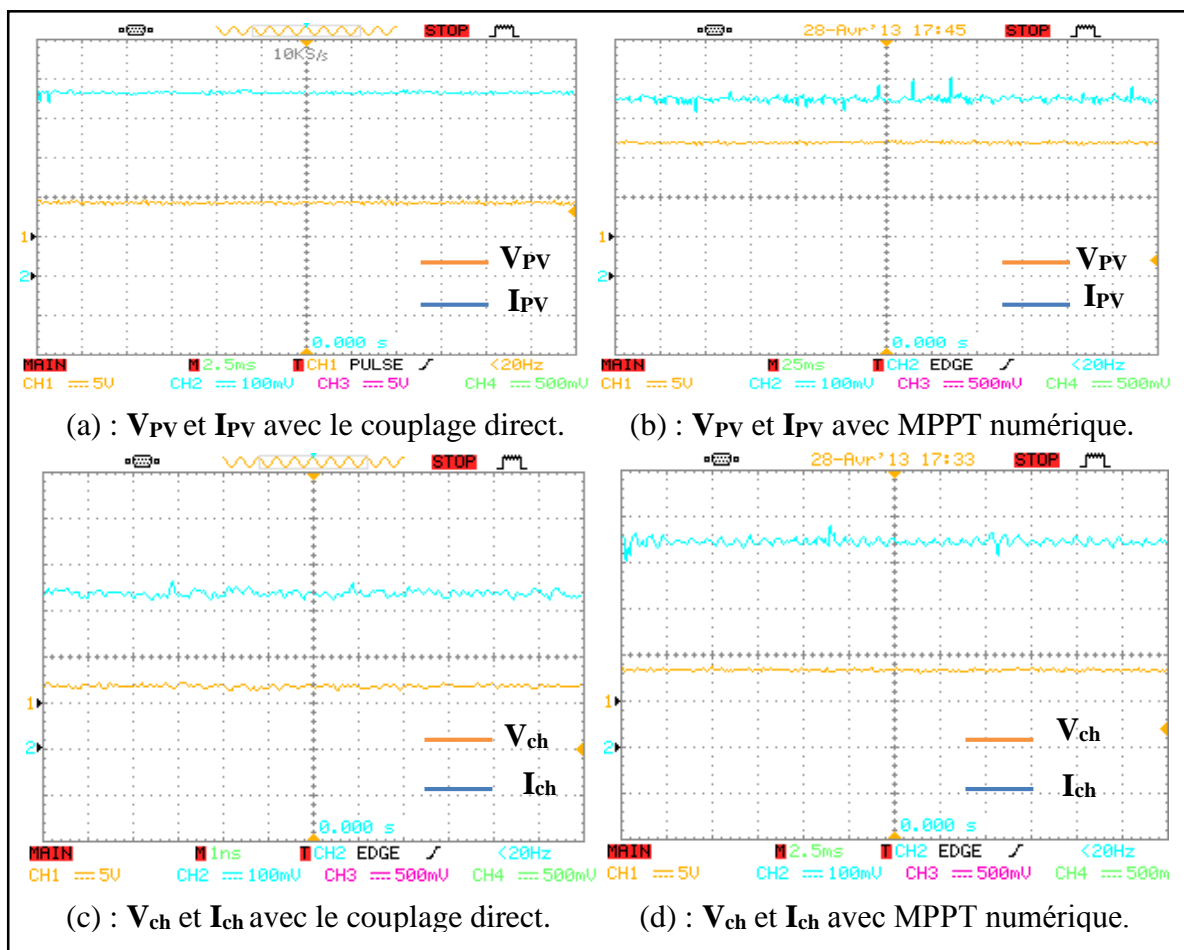


Figure 2.27 : Courant et tension du système d'étude.

Le rapport cyclique du convertisseur dans le cas de l'algorithme de P&O est illustré à la figure 2.28.

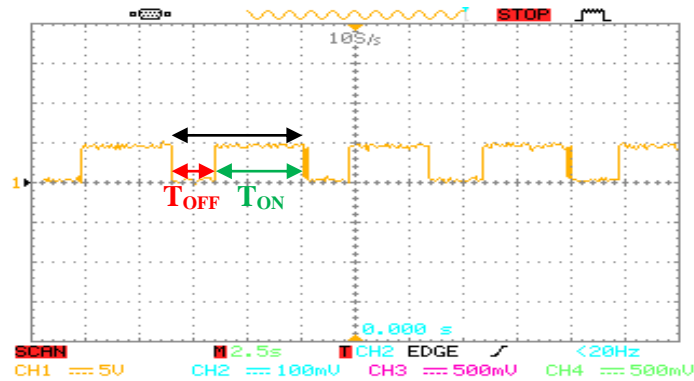


Figure 2.28 : Rapport cyclique de la technique de P&O.

Les résultats de courant et de tension de panneau photovoltaïque et la charge obtenus par l'algorithme Hill-Climbing sont illustrant à la figure 2.29.

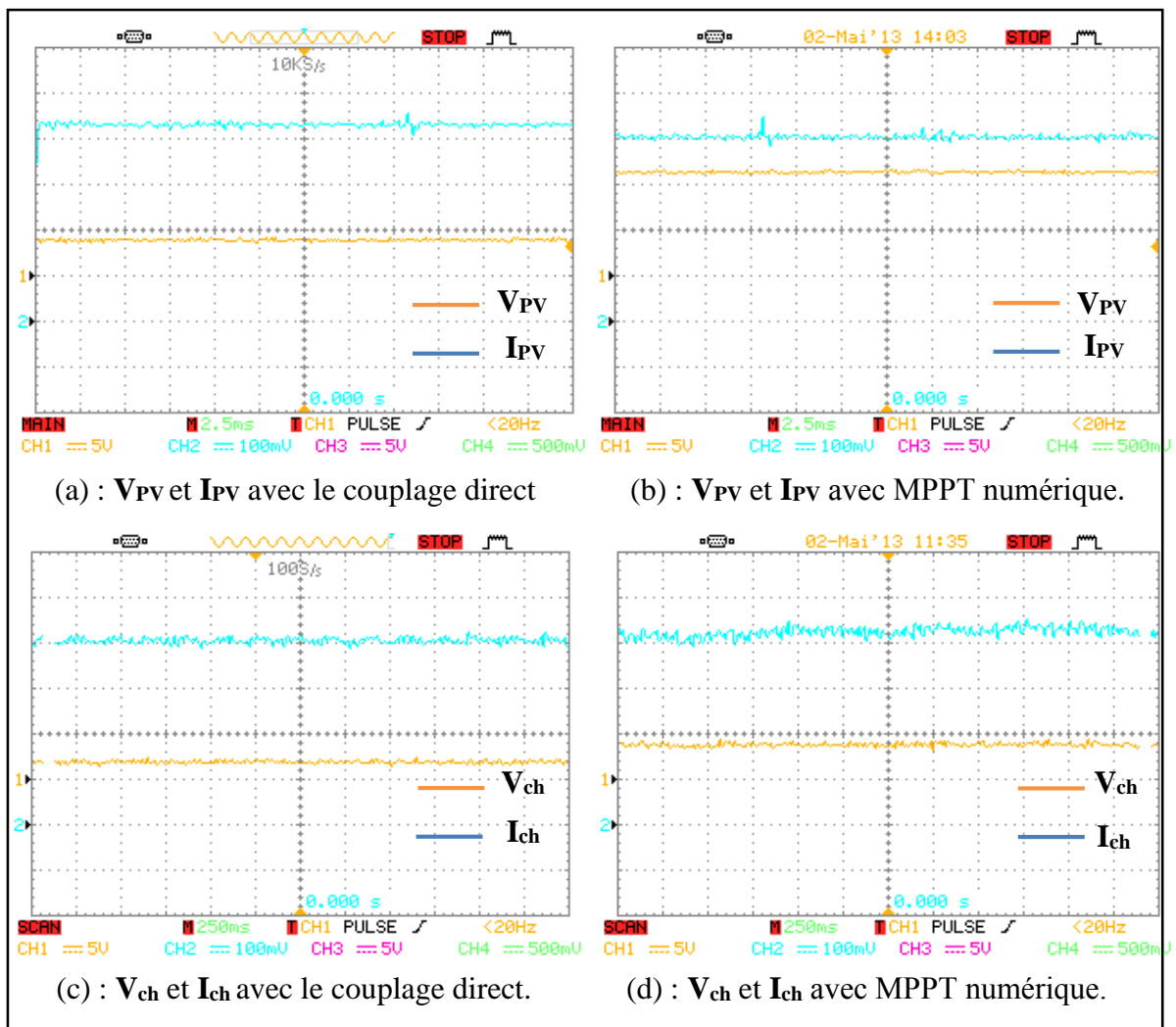


Figure 2.29 : Courant et tension du système d'étude avec la méthode de Hill-Climbing.



La figure 2.30 démontrée le rapport cyclique qui contrôle notre hacheur abaisseur.

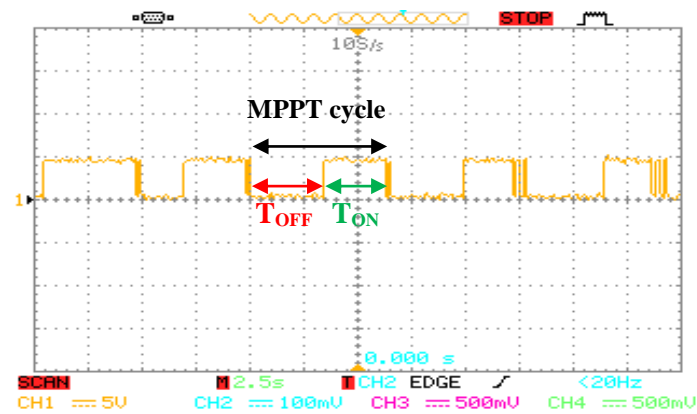


Figure 2.30 : Rapport cyclique de la technique de Hill-Climbing.

Enfin, la même expérience est réalisée à l'aide de contrôle d'IncCond et les résultats sont montrent à la figure 2.31.

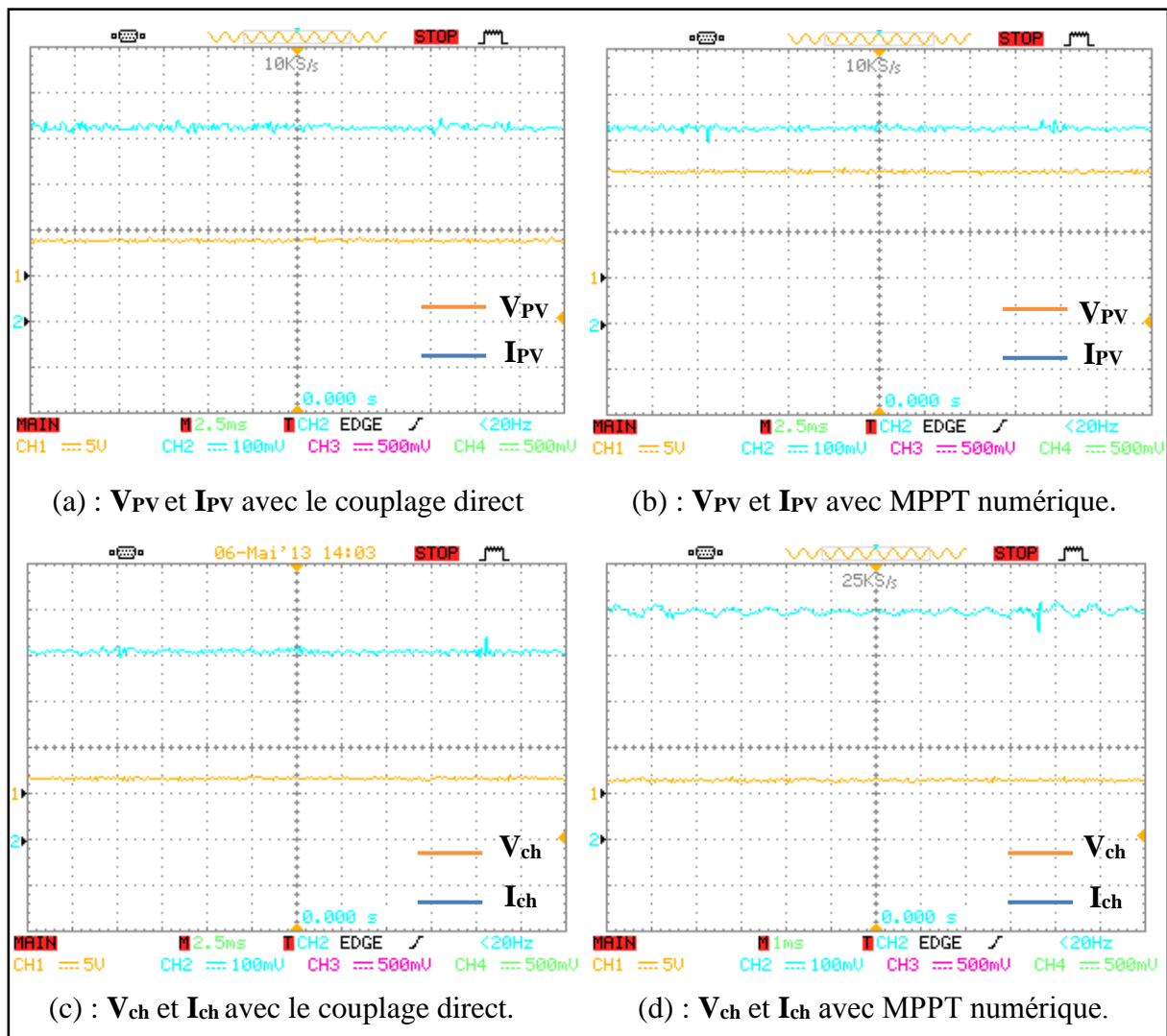


Figure 2.31 : Courant et tension du système.

La figure 2.32 illustre le rapport cyclique généré par l'algorithme d'IncCond.

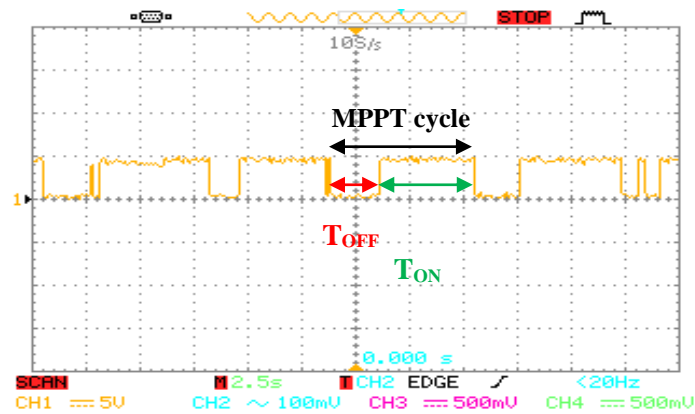


Figure 2.32 : Rapport cyclique de l'algorithme d'Incrémental Conductance.

- **Interprétation et discussion des résultats**

Les résultats expérimentaux des tableaux (tableau 2.3, tableau 2.4 et tableau 2.4) et des histogrammes (figure 2.24, figure 2.25 et figure 2.26) démontrent clairement l'efficacité de la carte électronique remplie avec les différentes méthodes utilisées. Avec l'MPPT numérique, la puissance générée par le générateur PV est plus grande que le couplage direct avec la charge. De sorte que, la présence d'adaptation entre le panneau PV et la charge permet de réduire les pertes causées par la connexion directe. Toutefois, le contrôle d'IncCond est la plus précise et la plus proche de l'MPP par rapport à les autres méthodes de P&O et de Hill-Climbing. De plus, les résultats montrent une plus grande efficacité du suivi de presque 100 % correspondant entre la recherche de point de puissance maximale MPP manuellement et l'MPPT numérique ( $P_{DMPPT}$ ) dans chacune des cinq étapes de l'expérience, où l'efficacité du suivi  $\eta$  est définie comme :

$$\eta(\%) = \frac{P_{DMPPT}}{P_{MPP}} \quad (2.28)$$

Où  $P_{DMPPT}$  représente la puissance atteinte en utilisant le contrôleur d'MPPT numérique proposé et  $P_{MPP}$  est la puissance de sortie maximale prévue dans le point de puissance maximale.

À partir de la figure 2.27, figure 2.29 et figure 2.31, on peut constater que le hacheur fonctionne en abaisseur, avec une tension du panneau PV et la tension se stabilise à  $V_{PV}$



égale 14,5 (V). Pour le courant de charge, on remarque que le courant est en conduction continue, avec une ondulation à 2 kHz.

Enfin, en raison de l'intégration du signal de commande PWM en PIC, le rapport cyclique généré par l'MPPT numérique (figures 2.28, 2.30 et 2.32) ont une fréquence de l'ordre de 2 kHz. Si la tension de point de puissance maximale  $V_{MPP}$  désirée est supérieure de  $V_{PV}$  mesurée, nous avons incrémenté le rapport cyclique, sinon nous diminuons selon la commande utilisée. Ce rapport est ajusté en temps réel, avec la variation de l'éclairement, et ce pour se positionner sur le point optimum.

### 2.5 Conclusion

Dans ce chapitre, on peut constater le rôle principal du système pratique, nous avons expliqué chaque bloc de notre montage, on calcule ses composants et nous avons donné une description générale au PIC, plus on a donné une présentation de prototype de la carte de commande MPPT numérique réalisé.

Le circuit de commande est basé sur le microcontrôleur PIC16F877A comme élément essentiel, ce dernier on a le programmé à l'aide de logiciel « mikroC PRO FOR PIC ».

On a présenté les résultats expérimentaux des trois MPPT numériques proposées. On a remarqué une efficacité notable de la commande MPPT numérique sur les performances des panneaux photovoltaïques.

# Chapitre 03 :

Etude de la stabilité des réseaux  
électriques

### 3.1 Introduction

Ce chapitre présente la modélisation des différents éléments d'un réseau électrique pour l'étude de la stabilité à savoir : les générateurs d'énergie électrique, les transformateurs de puissance, les lignes de transmission, les charges électriques et les moyens de stabilisation de réseau électrique. De plus, nous allons expliquer le phénomène de stabilité électrique pendant une perturbation brutale en détaillant certains aspects importants sur la stabilité, telle que : la définition de la stabilité électrique, les différents types, les différentes méthodes d'amélioration de la stabilité et une définition au terme du temps critique d'isolement de défaut.

### 3.2 Modélisation de réseau électrique

La première étape, lorsqu'on veut analyser et commander un système électrique de puissance, consiste à trouver un "bon" modèle mathématique. Généralement, un modèle, dans l'analyse des systèmes, est un ensemble d'équations ou de relations, qui décrit convenablement les interactions entre les différentes variables étudiées, dans la gamme de temps considérée et avec la précision désirée, pour un élément ou un système [80, 81, 82].

Les modèles présentés dans ce chapitre concernent les éléments suivants :

- les unités de production : les générateurs électriques.
- les lignes de transmission du réseau de transport.
- les charges pour la partie de consommation.

#### 3.2.1 Modélisation de la machine synchrone

Un générateur ou alternateur synchrone est une machine électrique tournante fonctionnant en mode génératrice et produisant l'énergie électrique alternative. Le rôle de l'alternateur est la conversion de l'énergie mécanique qu'il absorbe en énergie électrique via un principe simple et un rendement extrêmes plus importants.

L'alternateur synchrone est à la base de presque toute la production de puissance électrique mondiale. Il compose en deux parties, le rotor jouera le rôle d'inducteur et celui qui va absorber la puissance mécanique. La deuxième partie, c'est le stator (l'induit), qui est produit la puissance électrique. Les bobines induites sont immobiles et portées par le stator. En principe, il est constitué de trois bobinages décalés l'un de l'autre d'un tiers de tours dans l'espace afin de créer des forces électromotrices décalées l'une de l'autre de 120 degrés.

Dans un générateur synchrone, la vitesse de rotation  $n_s$ , le nombre de paires de pôle  $n_p$  et la fréquence  $f$  des tensions et des courants induits sont liés par la relation suivante :

$$f = n_p \cdot n_s \tag{3.1}$$

Où

$n_s$  : doit être exprimé en tours/s pour avoir une fréquence en Hz.

La figure 3.1 ci-dessous nous donne une représentation schématique de la machine synchrone triphasée.

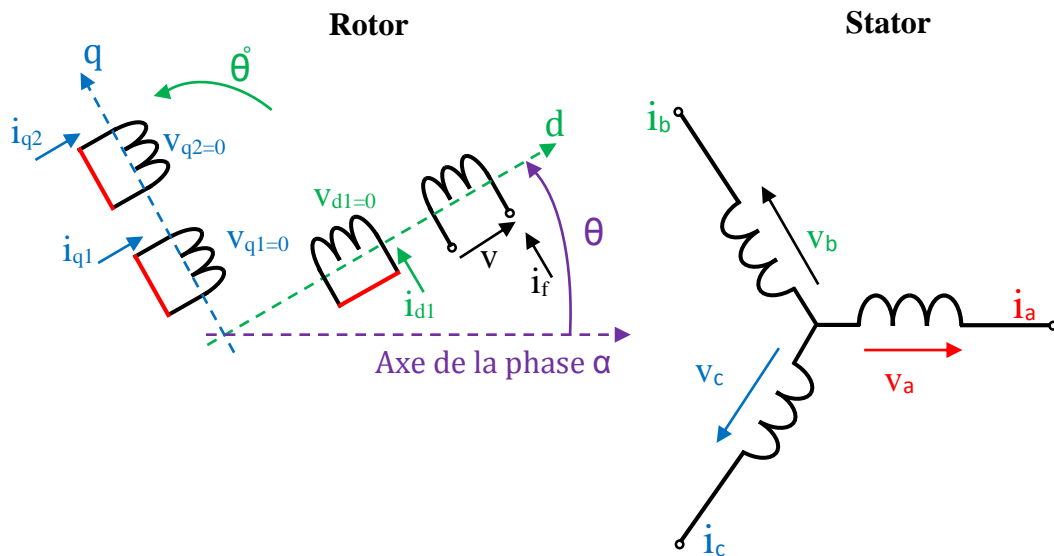


Figure 3.1 : Représentation de la machine synchrone.

En appliquant la loi d'Ohm sur le schéma de la figure 3.1.

Pour les enroulements du stator :

$$V_a = -r_a i_a - \frac{d\phi_a}{dt} \tag{3.2}$$

$$V_b = -r_b i_b - \frac{d\phi_b}{dt} \tag{3.3}$$

$$V_c = -r_c i_c - \frac{d\phi_c}{dt} \tag{3.4}$$

Pour les enroulements du rotor :

$$V_f = r_f i_f + \frac{d\phi_f}{dt} \tag{3.5}$$

$$0 = r_{d1} i_{d1} + \frac{d\phi_{d1}}{dt} \tag{3.6}$$

$$\mathbf{0} = \mathbf{r}_{q1} \mathbf{i}_{q1} + \frac{d\phi_{q1}}{dt} \quad (3.7)$$

$$\mathbf{0} = \mathbf{r}_{q2} \mathbf{i}_{q2} - \frac{d\phi_{q2}}{dt} \quad (3.8)$$

Où

$\mathbf{r}_a$ ,  $\mathbf{r}_f$ ,  $\mathbf{r}_{d1}$ ,  $\mathbf{r}_{q1}$  et  $\mathbf{r}_{q2}$  sont, respectivement, les résistances de l'enroulement de la phase a et des enroulements f, d1, q1 et q2.

$\mathbf{i}_a$ ,  $\mathbf{i}_f$ ,  $\mathbf{i}_{d1}$ ,  $\mathbf{i}_{q1}$  et  $\mathbf{i}_{q2}$  sont, respectivement, les courants parcourant l'enroulement de la phase a et des enroulements f, d1, q1 et q2.

$\mathbf{V}_f$ ,  $\mathbf{V}_{d1}$ ,  $\mathbf{V}_{q1}$  et  $\mathbf{V}_{q2}$  sont, respectivement, les tensions aux bornes des enroulements f, d1, q1 et q2.

$\phi_a$ ,  $\phi_b$  et  $\phi_c$  sont les flux embrasés par les enroulements a, b et c.

$\phi_f$ ,  $\phi_{d1}$ ,  $\phi_{q1}$  et  $\phi_{q2}$  sont les flux embrasés par les enroulements f, d1, q1 et q2.

### 3.2.1.1 Schéma électrique équivalent

On suppose la machine non saturée c.-à-d. dans les conditions de fonctionnement raisonnables, alors le comportement électrique de la machine est donnée par le modèle équivalent de Behn-Eschburg. Le schéma équivalent d'une phase est donné dans la figure suivante :

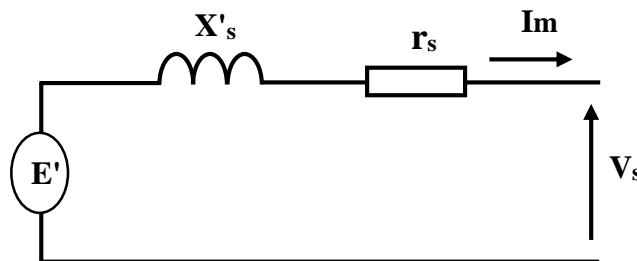


Figure 3.2 : Schéma électrique équivalent de la machine synchrone.

En appliquant la loi de maille dans le schéma équivalent, la force électromotrice (f.e.m) de la machine synchrone est donnée par la relation suivante :

$$\mathbf{E}' = \mathbf{V}_s + (\mathbf{r}_s + j\mathbf{X}'_s) \cdot \mathbf{I}_m \quad (3.9)$$

Où

$\mathbf{E}'$  : f.e.m transitoire de la machine synchrone.

$\mathbf{V}_s$  : Tension aux bornes de la machine.

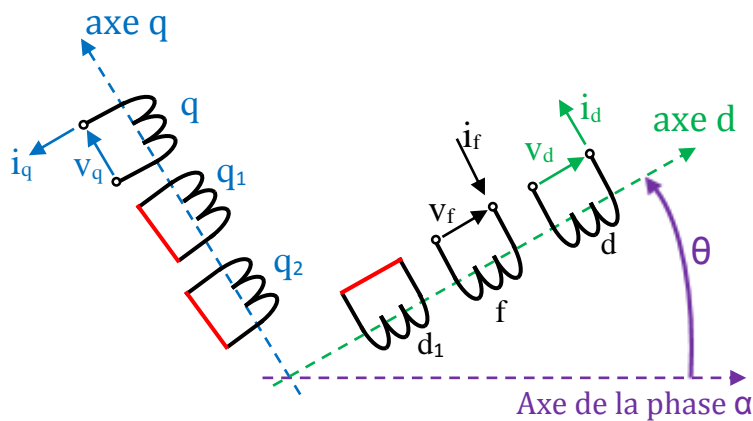
$\mathbf{I}_m$  : Courant de la machine.

$r_s$  : Résistance statorique de la machine.

$X'_s$  : Réactance transitoire de la machine.

### 3.2.1.2 Equations des machines synchrones dans le repère de Park

Pour simplifier le modèle mathématique de générateur synchrone, on utilise un outil mathématique appelé la transformation de Park qui permet de changer l'axe et passer du repère (abc) vers le repère (dq0). Les enroulements au niveau du stator (repère abc) sont alors remplacés par deux enroulements dans le repère (dq0) liée au rotor et tournant avec lui, la figure 3.3. Donc, cette transformation permet de définir une machine diphasée équivalente à la machine triphasée.



**Figure 3.3 :** Représentation de la machine synchrone après transformation de Park.

Pour établir les équations de la machine synchrone dans le repère de Park, on néglige la saturation magnétique et les effets thermiques. On trouvera les démonstrations complètes et les explications dans [83, 84]. La matrice de transformation de Park ( $\mathbf{P}$ ) est définie par :

$$\mathbf{P} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \\ \sin \theta & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta - \frac{4\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

Les expressions (3.2), (3.3) et (3.4) de tensions s'écrivent alors sous la forme (3.11) ci-dessous :

$$\mathbf{V}_d = -r_a \mathbf{i}_d + \varphi_q \frac{d\theta}{dt} + \frac{d\varphi_d}{dt} \quad (3.11)$$

$$\mathbf{V}_q = -r_a \mathbf{i}_q - \varphi_d \frac{d\theta}{dt} + \frac{d\varphi_q}{dt} \quad (3.12)$$

$\varphi_d$  et  $\varphi_q$  sont les flux embrasés par les enroulements  $d$  et  $q$ .

Les équations entre les courants dans les différents enroulements et les flux à travers ces enroulements peuvent être construites sous la forme matricielle suivante [85] :

$$\begin{bmatrix} \varphi_d \\ \varphi_{fd} \\ \varphi_{d1} \end{bmatrix} = \frac{1}{\omega} \begin{bmatrix} -X_d & X_{afd} & X_{ad1} \\ -X_{fda} & X_f & X_{fd1} \\ -X_{d1a} & X_{1df} & X_{d1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{i}_d \\ \mathbf{i}_{fd} \\ \mathbf{i}_{d1} \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

$$\begin{bmatrix} \varphi_q \\ \varphi_{q1} \\ \varphi_{q2} \end{bmatrix} = \frac{1}{\omega} \begin{bmatrix} -X_q & X_{aq1} & X_{aq2} \\ -X_{q1a} & X_{q1} & X_{q1q2} \\ -X_{q2a} & X_{q2q1} & X_{q2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{i}_q \\ \mathbf{i}_{q1} \\ \mathbf{i}_{q2} \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

### 3.2.1.3 Équation du mouvement de la machine synchrone (swing equation)

L'équation du mouvement d'une machine synchrone est décrite par :

$$J \frac{d^2\theta_m}{dt^2} = T_m - T_e - T_d \quad (3.15)$$

Où

$J$  : Moment d'inertie totale du système (turbine + machine) (Kg.m<sup>2</sup>)

$\theta_m$  : Position angulaire du rotor par rapport à un axe de référence fixe lié au stator (rad).

$T_m$  : Couple mécanique d'entraînement de la machine sans les pertes dues à la rotation (N.m).

$T_e$  : Couple électromagnétique (N.m).

$T_d$  : Couple d'amortissement tenant compte des frottements (N.m).

Notons :

$\omega_{sm}$  : Vitesse synchrone du rotor (rad/s).

$\delta_m$  : Position angulaire du rotor dans le référentiel synchrone, c'est-à-dire l'écart entre l'angle électrique  $\theta$  et une référence synchrone (rad).

La figure 3.4 indique la position de chacun des champs par rapport à une référence fixe.

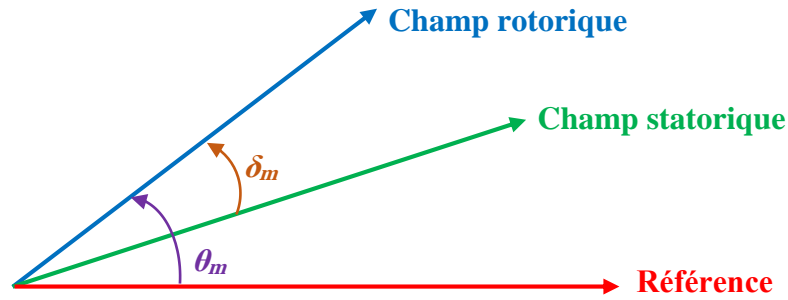


Figure 3.4 : Disposition vectorielle des champs statorique et rotorique.

On a donc la position angulaire :

$$\theta_m = \omega_{sm} + \delta_m \quad (3.16)$$

La dérivée de (3.14) par rapport au temps, permet d'obtenir la vitesse angulaire du rotor :

$$\frac{d\theta_m}{dt} = \omega_{sm} + \frac{d\delta_m}{dt} \Rightarrow \frac{d^2\theta_m}{dt^2} = \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \quad (3.17)$$

D'où l'équation (3.15) :

$$J \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = T_m - T_e - T_d \quad (\text{N.m}) \quad (3.18)$$

On néglige le couple de frottement  $T_d$  et en multiplie l'équation (3.18) par  $\omega_m$  :

$$J\omega_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (\text{Watt}) \quad (3.19)$$

Avec

$P_m$  : Puissance mécanique fournie par la turbine.

$P_e$  : Puissance électrique fournie par le générateur plus les pertes électriques.

$J\omega_m$  : Couple angulaire du rotor

En posant

$$M = J\omega_m \quad (3.20)$$

Donc

$$M \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (\text{Watt}) \quad (3.21)$$

La constante d'inertie  $H$  est donné par la relation suivante :



$$H = \frac{W_c}{S_{mach}} = \frac{\frac{1}{2} J \omega_{sm}^2}{S_{mach}} \quad (\text{Joules / VA}) \quad (3.22)$$

Où

$W_c$  : Énergie cinétique à la vitesse synchrone.

$S_{mach}$  : désigne la puissance apparente nominale de la machine.

Donc

$$H = \frac{\frac{1}{2} M \omega_{sm}}{S_{mach}} \quad (\text{Joules / VA}) \quad (3.23)$$

De la relation (3.24), on obtient :

$$M = \frac{2H}{\omega_{sm}} \cdot S_{mach} \quad (3.24)$$

Le remplacement de l'équation de  $M$  en (3.22) donne :

$$\frac{2H}{\omega_{sm}} \cdot \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = \frac{P_m - P_e}{S_{mach}} \quad (3.25)$$

### 3.2.2 Modèle de la ligne de transmission

La ligne de transmission entre deux jeux de barres est représentée par le modèle en  $\pi$  qui se compose d'une impédance série longitudinale  $Z$  (résistance  $R_{im}$  en série avec une réactance inductive  $X_{im}$ ), et une impédance effective transversale  $y_{im}$  composée de la susceptance linéique, figure 3.5.

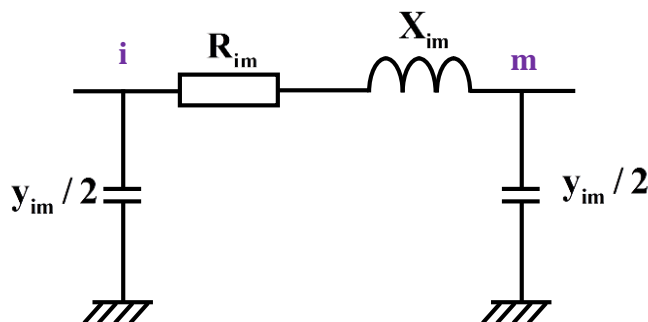


Figure 3.5 : Schéma en  $\pi$  d'une ligne de transmission.

L'expression de l'admittance élémentaire de la ligne i-m est donnée par la relation :

$$y_{im} = \frac{1}{R_{im} + jX_{im}} \quad (3.26)$$

### 3.2.3 Modèle de la charge

Une charge du réseau connectée à un nœud de tension  $V_L$  est représentée par des admittances (ou impédances) passives reliées à la terre  $Y_L$ . Elles sont obtenues à partir de la relation : suivante :

$$Y_L = G_L + jB_L \tag{3.27}$$

Avec

$$G_L = \frac{P_L}{V_L^2} \quad \text{et} \quad B_L = \frac{-Q_L}{V_L^2} \tag{3.28}$$

Où

$Y_L$  : Admittance de la charge au nœud  $i$ .

$P_L$  : Puissance active injectée au nœud  $i$ .

$Q_L$  : Puissance réactive injectée au nœud  $i$ .

$V_L$  : Module de la tension au nœud  $i$ .

La figure 3.6 schématise l'admittance équivalente de la charge :

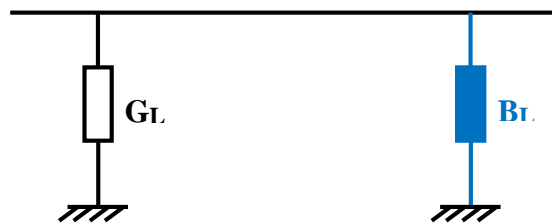


Figure 3.6 : Schéma de l'admittance équivalente d'une charge.

### 3.2.4 Modèle du transformateur

La figure 3.7 représente le modèle équivalent en  $\pi$  d'un transformateur à circuit magnétique sans pertes. Les grandeurs associées sont le rapport de transformation ' $a$ ' et l'impédance de fuite  $Z_{imt}$  placée entre les nœuds  $i$  et  $m$  ( $Z_{imt}$ , c'est la somme de la résistance et de la réactance du transformateur  $R_{imt}$  et  $X_{imt}$  respectivement) :

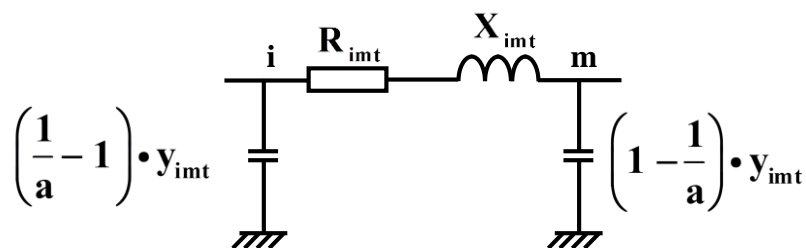


Figure 3.7 : Modèle en  $\pi$  du transformateur.

L'admittance de transformateur est donnée par la relation suivante :

$$y_{imt} = \frac{1}{R_{imt} + jX_{imt}} \tag{3.29}$$

### 3.3 Moyens classiques de stabilisation du générateur électrique

Les principaux régulateurs classiques utilisés pour assurer le bon fonctionnement de la turbine électrique sont : le régulateur automatique de tension (**AVR** : **A**utomatic **V**oltage **R**egulator) dont le but est automatique pour contrôler la tension d'excitation et le régulateur de vitesse (speed governor) qui lui contrôle la vitesse de rotation.

#### 3.3.1 Régulateur de tension

Le régulateur de tension permet de maintenir les tensions aux nœuds des générateurs à leurs valeurs nominales. Ce régulateur compare la valeur de tension réel  $V_t$ , à la consigne de tension  $V_{ref}$ , amplifie la différence et met le résultat sous la forme adéquate pour la commande de l'excitatrice. Le principe général de cette régulation est d'augmenter la tension d'excitation  $E_{fd}$  du générateur lorsque la tension  $V_t$  diminue ou lorsque la consigne  $V_{ref}$ , augmente, et inversement [86].

La figure 3.8 donne le schéma de principe d'un régulateur de tension type IEEE et indique la configuration des systèmes de stabilisation et de saturation, dont la fonction de saturation est de la forme :

$$S_e = A_{ex} e^{B_{ex} E_{fd}} \tag{3.30}$$

Avec  $A_{ex}$  et  $B_{ex}$  sont des constantes.

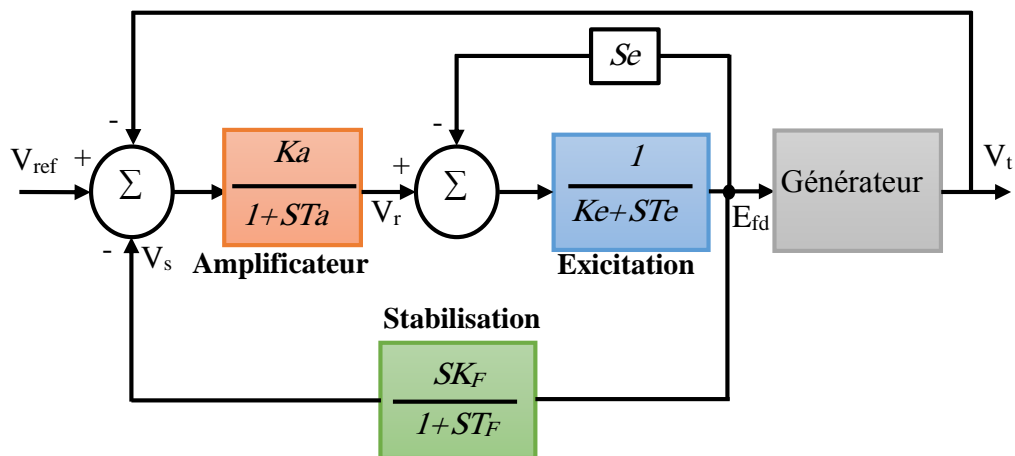


Figure 3.8 : Schéma de principe d'un régulateur de tension type IEEE.

Les paramètres des constants de régulateur de tension utilisé ( $K_a, T_a, K_e, T_e, K_F, T_F, A_{ex}$  et  $B_{ex}$ ) sont donnés dans l'annexe E.

### 3.3.2 Régulateur de vitesse

Pour un bon fonctionnement d'un système électrique, il doit être de maintenir la fréquence du système plus proche de sa valeur nominale (50 Hz ou 60 Hz) par un système de régulation entre la puissance active produite et consommée. Les régulateurs de vitesse assurent la détection et la correction automatique de l'écart de vitesse entre la valeur réelle  $\omega$  et la consigne de référence  $\omega_s$  à la suite d'une perturbation brutale de la demande (augmentation ou diminution). Ce régulateur agit sur les vannes d'admission de fluide (vapeur, gaz ou eau) dans les turbines afin de ramener la vitesse de rotation de la turbine autour de sa valeur nominale. Le modèle de régulateur de vitesse est représenté dans la figure suivante :

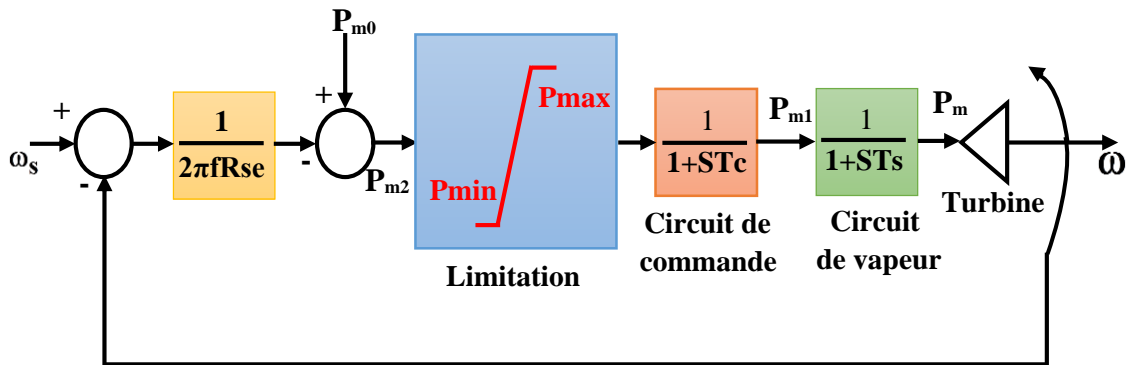


Figure 3.9 : Schéma fonctionnel de la régulation de vitesse.

Où

$R_{se}$  : désigne le statisme;  $P_{m0}$  : désigne la puissance mécanique d'entraînement à l'équilibre ;  $T_c$  : est le temps de réponse du circuit de commande et  $T_s$  : est le temps de réponse du circuit de vapeur. Les paramètres des constants  $R_s, T_c$  et  $T_s$  sont donnés à l'annexe E.

Le schéma fonctionnel de la figure 3.9 inclut une fonction de transfert décrivant le circuit de vapeur avec une constante du temps de réponse  $T_s$  et une fonction de transfert décrivant le circuit de commande avec une constante de temps  $T_c$ . Les équations différentielles reliant les variables d'entrée et de sortie de ces fonctions de transfert sont :

$$\frac{dP_m}{dt} = \frac{1}{T_s} (P_{m1} - P_m) \tag{3.31}$$

$$\frac{dP_{m1}}{dt} = \frac{1}{T_C} (P_{m2} - P_{m1}) \quad (3.32)$$

$P_{m2}$  est telle que :

$$P_{m2} = P_{m0} - \left( \frac{\omega_s - \omega}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot R_{se}} \right) \quad (3.33)$$

Et doit respecter les seuils du régulateur admis

$$P_m = P_{max} \quad \text{pour} \quad P_m \geq P_{max} \quad (3.34)$$

$$P_m = P_{min} \quad \text{pour} \quad P_m \leq P_{min} \quad (3.35)$$

Où

$P_{min}$  et  $P_{max}$  sont la capacité minimale et maximale de la turbine.

### 3.4 Stabilité des réseaux électriques

#### 3.4.1 Définition

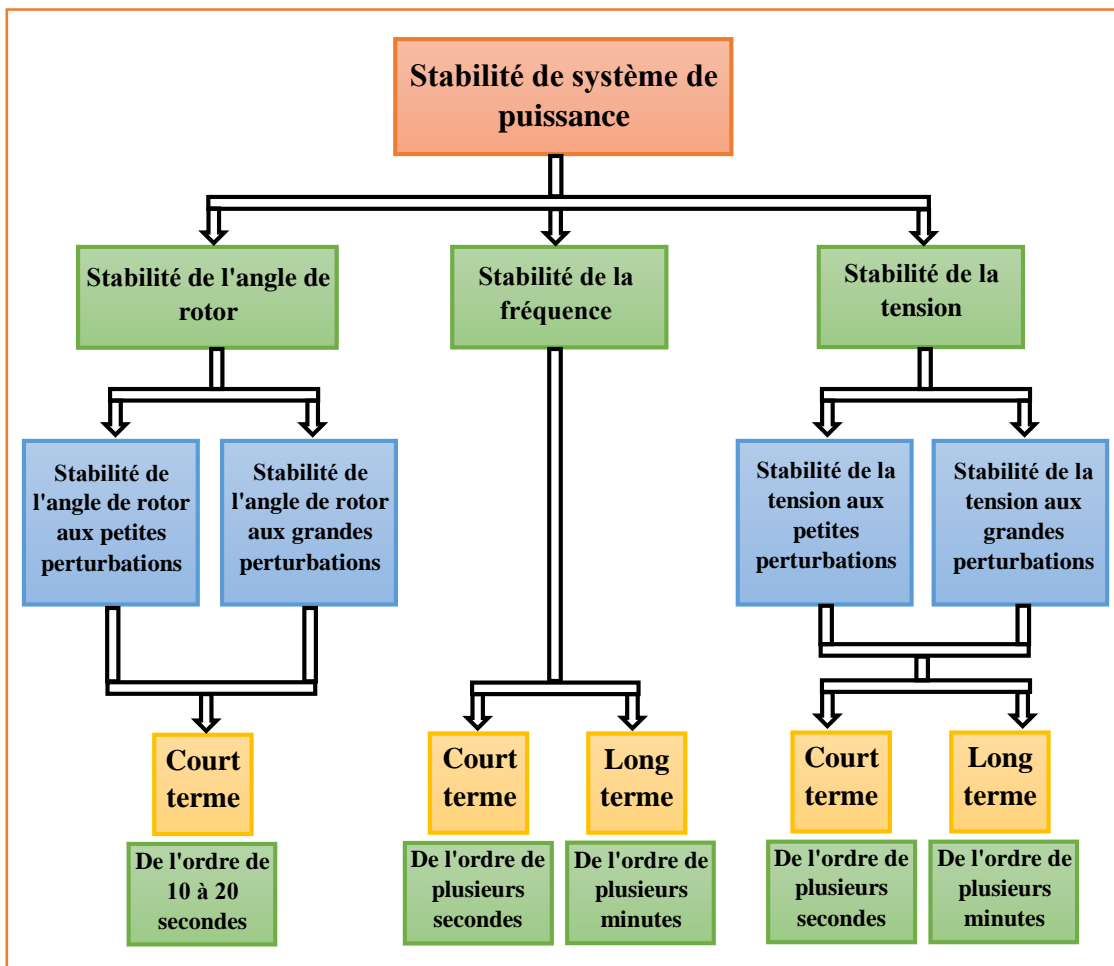
Depuis des années, les réseaux électriques ont souffert des problèmes de perdre de leur stabilité. Plusieurs définitions de la stabilité des systèmes de puissance ont été existantes dans la littérature. D'un point de vue physique, la stabilité est définie comme un état d'équilibre de forces opposées. Dans le cas des réseaux électriques, ses forces sont liées à l'interaction de machines connectées aux réseaux électriques. Le groupe de travail IEEE / CIGRE (Conseil International des Grands Réseaux Electriques) a proposé une définition de la stabilité des réseaux électriques [87] : 'la stabilité d'un système de puissance est la capacité d'un système d'énergie électrique, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, de retrouver le même état ou un autre état d'équilibre après avoir subi une perturbation physique, en gardant la plupart des variables du système dans leurs limites, de sorte que le système entier reste pratiquement intact'.

D'une manière général, la stabilité globale du réseau électrique se manifeste par l'équilibre entre la production et la consommation d'énergie électrique à la suite d'une perturbation.

#### 3.4.2 Différents types de la stabilité de système de puissance

Les perturbations typiques du réseau sont dues à des défaillances ou aux changements de la structure du RE, des conditions d'exploitation, un court-circuit, systèmes de contrôle-commande des machines ou du niveau des charges. Ces perturbations peuvent aboutir à

déstabiliser une partie de réseau ou l'ensemble de ce réseau (black-out en Anglais). Suivant la nature et l'amplitude de la perturbation, on définit trois types de stabilité : la stabilité de tension, la stabilité de fréquence, et la stabilité angulaires des rotors des machines synchrones. La stabilité peut être classée aussi selon la durée du phénomène, donc divisée en stabilité statique, transitoire et dynamique [88, 89]. La figure 3.10 présente ces principales catégories de stabilité d'un système de puissance et leurs sous-catégories.



**Figure 3.10 :** Classification des différents types de la stabilité du système de puissance.

### 3.4.2.1 Stabilité en fréquence

La stabilité de fréquence d'un système de puissance concerne la capacité de ce système de maintenir sa fréquence proche de la fréquence nominale du réseau à 50 ou 60 Hz suite à une perturbation sévère. Cette perturbation peut être à des oscillations de fréquence pouvant entraîner engendrée par la déconnexion des centrales et/ou des charges importantes. En général, l'instabilité est liée au déséquilibre global entre la puissance active produite et consommé.

Les petits réseaux îliens supportent souvent mieux les variations de fréquence, tandis que dans les grands réseaux interconnectés, les grandes perturbations peuvent conduire à des incidents généralisés (black-out).

La stabilité de fréquence court terme est associée à la déconnexion d'une centrale ou aux changements intempestifs de la demande, (par exemple l'utilisation de fours à arc électrique peut causer des déséquilibres ou des instabilités provoquant la déconnexion des éléments du réseau).

En revanche, la stabilité de fréquence longue terme a comme origine principale la mauvaise coordination des protections, la perte de synchronisme des générateurs, des tensions basses, l'insuffisance des réserves de puissance active (pour réaliser le réglage secondaire en fréquence) et l'incapacité à rétablir l'équilibre de puissance [88].

### 3.4.2.2 Stabilité en tension

C'est la capacité d'un système à maintenir des valeurs des tensions acceptables au niveau de tous ces jeux de barres après avoir une perturbation. L'instabilité de tension résulte de l'incapacité du système de garder l'équilibre entre la demande de la charge et la fourniture de la charge.

Cette instabilité se produit lorsqu'il y a une baisse ou une augmentation progressive dans certains nœuds d'une zone de réseau. Elle est peut-être classée en deux catégories ; la stabilité de tension de petites perturbations et celle de grandes perturbations.

#### a. Stabilité de tension aux grandes perturbations

La stabilité de tension aux grandes perturbations est de maintenir des tensions stables et normales aux nœuds à la suite de grandes perturbations comme, les courts-circuits dans le système, la déconnexion des machines ou les pertes des générateurs. La stabilité est déterminée ici par la topologie du système, les caractéristiques des charges, et les interactions entre les contrôles continus de tension, les contrôles discrets et les protections [88].

#### b. Stabilité de tension aux petites perturbations

Dans ce cas, les petites perturbations peuvent être des changements progressifs des charges, la déconnexion des lignes ou des défauts éloignés de la source qui provoquent l'augmentation de la consommation de puissance réactive ou l'augmentation des pertes.

La stabilité en tension diffère également selon la période d'étude ; il peut y avoir une instabilité à court terme et à long terme. L'instabilité à court terme implique le comportement transitoire des machines asynchrones, des dispositifs d'électronique de puissance et leur

réponse dynamique devant un événement. L'instabilité à long terme est, elle, due aux limites de tension des transformateurs avec changeurs de prises, aux limiteurs de courant d'excitation des générateurs, ou à l'absence de réserves dynamiques de puissance réactive dans le système [88].

### 2.4.2.3 Stabilité angulaire

La stabilité angulaire (ou la stabilité de l'angle de rotor) est définie comme la capacité d'un ensemble d'alternateurs d'un réseau électrique interconnecté à maintenir le synchronisme et de retrouver un point de fonctionnement d'équilibre lorsque le réseau est soumis à des perturbations importantes. L'instabilité angulaire se manifeste par un déséquilibre entre le couple électromagnétique et le couple mécanique du générateur synchrone sous forme des oscillations angulaires de certains générateurs. Ainsi, la cause principale de l'instabilité angulaire est donc un déséquilibre entre les forces électromagnétiques et mécaniques appliquées à la machine.

Suivant l'amplitude de la perturbation, on parle de la stabilité angulaire face aux petites perturbations (stabilité dynamique) ou de la stabilité d'angle rotorique aux grandes perturbations (stabilité transitoire).

#### a. Stabilité transitoire

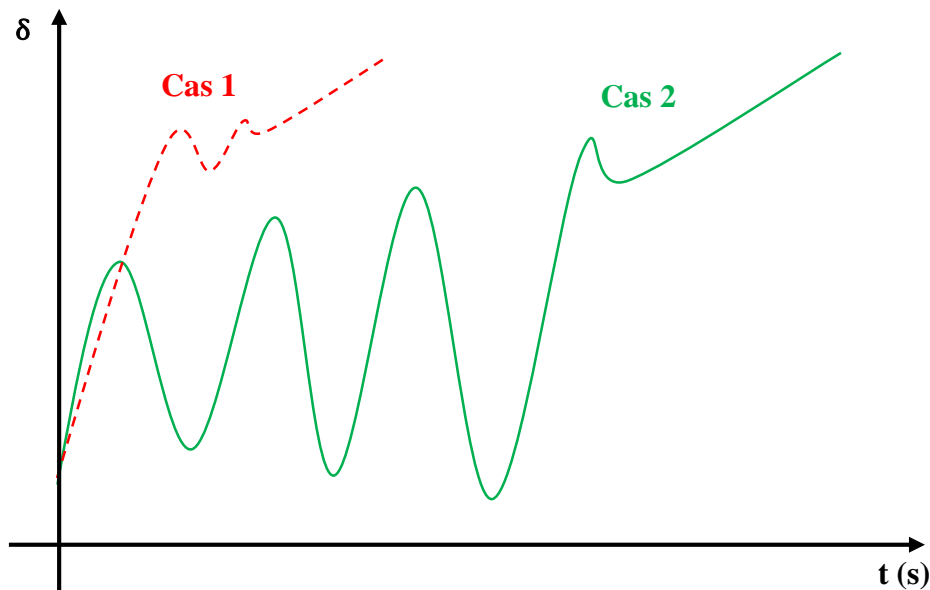
La stabilité transitoire étudie la capacité du réseau à garder l'équilibre face à de grandes perturbations tel, un court-circuit sur une ligne de transmission ou une perte d'une partie importante de la charge ou de la génération. Les conséquences engendrées par l'instabilité transitoire peuvent être très graves, pouvant même conduire à l'effondrement complet du réseau (black-out). La gravité de cette stabilité dépend [88] :

- du point initial de fonctionnement avant le défaut.
- du type et de la durée de perturbation.
- du lieu de perturbation.
- de la performance des systèmes de protection (Relais, disjoncteurs, fusibles...etc).
- des caractéristiques dynamiques des générateurs, des charges, des régulateurs et des stabilisateurs mis en place.

Si l'instabilité se manifeste directement suite à la perturbation (plus précisément dans la première seconde qui suit l'élimination du défaut), elle est appelée instabilité de première oscillation (en anglais, First Swing Instability), (cas 1, figure 3.11), et le cadre de temps de la



dynamique, généralement, est de l'ordre de 3 secondes 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, figure 3.11 ). La gamme de temps associée se prolonger à 10-20 secondes pour les grands systèmes ayant des oscillations dominantes d'inter régions.



**Figure 3.11 :** Variation d'angle de rotor.

**Cas 1 :** Instabilité de première oscillation. **Cas 2 :** Instabilité de multi-oscillations.

### b. Stabilité dynamique

Après un régime transitoire, le système atteint un régime dit permanent. Dans ce cas, l'étude de la stabilité du système porte sur l'évaluation de la stabilité dynamique de petits signaux (perturbations) du réseau devant de petites perturbations. On dit qu'un réseau électrique est stable en régime dynamique petits signaux si, suite à une perturbation quelconque infiniment petite, il retrouve un état fonctionnement synchrone, identique ou infiniment voisin de l'état initial [89, 90]. L'instabilité aux petits signaux peut être due à une augmentation régulière de l'angle du rotor de la machine, occasionnée par l'absence de couple synchronisant pour ralentir la machine, ou par des oscillations non amorties des rotors occasionnés par l'absence de couple amortissant. Les réglages des différents régulateurs peuvent aussi devenir inadaptés au nouveau régime permanent et causer une instabilité de petits signaux.

### 3.5 Différentes méthodes d'amélioration de la stabilité d'un réseau électrique

Il existe différents techniques d'amélioration de la stabilité électrique afin d'éviter tous événements qui peut influencer négativement sur le fonctionnement normal du système électrique ou peut conduire vers un black-out. Ces techniques sont peut-être classées en deux grandes groupes ; les méthodes classiques et les méthodes modernes.

#### 3.5.1 Amélioration de la stabilité électrique par les moyens classiques

Les réseaux électriques souffrent de plusieurs problèmes, tels que les problèmes de stabilité électrique, les surcharges des lignes, la variation de puissance active demandée et les changements rapides de la tension causée par les variations de la puissance réactive. Pour remédier à ces problèmes, plusieurs méthodes classiques ont été utilisées précédemment comme : les batteries de condensateurs et les compensateurs synchrones.

Les compensateurs synchrones sont des machines tournantes à vide qui peuvent fournir ou absorber l'énergie réactive par le réglage de leurs excitations. Néanmoins, cette production d'énergie réactive est limitée par l'échauffement des enroulements des machines.

Les batteries de condensateur peuvent produire une partie de l'énergie réactive consommée par les charges ou le réseau par des condensateurs fixes ou par des condensateurs à régulation automatique assurent l'adaptation immédiate de la compensation aux variations de la charge.

Ces méthodes classiques ont certes efficace, mais ne souvent pas de donner de bonnes performances vis à vis les variations rapides de la puissance réactive. Aujourd'hui, des dispositifs de contrôle plus efficaces à base d'électronique de puissance ont été utilisés.

#### 3.5.2 Amélioration de la stabilité électrique par les moyens modernes

##### 3.5.2.1 Amélioration par les PSS

Les stabilisateurs de puissance (PSS : Power System Stabilizers) sont des contrôleurs ajoutant aux alternateurs afin de détecter les variations de vitesses des générateurs et de réduire les problèmes des oscillations.

La structure du stabilisateur de puissance est une structure classique qui consiste en un gain, un filtre passe-haut et un ou plusieurs blocs de compensation de phase [91, 92]. Ces

stabilisateurs de puissance sont un moyen efficace et économique d'amélioration de la stabilité dynamique d'un système électrique [93].

Un choix adéquat des paramètres des PSS engendre un bon amortissement des oscillations induites par les perturbations et améliore la stabilité de l'ensemble du système.

### 3.5.2.2 Amélioration par les FACTS

Devant les problèmes de transit de puissance, la compagnie américaine EPRI (Electric Power Research Institute) a lancé, en 1988, un projet d'étude des systèmes FACTS afin de mieux maîtriser le transit de puissance dans les lignes électriques [94].

Le concept FACTS regroupe tous les dispositifs à base d'électronique de puissance qui permettent d'améliorer l'exploitation du réseau électrique. La technologie de ces systèmes (interrupteur statique) leur assure une vitesse supérieure à celle des systèmes électromécaniques classiques. De plus, elles peuvent contrôler le transit de puissance dans les réseaux et augmenter la capacité efficace de transport tout en maintenant voir en améliorant la stabilité des réseaux [95]. Enfin, ces dispositifs offrent des meilleures solutions pratiques pour la compensation shunt et série des lignes électriques existantes. Les systèmes FACTS peuvent être classés en trois types :

#### a. Les compensateurs parallèles

Les compensateurs shunts sont utilisés pour fournir ou absorber de la puissance réactive et de contrôler (améliorer) le profil de tension de réseau électrique. Actuellement, les principaux compensateurs parallèles utilisés sont :

##### • SVC (Static VAR Compensator)

Le SVC est un compensateur d'énergie réactive shunt (source de courant).

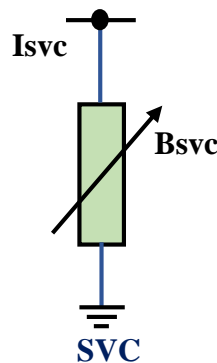


Figure 3.12 : Structure du SVC.

• STATCOM (Static Compensator)

C'est un compensateur d'énergie réactive shunt (source de tension).

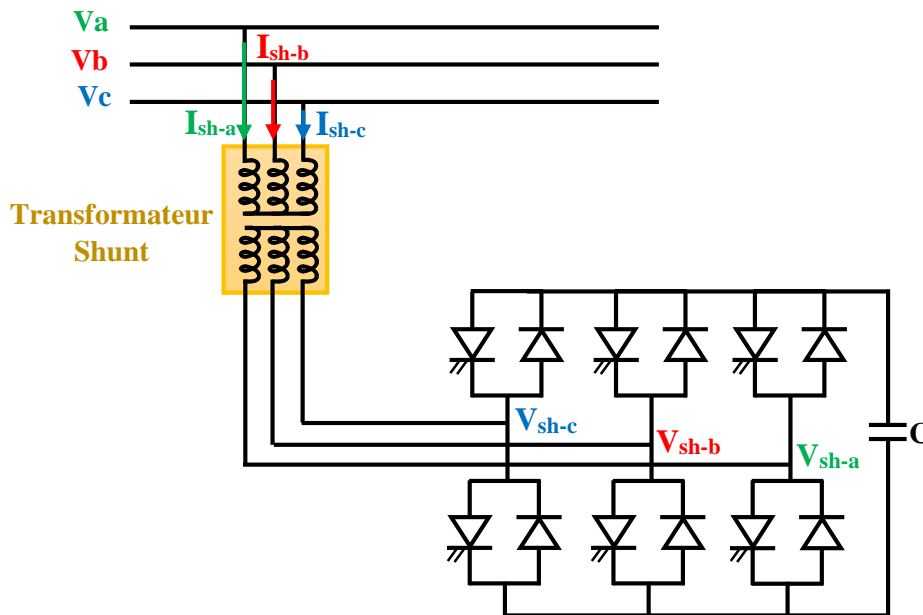


Figure 3.13 : Schéma de base d'un STATCOM.

b. Les compensateurs séries.

Les compensateurs séries sont connectés en série avec le réseau et sont fonctionnés comme une source de tension variable ou une impédance variables (inductive, capacitive). Ces dispositifs modifient l'impédance des lignes de transport en insérant des éléments en série avec celle-ci.

• TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitors)

TCSC est composé d'une inductance en série avec un gradateur à thyristors, le tout en parallèle avec un condensateur (figure 3.14). Leur contrôle permet de faire varier la longueur électrique de la ligne.

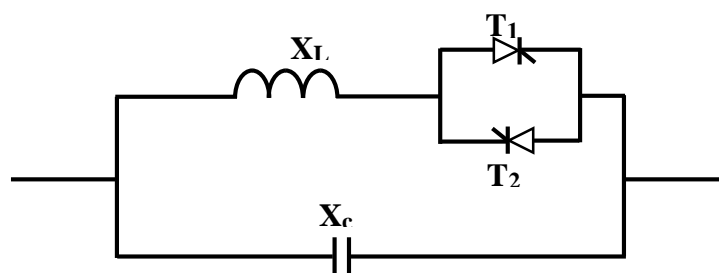


Figure 3.14 : Structure de TCSC.

### • SSSC (Static Synchronous Series Compensator)

Ce type de compensateur série est le plus important dispositif de cette famille [96]. Il est constitué d'un onduleur triphasé couplé en série avec la ligne électrique à l'aide d'un transformateur (figure 3.15). Le rôle de SSSC est d'introduire une tension triphasée à la fréquence du réseau.

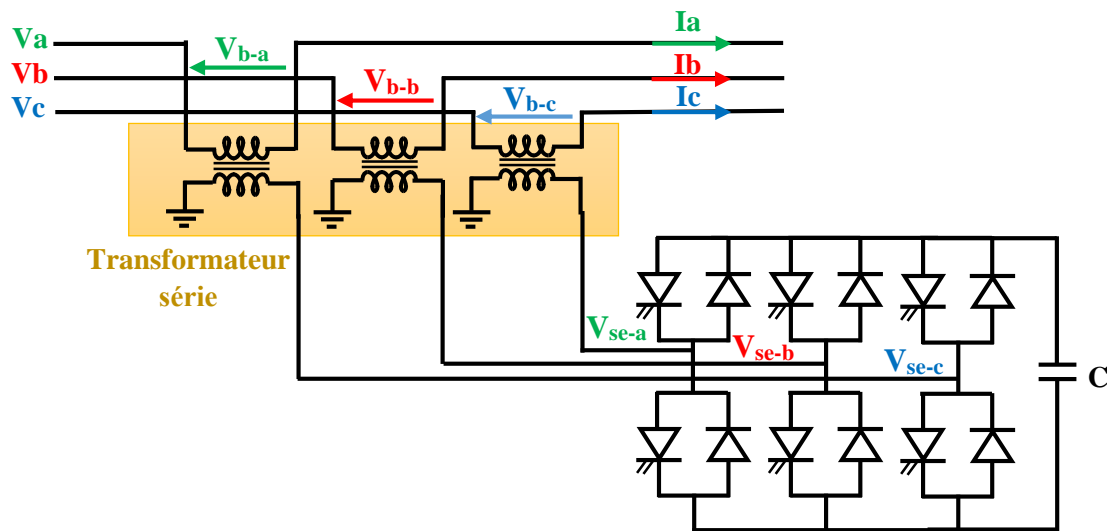


Figure 3.15 : Schéma de base du SSSC.

### c. Les compensateurs hybrides (série - parallèle)

Les deux dispositifs FACTS présentés ci-dessus permettent d'agir uniquement sur un des trois paramètres déterminant la puissance transmise dans une ligne (tension, impédance et angle). Par contre, les compensateurs hybrides séries-parallèles cumulent les avantages des deux approches et permettent donc d'influencer les trois paramètres. Ils assurent donc un contrôle optimal des flux d'énergie sur le réseau [97].

### • UPFC (Unified Power Flow Controller)

L'UPFC combine les avantages de TCSC et STATCOM et permet d'influer indépendamment sur la tension, l'impédance et le déphasage. Il peut également limiter le courant de court-circuit.

### • IPFC (Interline Power Flow Controller)

L'IPFC a été proposé par Gyugyi, Sen et Schuder en 1998 afin de compenser un certain nombre de lignes de transmission d'une sous-station. Sous sa forme générale, l'IPFC utilise des

convertisseurs DC-DC placés en série avec la ligne à compenser. En d'autres termes, l'IPFC comporte un certain nombre de SSSC (figure 3.16) [95].

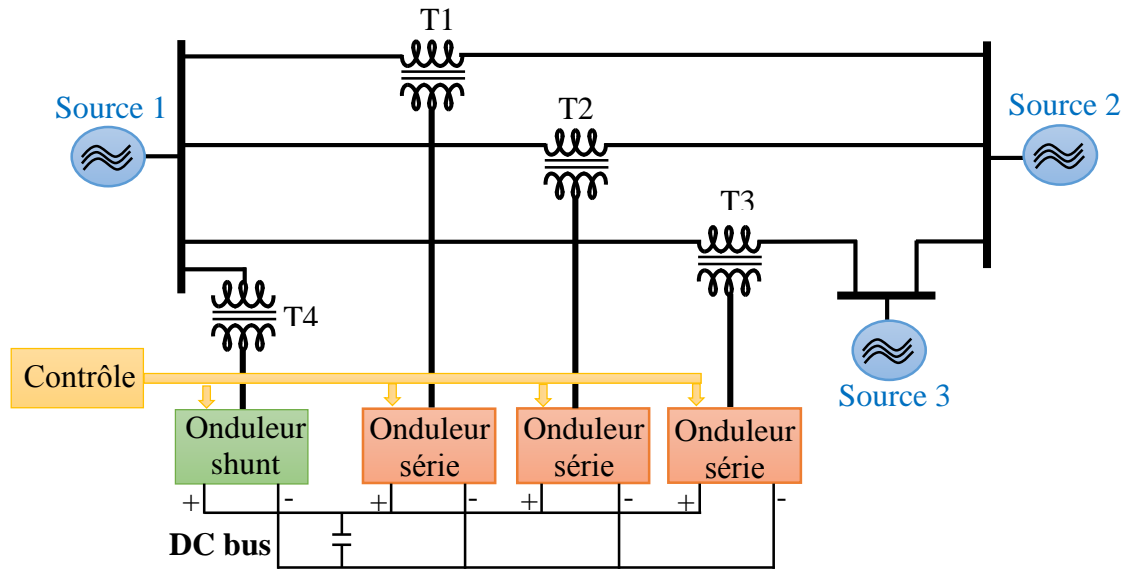


Figure 3.16 : Schéma de base de l'IPFC.

### 3.6 Temps critique d'isolement de défaut ( $TC_{ID}$ )

Une question qui mérite d'être examinée dans l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau électrique est le temps critique d'isolement de défaut ( $TC_{ID}$ ). Le  $TC_{ID}$  peut être considéré comme une mesure de la stabilité dynamique d'un système électrique [98, 99, 100]. Physiquement, il représente le temps maximal autorisé d'un défaut (court-circuit) avant la perte de stabilité du système.

La méthode de calcul du  $TC_{ID}$  implique d'effectuer des simulations de stabilité dynamique en appliquant un court-circuit dans les nœuds du réseau et de faire varier le temps de défaut jusqu'à ce qu'un ensemble de critères sont remplis [98, 101]. L'ensemble des critères à remplir par cette épreuve et l'approche d'erreur précise que ce qui suit est interdit :

- 1- la perte de la stabilité du système.
- 2- une valeur inacceptable de délestage.
- 3- paramètres inacceptables des valeurs à l'état stationnaire ultérieur.

Bien que le temps critique de 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 sociaux.

Une étude de l'impact d'intégration des énergies renouvelables sur la stabilité des réseaux électriques en utilisant le **TCID** sera effectuée dans le prochain chapitre.

### 3.7 Conclusion

Dans ce chapitre, on a modélisé les différentes parties du réseau électrique : la machine synchrone, les lignes électriques, les charges et les transformateurs. Ensuite, nous avons exposé les moyens classiques de stabilisation des générateurs électriques (régulateur de vitesse et régulateur de tension). De plus, nous avons donné une définition de la notion de la stabilité d'un réseau électrique en se basant sur la norme IEEE avec un survol rapide sur les principales causes de l'instabilité ainsi que les différents types de la stabilité des réseaux électriques. Enfin, nous avons expliqué le terme **TCID** et les différentes méthodes d'amélioration de la stabilité d'un réseau électrique.

# Chapitre 04 :

Amélioration de la stabilité des  
RE par l'intégration des  
énergies éolienne et solaire



## **4.1 Introduction**

L'intégration des énergies renouvelables comme l'éolienne et le photovoltaïque dans le système des réseaux électriques augmente de jour en jour en grande partie. Mais, cette intégration de l'énergie non-traditionnelle peut affecter la stabilité du système en raison de la localisation non-optimale de ces sources dans le réseau électrique peut essentiellement provoquer l'augmentation des pertes de transmission, le transit d'énergie et le niveau de tension inférieure à la limite légale.

Nous allons étudier le comportement d'un réseau électrique multi-machines IEEE 3 machine 9 bus (Western System Coordinating Council) en régime transitoire dans le cas d'un défaut électrique triphasé fugitive influé à la stabilité angulaire de réseau. On va analyser l'évolution des angles de charges et la vitesse synchrone des générateurs électriques. Ensuite, on va calculer le temps critique d'isolement de défaut. Alors que l'objectif de ce chapitre est d'analyser l'impact de l'intégration de ces deux énergies vertes (solaire photovoltaïque et éoliennes) aux réseaux électriques sur la stabilité transitoire. En outre, rechercher la position optimale d'emplacement de ces importantes énergies dans le réseau afin d'améliorer leur stabilité. La simulation de notre modèle a été préparée à l'aide de logiciel MATLAB/SimPowerSystem.

## **4.2 La production décentralisée**

Dans la littérature, nous pouvons trouver plusieurs définitions de la production décentralisée (PD) par exemple :

- Le Conseil International des Grands Réseaux Electriques (CIGRE) définit la production décentralisée comme la génération de puissance inférieure à 50-100 MW [102, 103].
- Selon le CIGRE 37-23 (WG 37-23) [104], la production décentralisée se réfère à des sources d'énergie à petite capacité de 50 à 100 MW dont le constructeur ne soit pas planifié.

La PD par une simple définition s'agit de génération de l'énergie électrique par groupes de production à petites échelle raccordés à un réseau de distribution. Cette production décentralisée se développe dans tous les pays sur base d'unités de cogénération d'énergie renouvelable ou de production traditionnelle par des producteurs indépendants [105]. Les productions décentralisées utilisent généralement des sources renouvelables, notamment :

- La géothermie.
- Les petites turbines hydroélectriques.

- La biomasse.
- Les centrales photovoltaïques.
- Les éoliennes.

Ces sources de PD sont généralement produisant de l'énergie électrique sur un site proche de clients et consommateurs.

### 4.3 Influences physiques de l'intégration des sources renouvelables dans les RE

Le lieu d'injection de la puissance générée par les sources de production décentralisée (les énergies renouvelables) dans un réseau électrique est d'une relation importante entre ce lieu et l'influence c.-à-d. la variation du point d'intégration de ces énergies change complètement le comportement de réseau électrique. Ce changement peut être une amélioration ou bien une détérioration de la stabilité électrique selon de la position optimale de ces sources renouvelables dans le réseau. Ce dernier voit cette nouvelle source comme une perturbation. Les influences de cette perturbation qui pouvant affectées sur la stabilité de réseau électrique sont :

- Des tensions trop hautes ou trop basses, des déséquilibres des tensions triphasées.
- Des surtensions brèves, susceptibles de détériorer les appareils.
- Des variations rapides de la tension, des creux et des coupures de tension.
- Des formes d'onde plus ou moins chahutées : flicker, harmoniques.

#### 4.3.1 Creux et coupures brèves de tension

Un creux de tension est une diminution brusque de tension de 10 % à 90 % de la valeur nominale [106, 107].

Il y a une coupure lorsque la chute de tension supérieure à 90 % de la valeur nominale de tension et une durée entre 10 ms et 3 min. On distingue :

- les coupures brèves, de durée comprise entre 1 s et 3 min.
- les coupures longues, de durée supérieure ou égale à 3 min.

La principale cause de creux de tension est les courts circuits qu'il se produit dans tous organes de système électrique comme les lignes, les transformateurs, les machines et les charge électrique. Toutefois, les courts-circuits peuvent affecter une, deux ou trois des phases et peuvent engendrer des déphasages supplémentaires entre elles.

Les moteurs asynchrones de forte puissance peuvent être essentiellement la source des creux de tension. Au moment du démarrage, le courant demandé par le moteur peut atteindre 5 à 6

fois le courant nominal et démultiplié jusqu'au le moteur approche de sa vitesse nominale. Cette surintensité produit une chute de tension qui décroît avec la diminution du courant.

De plus, les creux de tension peuvent également être engendrés par la saturation des transformateurs ou des modifications dans la structure du réseau.

Enfin, le fonctionnement en saturation des transformateurs de puissance peuvent être engendré le problème du creux de tension dans le réseau électrique.

### 4.3.2 Surtensions

Par définition, les surtensions sont des augmentations de la tension dont la valeur de crête dépassée des seuils d'un gabarit défini par une norme ou une spécification technique mondiale. Ils sont moins fréquents que les creux de tension et sont généralement causées par les courts-circuits surtout dans les systèmes à neutre isolé. La durée de ce problème (les surtensions) peut prendre un temps très bref et transitoire.

Les surtensions peuvent également provoquer par :

- Des phénomènes atmosphériques comme le coup foudre qui applique sur les lignes électriques.
- Débranchement brusque d'une charge important dans le réseau.
- Temporaires à fréquence industrielle (un défaut d'isolement, la ferro-résonance, la rupture du conducteur de neutre,...etc).
- Des manœuvres sur le réseau et des mauvais fonctionnements de régulateurs de tension.

La figure 4.1 représente un exemple de surtensions dans un système triphasé.

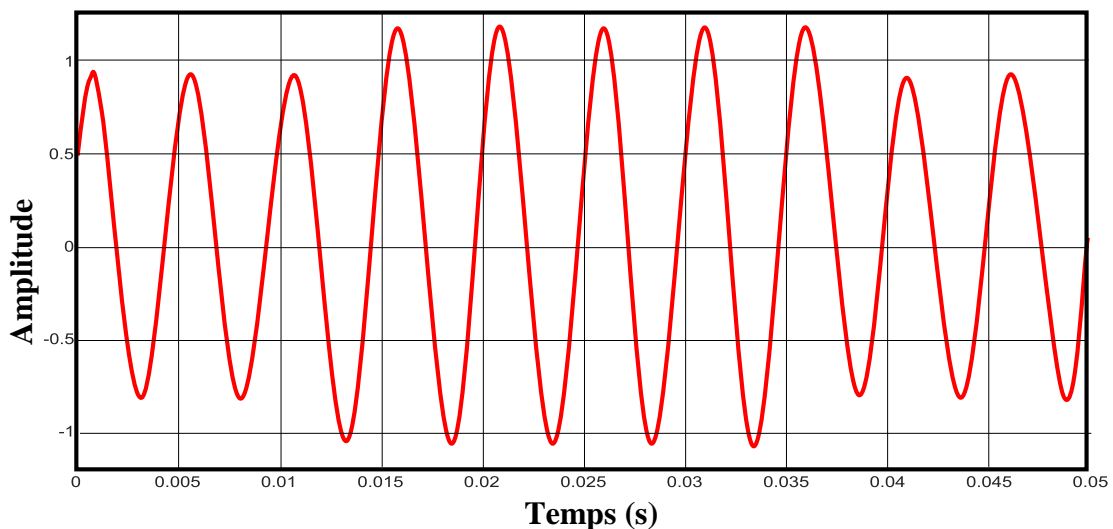


Figure 4.1 : Exemple de surtension.

### 4.3.3 Fluctuations de tension

L'intégration des sources des énergies renouvelables dans le réseau électrique peut causer des variations (fluctuations) cycliques de la valeur de la tension efficace. Ces variations se situent dans la tolérance de  $\pm 10\%$  autour de la tension nominale. La figure 4.2 détermine un exemple de fluctuation de tension.

Il y a deux formes principales de fluctuations de tension sont :

- variations lentes de tension temporaires comme lors du démarrage d'une machine asynchrone ou enclenchement des transformateurs de puissance. Ces variations peuvent durées de temps supérieures de quelque seconde.
- variations rapides de tension dans le cas d'un changement de la production et de la charge environnante qui conduit à un changement dynamique important de la tension.

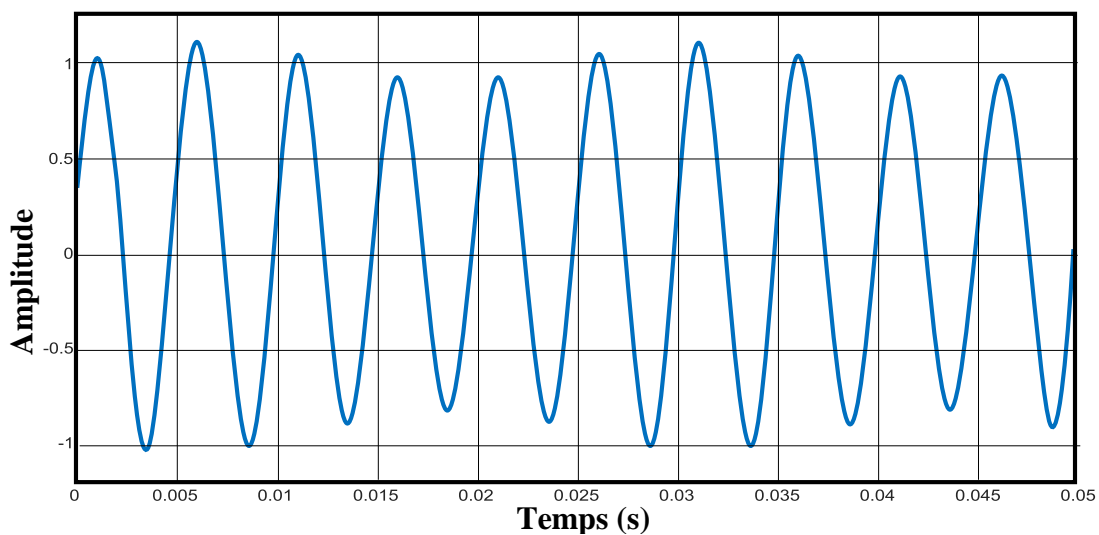
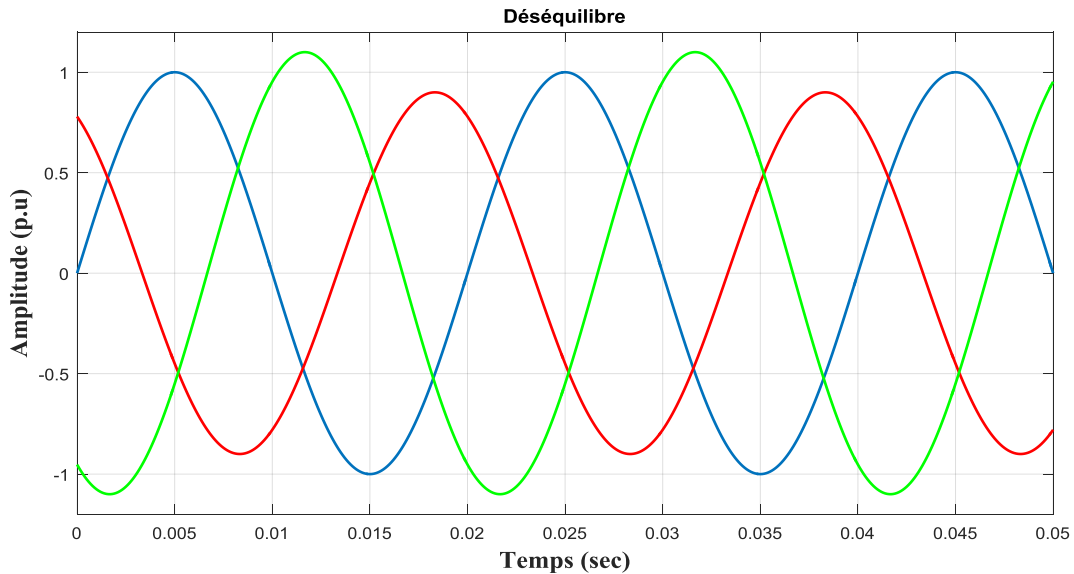


Figure 4.2 : Exemple de variation de la tension.

### 4.3.4 Déséquilibres

Un système triphasé est équilibré si les trois grandeurs de même nature (fréquences, tensions ou courants) sont égales en amplitude, fréquence et sont déphasées de  $120^\circ$ . Donc, si les grandeurs précédentes ne vérifient pas ces conditions d'amplitude, de fréquence et de phase on parle cela d'un système triphasé déséquilibrés comme ont présenté dans la figure 4.3.



**Figure 4.3 :** Exemple de déséquilibre des amplitudes et des phases.

On retrouve le déséquilibre en tension lorsque les trois tensions de système n'ont pas la même valeur efficace et d'un déséquilibre en phase lorsque le déphasage entre les trois phases successives n'est pas égale de  $120^\circ$ .

Le déséquilibre dans un système triphasé est généralement dus à :

1. Charge monophasées déséquilibrée car dans ce cas les courants absorbés sur les trois phases sont d'amplitude et/ou de phase différente.
2. Source déséquilibrée : Court-circuit à la source ou dans un transformateur.
3. Combinaison de charge et de source déséquilibrées.

De façon pratique, on retrouve des charges déséquilibres plus souvent que des sources déséquilibres. On conçoit les sources pour qu'elles soient le plus déséquilibres possible.

Le niveau de déséquilibre est lié à la fois à la puissance et la localisation des charges perturbatrices, et à la puissance de court-circuit du réseau amont. Le bouclage des réseaux, favorable à l'obtention d'une puissance de court-circuit élevée, permet de diminuer le degré de déséquilibre [106].

### 4.3.5 Harmoniques

La production décentralisé peut infectée le système électrique par des autre signaux différentes à la fréquence fondamentale appellent 'les harmoniques' qui sont quantifier leur distorsion harmonique d'un signal par l'analyse de Fourier. Un signal périodique (de tension ou de courant) de forme quelconque et de fréquence  $f_0$  (la fréquence fondamentale généralement de 50 ou 60 Hertz) se décompose en une somme de signaux sinusoïdaux dont chacun a une fréquence indésirable dans le réseau dite harmonique qui est un multiple entier de

la fréquence fondamentale  $f_0$  comme cela est représenté au figure 4.4. Ce multiple est appelé 'rang harmonique' ( $n$ ) qu'il est le rapport de sa fréquence  $f_n$  et à celle du fondamental  $f_0$  avec :

$$n = \frac{f_n}{f_0} \quad (4.1)$$

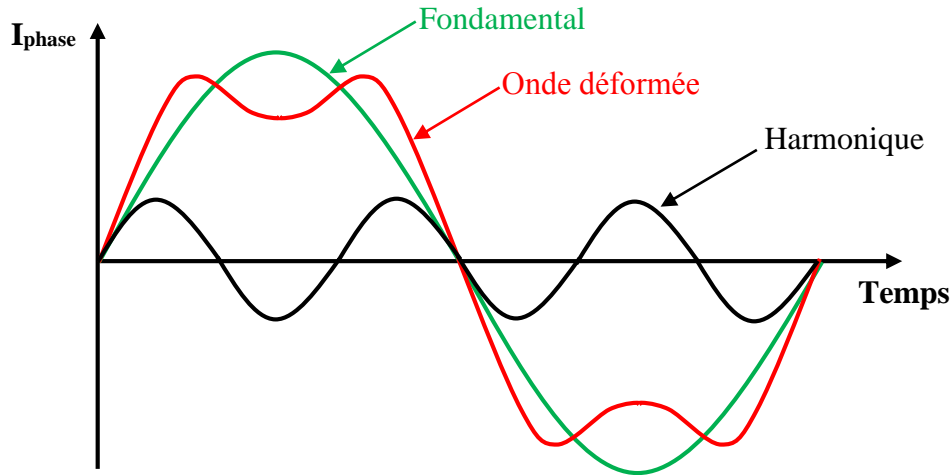


Figure 4.4 : Image d'une onde déformée.

L'amplitude d'une composante harmonique dépend de la technologie du convertisseur de puissance éventuel et de la configuration de l'interface considérée [88]. Ces convertisseur de puissance se sont les plus causes de production des pollutions harmoniques au réseau. Cette amplitude est généralement exprimée le pourcentage de la grandeur fondamentale correspondante (c'est le taux d'harmoniques). Avec le développement de technologies de l'électronique de puissance dans les convertisseurs de puissance ces dernières années (surtout les onduleurs à base de la technique de Modulation de Largeur d'Impulsion (MLI)) provoque la réduction de niveau des pollutions harmoniques par rapport aux anciens convertisseurs basés au thyristor [88, 108]. Ces dernières technologies d'onduleurs sont capables de générer une sortie avec des taux d'harmoniques acceptable par les exigences des normes mondiales.

Les problèmes majeurs produits dans le réseau par la présence des harmoniques sont :

- 1- L'échauffement au niveau des lignes électriques provient de circulation des courants d'harmoniques c.-à-d. va augmenter les pertes joules dans tous les équipements électriques formés ou connectés de ce réseau polluent comme les moteurs et les transformateurs de puissance.
- 2- La détérioration de qualité d'énergie par la diminution de facteur de puissance  $\cos \phi$ , cela le producteur d'énergie électrique devra payer des pénalités à ses clients d'énergies si ce facteur devient inférieur à certaines limites.

- 3- La déformation de la tension d'alimentation peut perturber les dispositifs de régulation dans les systèmes électroniques. Elles peuvent perturber les récepteurs sensibles.
- 4- Les harmoniques généreront vibrations des alternateurs, transformateurs et moteurs.
- 5- Surcharge et vieillissement des condensateurs de compensation d'énergie réactive, surcharge des réseaux de distribution par l'augmentation du courant efficace.

#### 4.4 Système étudié

Comme montre sur le schéma unifilaire correspondant à une phase (la figure 4.5), le réseau de test est le système multi machines de IEEE 3 machine 9 nœuds. Ce réseau se forme des trois générateurs (G1, G2 et G3) connectés aux jeux de barres 1, 2 et 3 et adaptent par une commande classique (un régulateur de tension avec un régulateur de vitesse), neuf jeux de barres, les lignes de distribution, trois charges électriques A, B et C présentes la consommation d'énergie globale du système et trois transformateurs de puissance.

Le réseau de IEEE 3 machine 9 nœuds est utilisé dans la plupart des études sur la stabilité des réseaux d'électricité. Les paramètres du système étudié comme les lignes de transmission, les charges, les transformateurs et les alternateurs sont présentés dans l'annexe E.

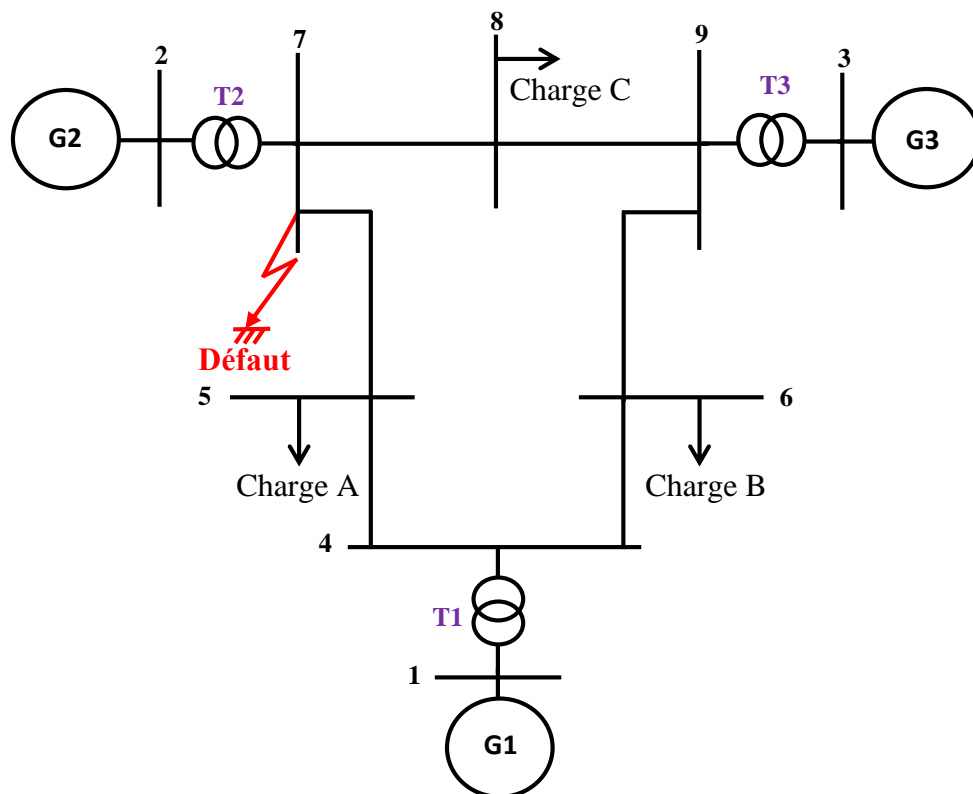


Figure 4.5 : Schéma unifilaire de réseau 3 machine 9 nœuds.

## 4.5 Impacts de l'intégration de champ photovoltaïque sur la stabilité des réseaux électriques

### 4.5.1 Analyse de réseau électrique

Le but de cette section est d'illustrer l'impact de champ photovoltaïque sur la stabilité électrique du réseau 3 machine 9 nœuds. Afin d'améliorer la stabilité électrique de notre système, nous allons faire des simulations sur Sim Power System/MATLAB montrant l'influence de l'énergie solaire photovoltaïque sur la stabilité transitoire de notre système. Les simulations sont effectuées pour examiner l'influence du champ photovoltaïque sur la stabilité de notre réseau d'étude.

### 4.5.2 Simulation de l'influence d'intégration du champ PV sur le système

Pour examiner l'influence de la source solaire injectée dans le réseau sur la stabilité de ce dernier, nous allons mener une étude comparative vis-à-vis des valeurs de temps critique d'isolement de défaut correspondant à chaque simulation. Le  $TC_{ID}$  est le temps maximal que notre réseau peut supporter un défaut (court-circuit, surcharge, surtension, surintensité ...) sans perdre sa stabilité. Dans cette partie, on va calculer le  $TC_{ID}$  du modèle d'étude sans et avec l'énergie solaire en observant le comportement transitoire du modèle.

Afin de calculer le  $TC_{ID}$  de notre système, on crée un court-circuit triphasé équilibré sur le jeu de barres n° 7. En outre, on change le  $TC_{ID}$  en changeant le temps de déclenchement de disjoncteur puis nous remarquons, la réponse des vitesses des générateurs et les angles de charges. L'observation du comportement transitoire du système peut révéler deux cas pour obtenir le  $TC_{ID}$  sont :

- Système stable : si toutes les vitesses angulaires de générateurs et les angles de charge tendent vers une valeur fixe très proche de la valeur nominale.
- Système instable : si au moins une vitesse angulaire d'une génératrice où un seul angle de charge ne converge pas aux valeurs nominales.



4.5.2.1 Résultats du système sans l'intégration d'une source renouvelable

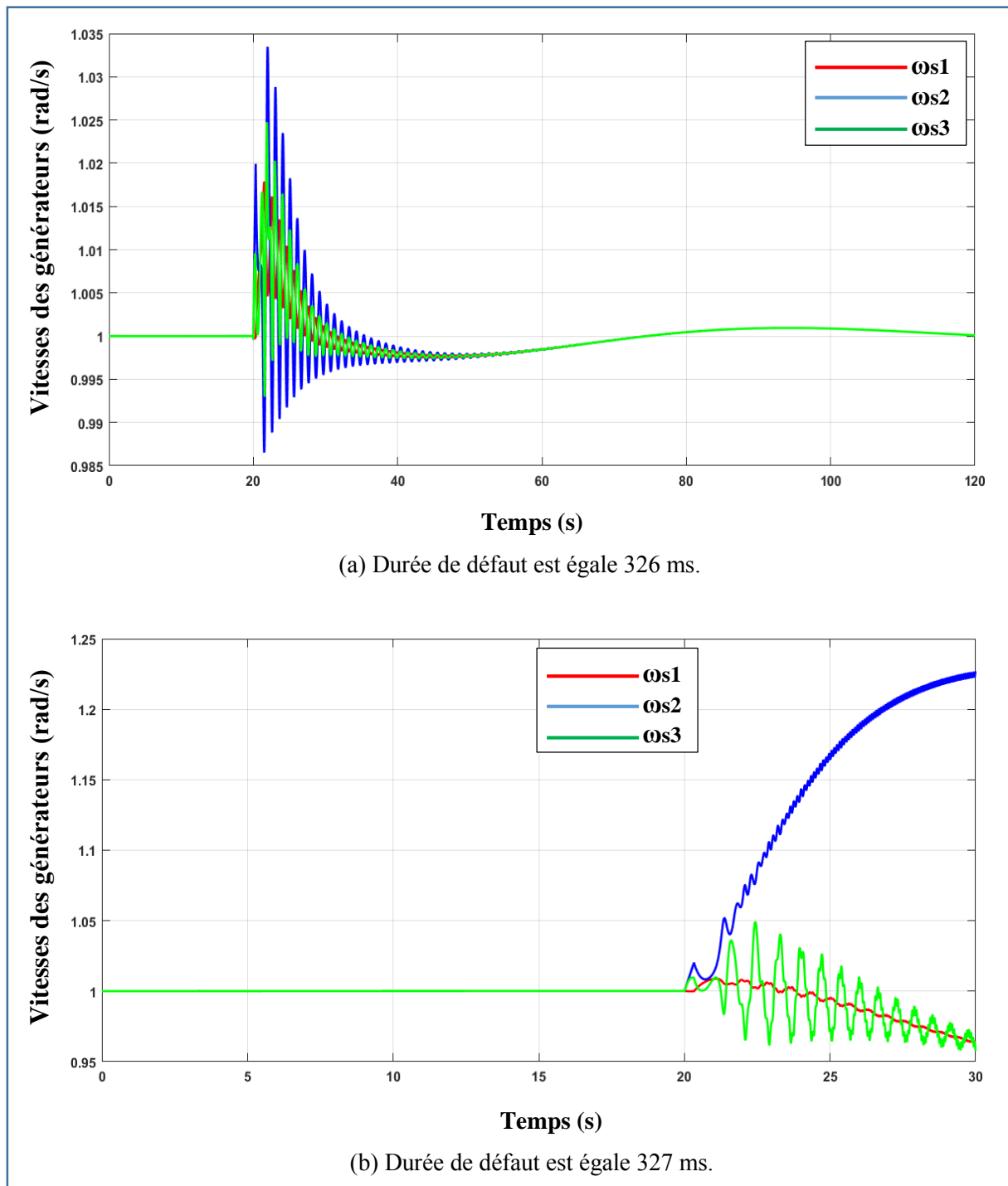
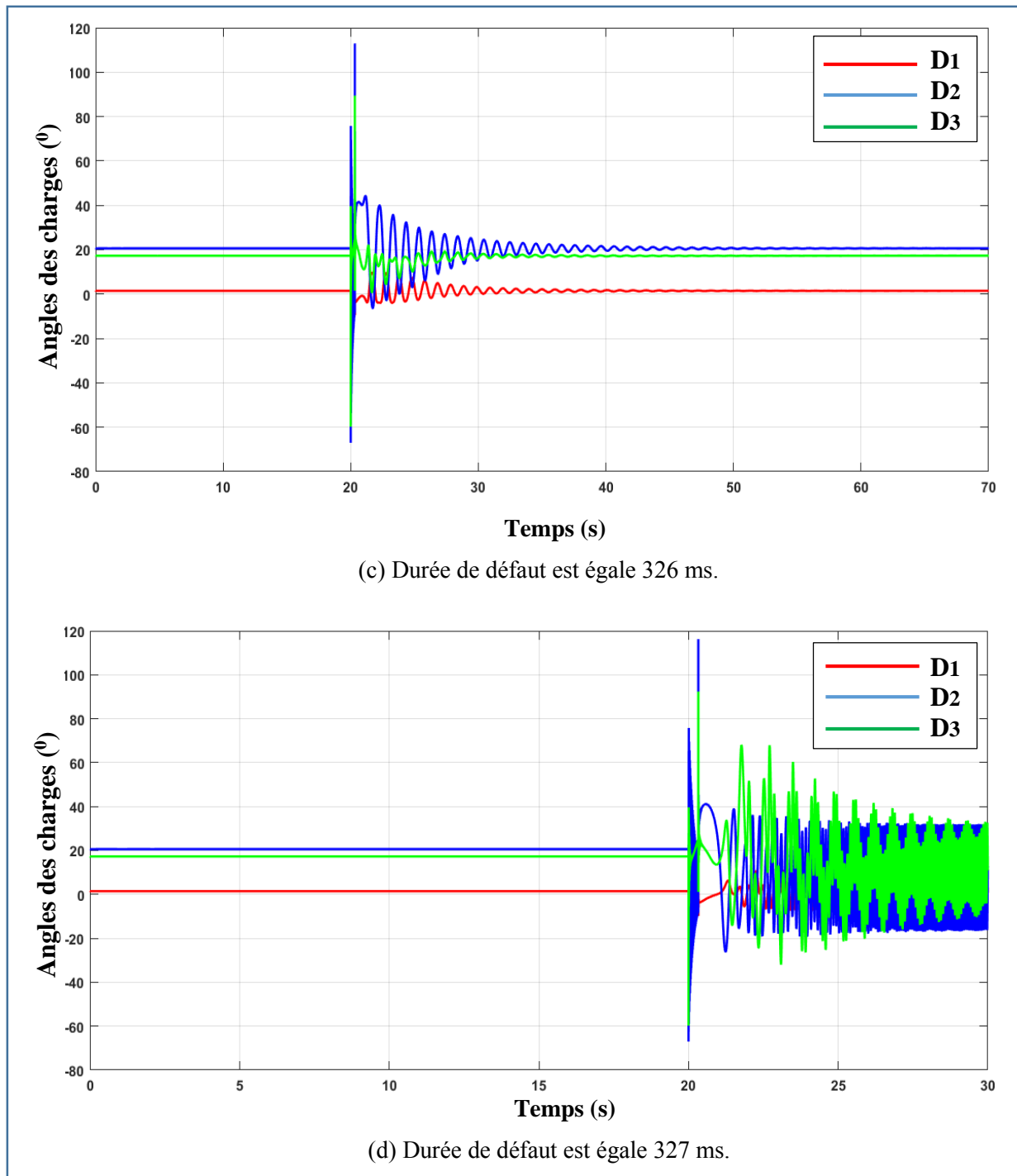


Figure 4.6 : Évolution de la vitesse de rotation des générateurs.

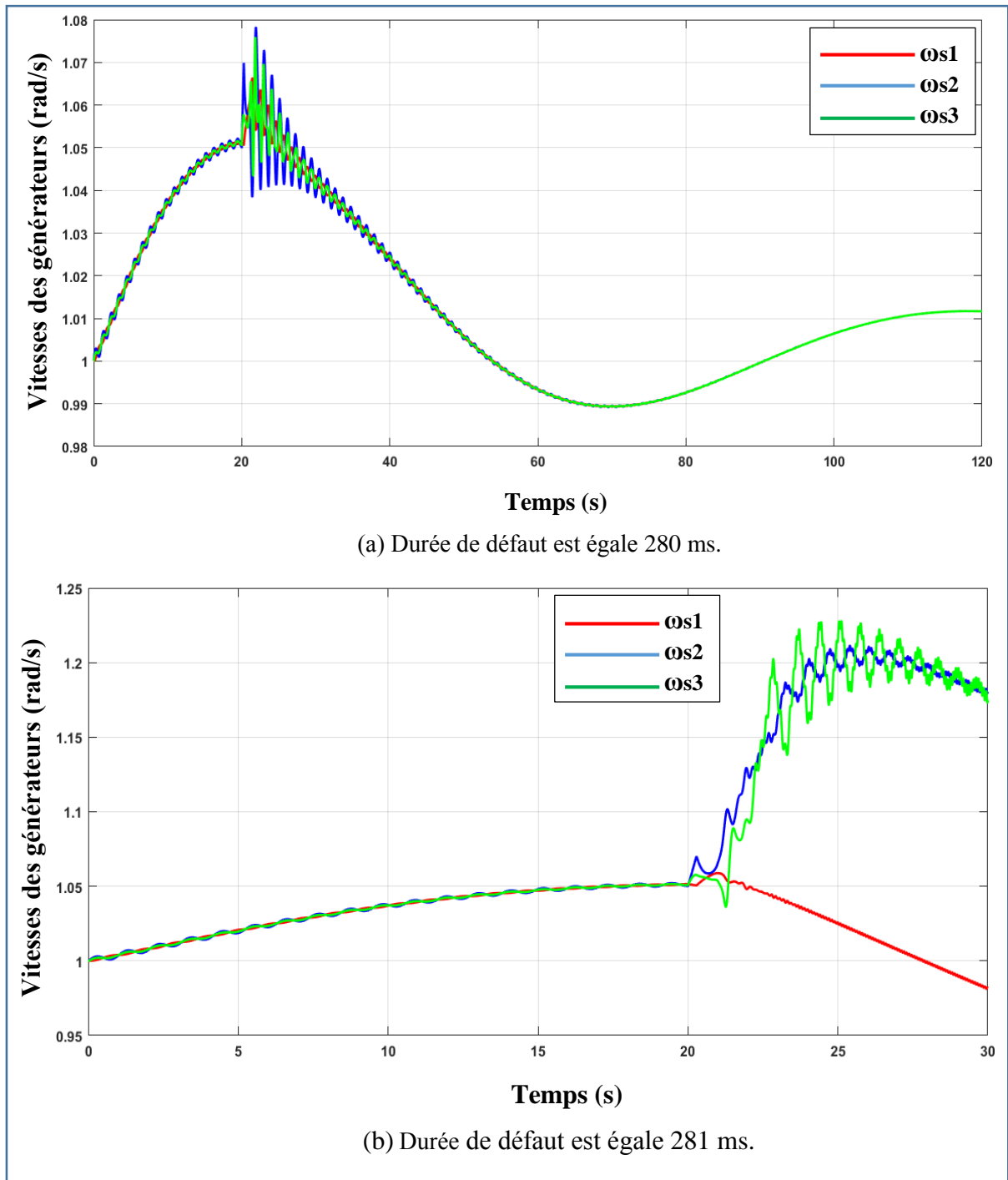


**Figure 4.7 :** Évolution des angles de charges.

Selon les deux figures 4.6 et 4.7, nous notons que le temps maximal de défaut peut-être supportée par le système est de 326 ms (figure 4.6(a) et la figure 4.7(a)). En outre, si l'on augmente le temps de défaut de 1 ms (durée de défaut égale à 327 ms), les vitesses des générateurs et les angles de charges ne convergent pas vers les valeurs nominales (figure 4.6(b) et la figure 4.7(b)). Par conséquent, nous pouvons dire que le système perd sa stabilité et le  $TC_{ID}$  est égale 326 ms.



Les résultats qui représentent la puissance active générée et l'impact d'intégration de source renouvelable (la source solaire photovoltaïque) sur l'évolution des vitesses des alternateurs et les angles des charges correspondantes sont illustrés dans les figures 4.9, 4.10 et 4.11 suivantes :



**Figure 4.9 :** Évolution de la vitesse de rotation des générateurs avec l'intégration de champ PV.

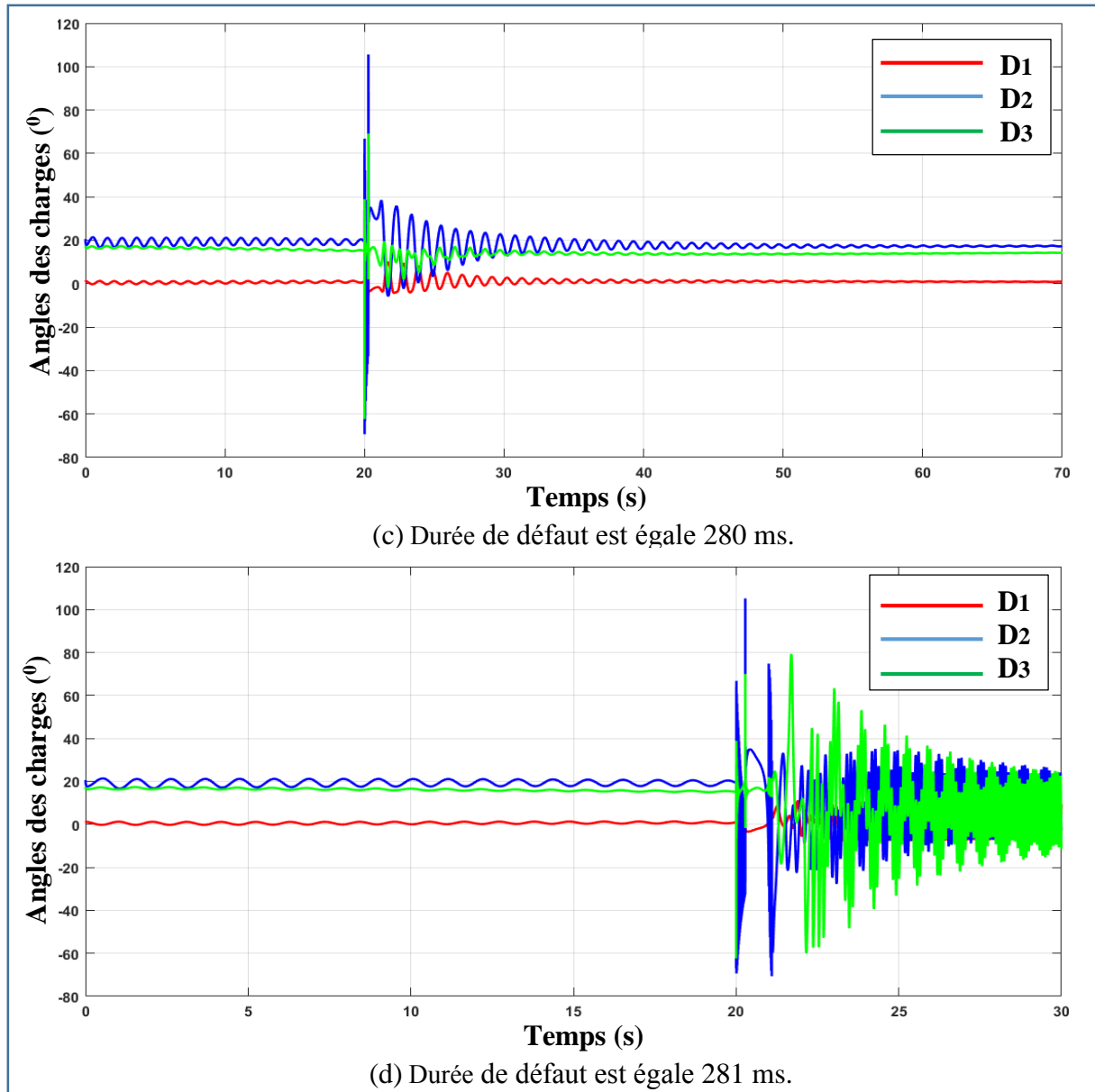


Figure 4.10 : Évolution des angles de charges avec l'intégration de champ PV.

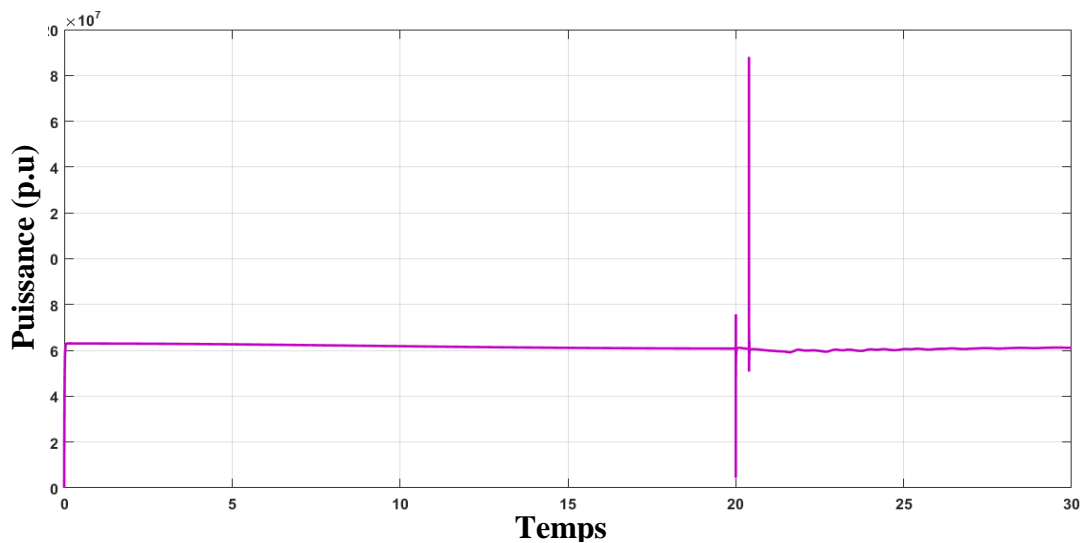


Figure 4.11 : Puissance générée par le champ photovoltaïque.

D'après les résultats précédents des vitesses des générateurs et les angles des charges, nous pouvons voir que l'intégration de source solaire se dégrade la stabilité transitoire de notre système, où elle réduisant le temps critique d'isolement de défaut de 326 ms à 280 ms.

**Mais est-ce que cette remarque est-elle toujours valide pour tous les restes jeux de barres ?**

Le tableau suivant répond à cette question, en changeant chaque fois que le site d'injection de la source photovoltaïque.

BUS	1	2	3	4	5	6	7	8	9
TC <sub>ID</sub> (ms)	393	280	330	391	391	387	125	353	352

**Tableau 4.1 :** TC<sub>ID</sub> selon le jeu de barres de l'installation d'énergie photovoltaïque.

On peut constater d'après le tableau précédent que le temps critique d'isolement de défaut est varié en fonction de l'emplacement de la source photovoltaïque, ce qui montre que cette source a un effet bénéfique lorsqu'elle est intégrée dans un endroit optimal.

#### 4.6 Impacts de l'intégration de parc éolien sur la stabilité des réseaux électriques

Cette partie étudie l'impact de l'énergie éolienne sur la stabilité transitoire de réseau électrique pour qu'une éolienne du type machine asynchrone à double alimentation (MADA) couplé avec le système électrique étudié. Cette génératrice permet le fonctionnement à vitesse variable en ajustant la vitesse du rotor de la génératrice en fonction de la vitesse du vent.

##### 4.6.1 Type de la turbine éolienne utilisée

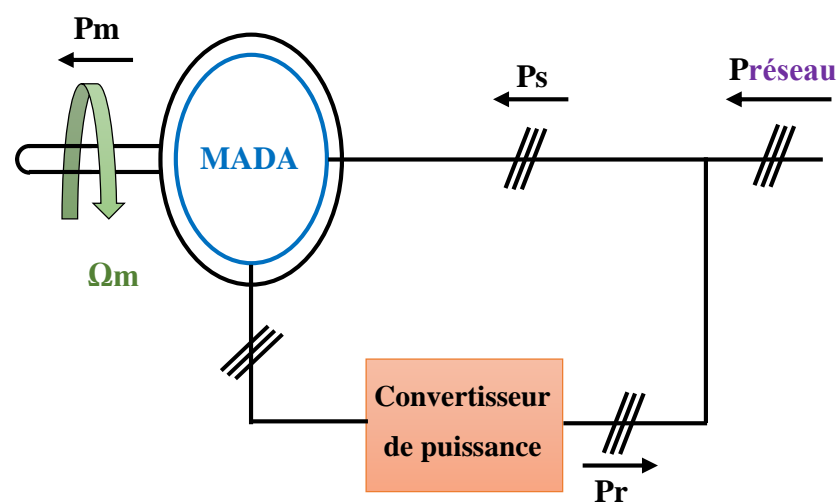
La majorité des turbines éoliennes installées sont à vitesse fixe, le nombre des éoliennes à vitesse variable ne cesse d'augmenter [109, 110]. L'intérêt de la vitesse variable pour une éolienne est de pouvoir fonctionner sur une large plage de vitesses de vent, et de pouvoir en tirer le maximum de puissance possible, pour chaque vitesse de vent.

La MADA est très populaire puisqu'elle bénéficie de certains avantages par rapport à tous les autres types à vitesse variable et elle est couramment utilisée dans l'industrie des éoliennes. Il existe de nombreuses raisons pour l'utilisation d'une génératrice asynchrone à double alimentation pour une éolienne à vitesse variable comme :

- Le réglage de vitesse de rotation du rotor en fonction de la vitesse du vent.

- La MADA permet un fonctionnement en génératrice hypo-synchrone et hyper-synchrone. On arrive ainsi à extraire le maximum de puissance possible.
- La réduction des efforts sur les parties mécaniques.
- La réduction du bruit et la possibilité du contrôle des puissances active et réactive.

La figure 4.12 est illustrée un schéma unifilaire correspondant à une phase de la MADA montre que les enroulements du stator sont connectés directement au réseau triphasé. Les enroulements du rotor sont reliés à des convertisseurs de puissance bidirectionnelle en courant donc, la puissance traversant ces convertisseurs peut alors être absorbée ou produite par la machine, selon le point de fonctionnement.



**Figure 4.12 :** Schéma unifilaire correspondant à une phase de la MADA connectée au réseau.

#### 4.6.2 Analyse de réseau électrique

Dans cette partie, nous examinons l'impact de l'énergie éolienne sur la stabilité transitoire pour qu'une éolienne de type MADA est couplée avec le système électrique étudié. Le parc éolien est connecté au jeu de barres n°1 à travers un transformateur T4 comme on le voit sur la figure 4.13.

La puissance active produite par la MADA est égale à 63 MW ce qui signifie 20 % des taux de pénétration par rapport à la puissance totale nécessaire à la consommation des charges A, B et C de ce réseau qui est égal à 315 MW.

Le temps critique d'isolement de défaut prenait comme indice pour évaluer le rendement de l'énergie éolienne pour améliorer la stabilité transitoire du système d'alimentation

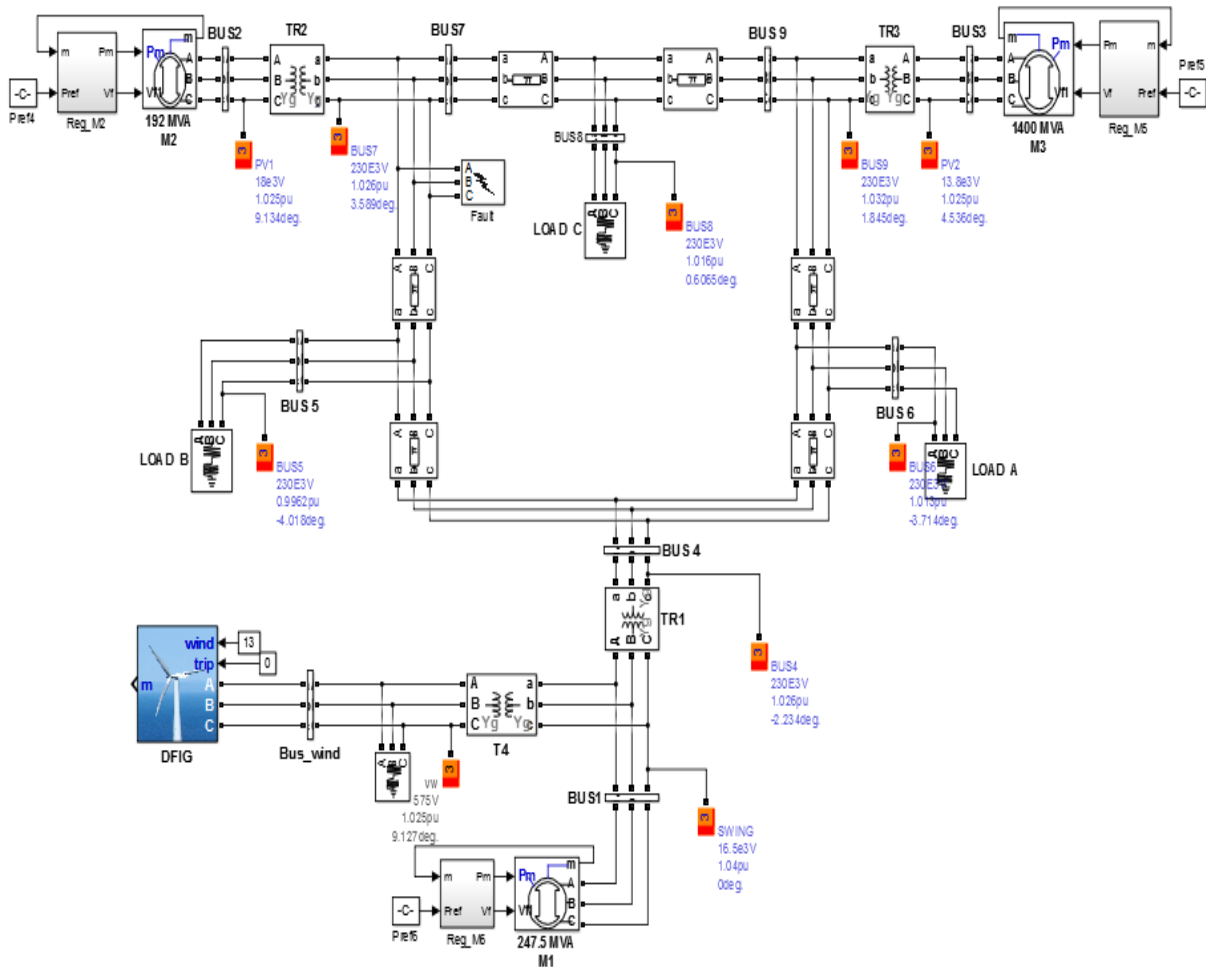


Figure 4.13 : Implémentation de la génératrice MADA dans le réseau 3 machine 9 nœuds.

Les données de la MADA étudiée se trouvent au tableau suivant :

<b>Tension nominale</b>	575 V
<b>Résistance statorique</b>	0.00706 pu
<b>Réactance de fuite statorique</b>	0.171 pu
<b>Réactance de magnétisation</b>	2.9
<b>Résistance du rotor</b>	0.005 pu
<b>Rotor réactance de fuite</b>	0.156 pu
<b>Constante d'inertie</b>	5.04
<b>Tension de bus continue Vdc</b>	1200 V
<b>Condensateur de bus continue</b>	$6 \times 10000e-6 \mu\text{F}$

Tableau 4.2 : Paramètres de la MADA utilisée.



### 4.6.3 Influence d'intégration de parc éolien sur le système

La MADA a besoin de plus de 15 seconds pour atteindre la vitesse de synchronisme nominale comme l'illustre la figure 4.14, c'est pour ça, on commence le défaut aux 20 s. On augmente la durée de temps de défaut jusqu'à ce qu'au moins un alternateur perde leur stabilité et ensuite on va calculer le  $TC_{ID}$  de notre système.

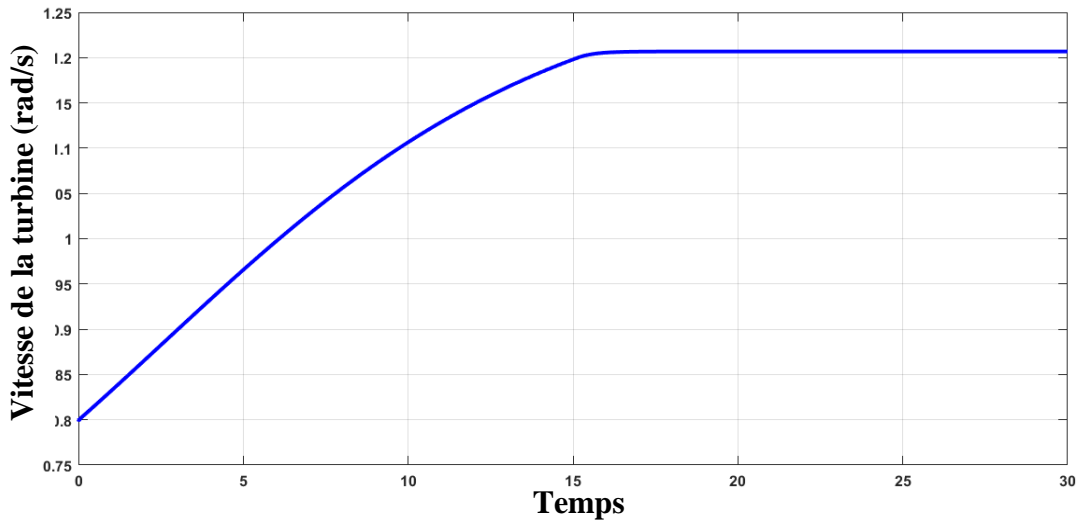


Figure 4.14 : Vitesse de la turbine éolienne.

#### 4.6.3.1 Résultats du système avec l'intégration de parc éolien

Pour bien évaluer l'impact de l'intégration d'éolienne sur le comportement de réseau (vitesses des alternateurs, angles des charges), on fait varier l'emplacement de l'éolienne à chaque fois et nous calculons le  $TC_{ID}$ . Le tableau 4.3 montre la variation de  $TC_{ID}$  en fonction de changement de l'intégration du parc éolien.

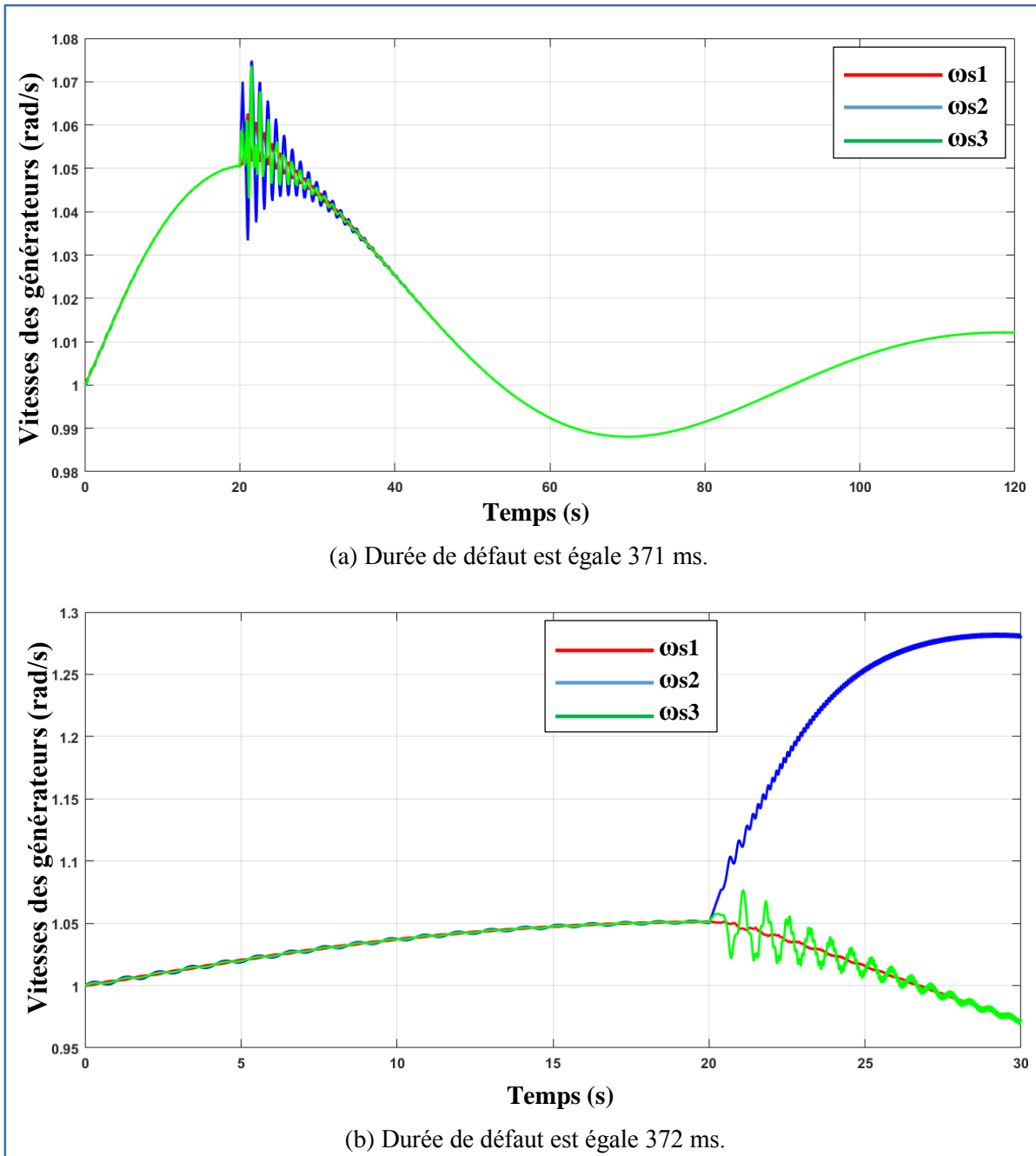
BUS	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$TC_{ID}$ (ms)	371	277	329	371	363	365	326	338	342

Tableau 4.3 :  $TC_{ID}$  selon le jeu de barres de l'installation d'énergie éolienne.

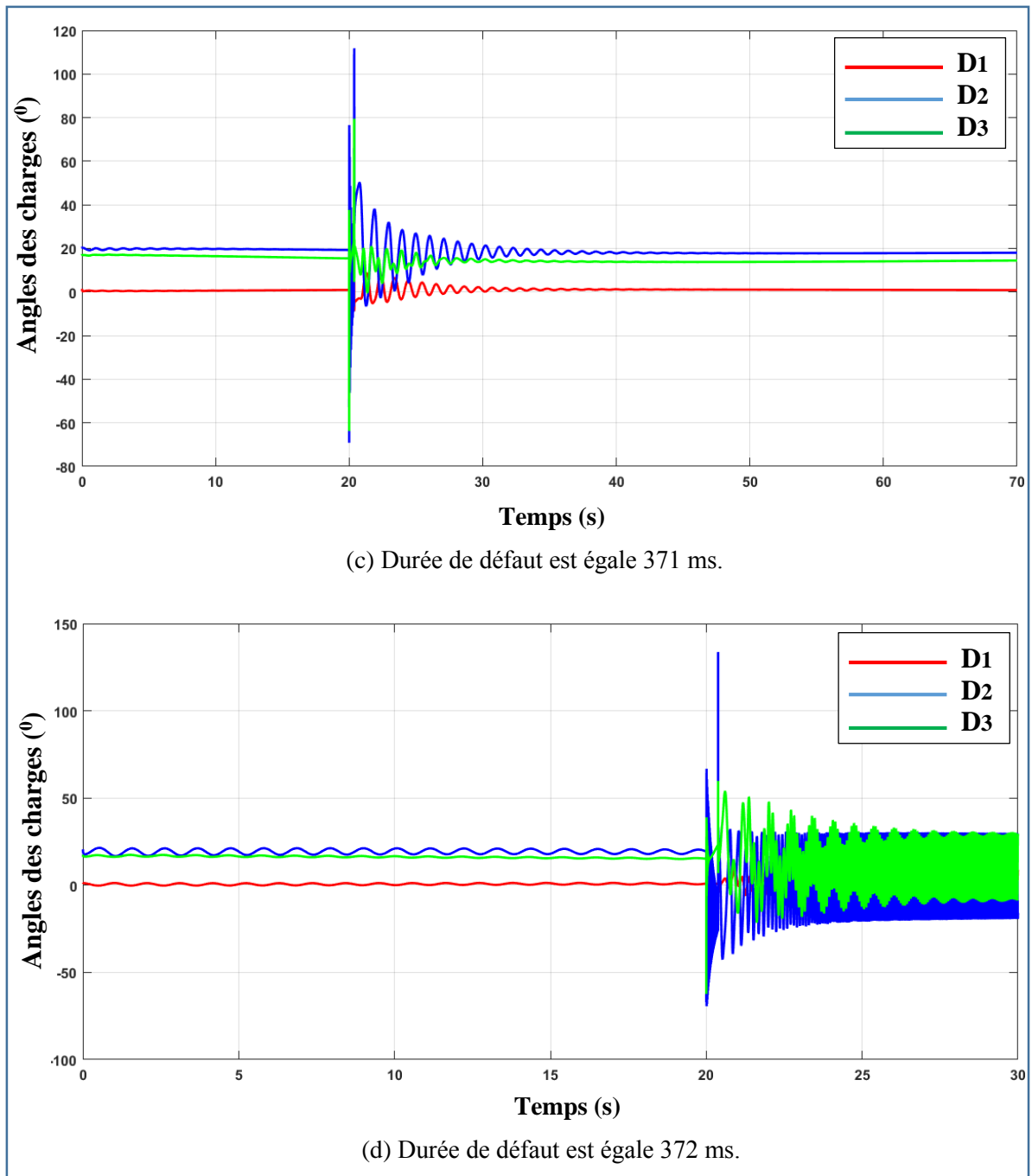
Il est très clair que l'emplacement des éoliennes est plus important pour l'intégration de cette énergie dans un réseau électrique. Dans ce test, nous voyons que l'installation de parc éolien sur le jeu de barres n°2 réduire le  $TC_{ID}$  de 326 ms à 277 ms comparativement aux résultats de test obtenus sans intégration de aucune source renouvelables dans notre RE. Cependant, l'installation de cette dernière énergie sur les deux jeux de barres n°1 et n°4 améliore bien le  $TC_{ID}$  de 326 ms à 371 ms. Donc, on peut en déduire que le lieu optimal pour l'intégration d'une éolienne est sur les jeux de barres n°1 et n°4 comme ce que nous avons trouvé dans l'essai précédent de l'intégration de champ solaire photovoltaïque au réseau d'étude.

En basant sur les deux tests précédents, on peut conclure que l'intégration de l'énergie photovoltaïque donne une amélioration plus importante de la stabilité de notre réseau électrique par rapport à celle obtenue par l'intégration de l'énergie éolienne.

Les figures 4.15 et 4.16 présentent respectivement la vitesse des générateurs et les angles de charges lorsque la MADA installée sur le jeu de barres n°1.



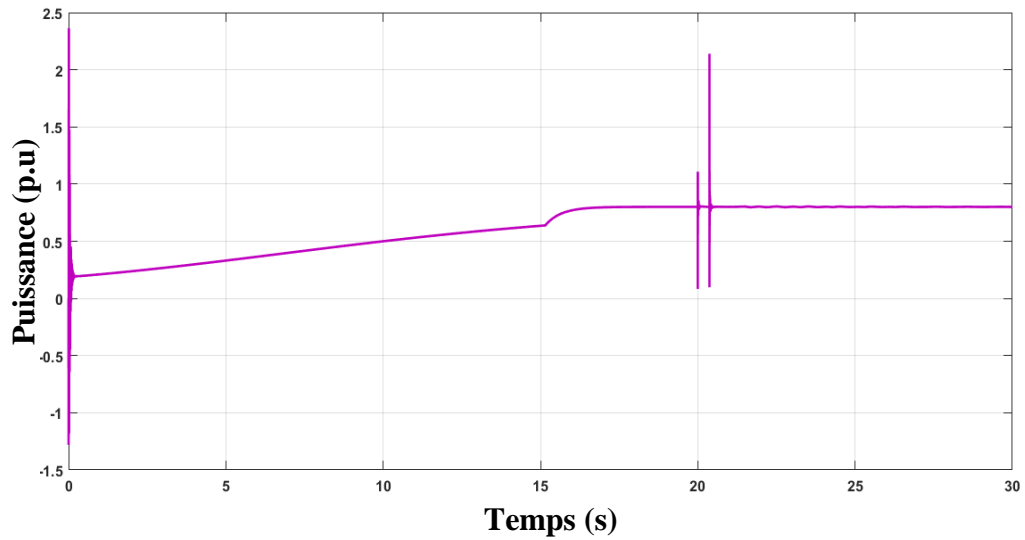
**Figure 4.15 :** Évolution de la vitesse de rotation des générateurs avec l'intégration de la turbine éolienne.



**Figure 4.16 :** Évolution des angles de charges avec l'intégration de turbine éolienne.

Les deux figures 4.15 et 4.16 montrent que l'intégration de l'énergie éolienne dans les réseaux électrique améliore sa stabilité transitoire et augmenter la durée maximum de temps de défaut ( $TC_{ID}$ ).

La caractéristique de l'éolienne conçue par leur puissance active est représentée sur la figure 4.17.



**Figure 4.17 :** Puissance totale fournie par la turbine éolienne.

#### 4.7 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons analysé l'impact des deux sources renouvelables (la turbine éolienne et le générateur photovoltaïque) sur la stabilité transitoire du réseau électrique. Les résultats obtenus montrent que l'utilisation de l'énergie éolienne et solaire photovoltaïque peut améliorer la stabilité du système d'alimentation et augmenter son temps critique d'isolement de défaut, mais ceci est lié à la situation idéale d'emplacement de ces deux énergies renouvelables au réseau électrique (la position optimale).

# Chapitre 05 :

Étude des systèmes hybrides

## 5.1 Introduction

L'augmentation des émissions de gaz à effet de serre devient un défi pour la transformation de la production d'énergie électrique à partir des énergies renouvelables. Les dernières années, l'Algérie et comme la plupart des pays du monde travaillent de minimiser la part de la puissance électrique générée via des sources d'énergie conventionnelle par la création des systèmes de production d'énergie renouvelables hybrides. Ces systèmes sont une combinaison entre des sources d'énergies renouvelables comme l'éolienne, le solaire photovoltaïque et les petites centrales hydroélectriques avec une source conventionnelle à base de combustible. En général, deux ou plus de sources renouvelables sont combinés pour former un système hybride où le manque dû à une source est compensé par l'autre. [111, 112, 113]. Les défis de problèmes d'instabilité de tension et de contrôler le flux de puissance dans les lignes électriques sont satisfaits par l'utilisation des techniques FACTS du type UPFC (Unified Power Flow Controller).

Dans cette partie de travail, on va tester le nouveau système hybride qui exploite le photovoltaïque ou/et l'éolienne avec le réseau d'étude (IEEE 3 machines 9 bus) en/sans présence de dispositifs FACTS du type UPFC. L'objectif de ce chapitre est faire une étude générale au système hybride et d'examiner l'influence d'insertion de ce système sur la stabilité transitoire à l'aide de logiciel MATLAB/SimPowerSystems.

## 5.2 Définition d'un système hybride

Un système hybride (SH) généralement, c'est un ensemble d'éléments de différentes natures ou de différentes fonctions. Le système hybride de génération d'énergie électrique est un système qui utilise plusieurs types de sources. Les combinaisons des sources de production décentralisées nouvelles ou renouvelables comme le photovoltaïque, les centrales hydroélectriques, l'énergie de la biomasse et l'éolienne avec une source de production conventionnelle (marche par un combustible fossile) créent le système hybride renouvelable (SHR). Ces systèmes peuvent être soit en fonctionnement autonome (dans les régions isolées) ou bien sont interconnectés au réseau électrique. Le but principal de ces systèmes est d'obtenir une génération d'électricité aux clients plus continue et durable.

---

### 5.3 Avantages et désavantages d'un système hybride

#### 5.3.1 Avantages

- Le système hybride augmente la fiabilité de l'énergie, évitant ainsi des coûts importants avec des pannes de courant.
- Réduire les impacts environnementaux. Elle contribue à diminuer le niveau de pollution causé par les sources fonctionnant avec les carburants fossiles.
- Réduction de la consommation de carburant par l'ajout d'une source d'énergie renouvelable.
- Les systèmes d'énergies hybrides sont polyvalent parce qu'ils possèdent plusieurs sources d'énergie.
- Comme il est renouvelable de sorte qu'il soit en abondance et de longue durée.
- Peut-être l'option le moins cher où le carburant est plus couteuse et la source d'énergie renouvelable est bonne.
- Flexible, extensible et capable de satisfaire des charges évolutives par le système multi-sources.

#### 5.3.2 Désavantage

- Les systèmes hybrides sont généralement plus complexes donc un effort accru de conception et plus de complexité dans le fonctionnement.
- Nécessite du système de stockage.

### 5.4 Configurations des systèmes hybrides

Les différentes types des systèmes hybride renouvelables peuvent être raccordés en plusieurs configurations possibles sont : architecture à bus à courant continu CC ; architecture à bus à courant alternatif AC et architecture à bus mixte CC/AC.

#### 5.4.1 Configuration à bus à CC

Cette configuration signifie que toute l'énergie électrique converge vers un bus à courant continu. Dont, la puissance fournie à travers de chaque source est centralisé sur un bus à CC. La puissance délivrée par les sources d'énergie à courant alternatif (CA) doit convertie en CC via à un redresseur. Les charges à CA sont alimentées par un onduleur (CC/CA) en série avec un/des générateurs diesel à partir du bus à CC et doivent suivre la consigne fixée par l'amplitude et la fréquence [114, 115]. Les batteries et l'onduleur sont dimensionnés pour alimenter les pics de charge, alors que les générateurs diesels sont utilisés afin d'alimenter les pics de charge et les batteries en même temps. La figure 5.1 représente le système hybride configuré à bus à CC.

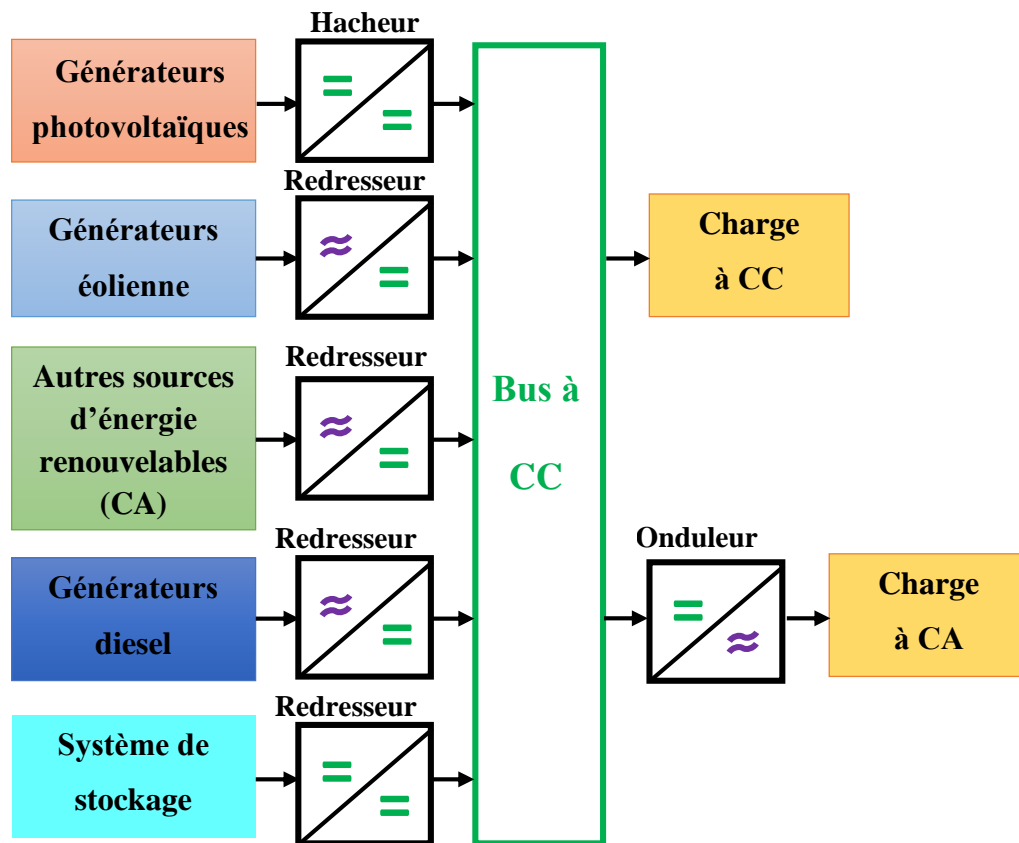


Figure 5.1 : Configuration du système hybride à bus à CC.

Quelques avantages de cette architecture sont :

- Un simple système de commande grâce au raccordement de toutes les sources sur un seul bus à courant continu.
- Le générateur diesel peut être optimisé de telles manières qu'il fonctionne à sa puissance nominale pendant le processus de chargement de batteries.

Inconvénient :

- Un faible rendement de système global, c'est l'inconvénient major de cette configuration.

#### 5.4.2 Configuration à bus à CA

Dans cette architecture, toutes énergies produisent par les différentes sources sont rassemblées au bus à courant alternatif comme montrée sur la figure 5.2. Cette configuration permet désormais de réaliser des systèmes flexibles constitués de composants modulaires. Le système peut en outre d'être élargi en toute simplicité par ajout de composants ou des générateurs électriques pour répondre à la demande de charge croissante [116, 117, 118].

Tous les composants de SHR (les générateurs et les unités de stockage) fonctionnent en parallèle dans le cas d'un appel d'énergie plus fort de charge (consommation élevée surtout



aux heures de pointe). Par contre pendant les faibles demande de charge, les générateurs et le système de stockage sont à l'état de repos sauf par exemple l'éolienne ou le générateur photovoltaïque qu'il est fonctionné pour reprend les besoins de la charge.

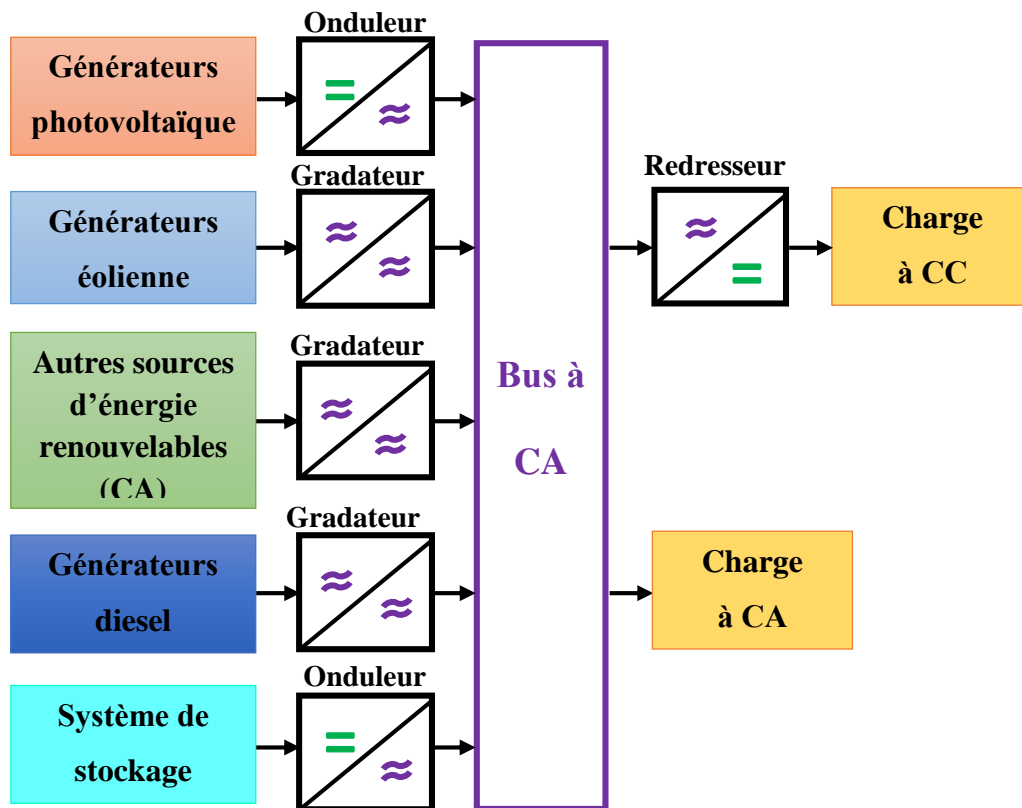


Figure 5.2 : Système hybride PV / Eolienne / Diesel à bus à CA.

Le raccordement de toutes les sources de production d'énergie sur un seul bus à CA complique le système de commande. Cependant, la réalisation de cette architecture est relativement compliquée à cause du fonctionnement parallèle, en synchronisant les tensions de sortie avec les tensions de charge [119].

### 5.4.3 Configuration mixte

L'architecture mixte, c'est une combinaison entre les deux configurations à bus à CC et à CA. Elle a des performances plus grandes par rapport aux dispositifs précédents en point de vue rendement. Les générateurs diesel et les autres sources d'énergies renouvelables peuvent être alimentés une partie de la charge à courant alternatif de façon directe. L'onduleur et le générateur diesel peuvent fonctionner en mode autonome ou en parallèle en synchronisant leurs tensions en sortie. Un convertisseur bidirectionnel peut jouer le rôle des deux convertisseurs (le redresseur et l'onduleur) situés entre le bus à CC et à CA.

L'onduleur bidirectionnel à double fonction quand il y a un surplus d'énergie de la part des sources à CA, charge le parc batteries où il peut alimenter les pics de charge quand le générateur diesel est surchargé [116, 120, 121].

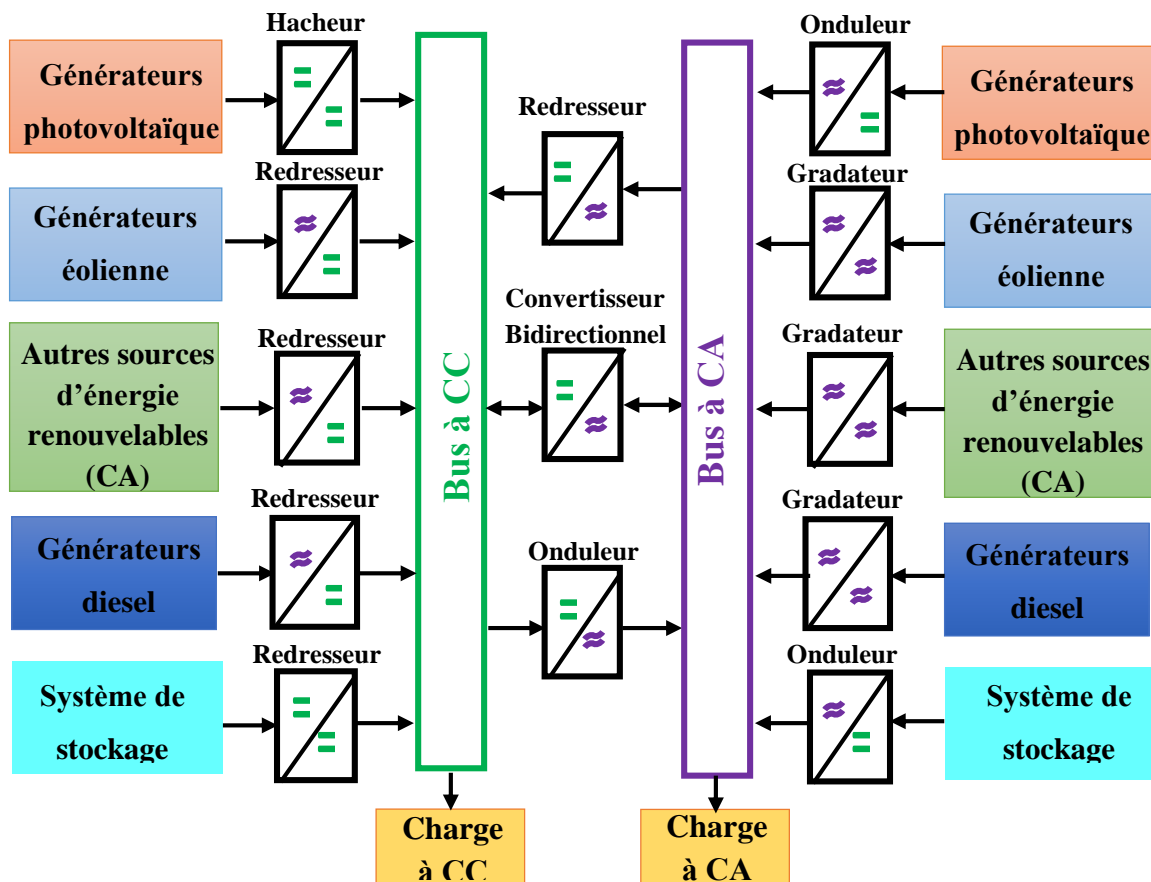


Figure 5.3 : Système hybride à bus mixte (parallèle).

Les avantages de cette architecture sont :

- Les sources renouvelables et l'onduleur peuvent fonctionner en parallèle afin d'alimenter les pics de charge.
- La marche de l'onduleur et les générateurs diesel en mode autonome et parallèle assurent une bonne flexibilité de fonctionnement du système. Quand la demande de charge augmente l'un ou l'autre peut générer l'énergie nécessaire.
- La possibilité de réduction de la puissance nominale du générateur diesel et de l'onduleur sans affecter la capacité du système à alimenter les pics de charge.

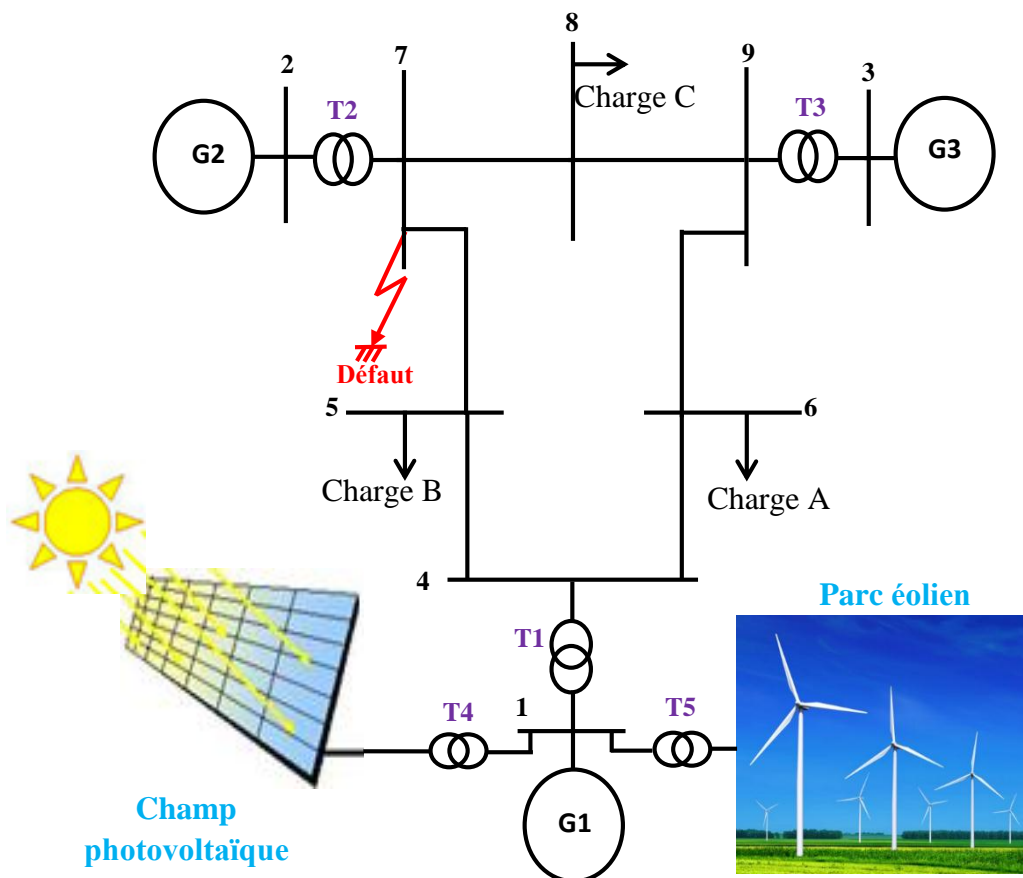
L'inconvénient lié à cette configuration, c'est sur la complexité de réalisation à cause du fonctionnement parallèle de l'onduleur, qui doit être capable de fonctionner en mode autonome et non-autonome en synchronisant les tensions en entrée avec les tensions en sortie des générateurs diesel.

### 5.5 Simulation de différentes structures des systèmes hybrides

Dans cette partie, on va illustrer l'impact des différentes structures de système hybride sur la stabilité électrique du réseau 3 machines 9 nœuds. Les simulations feront sur les diverses structures ci-dessous montrent l'influence de combinaison des énergies renouvelables (éolienne et solaire photovoltaïque) avec les techniques FACTS du type UPFC sur la stabilité électrique transitoire de notre system.

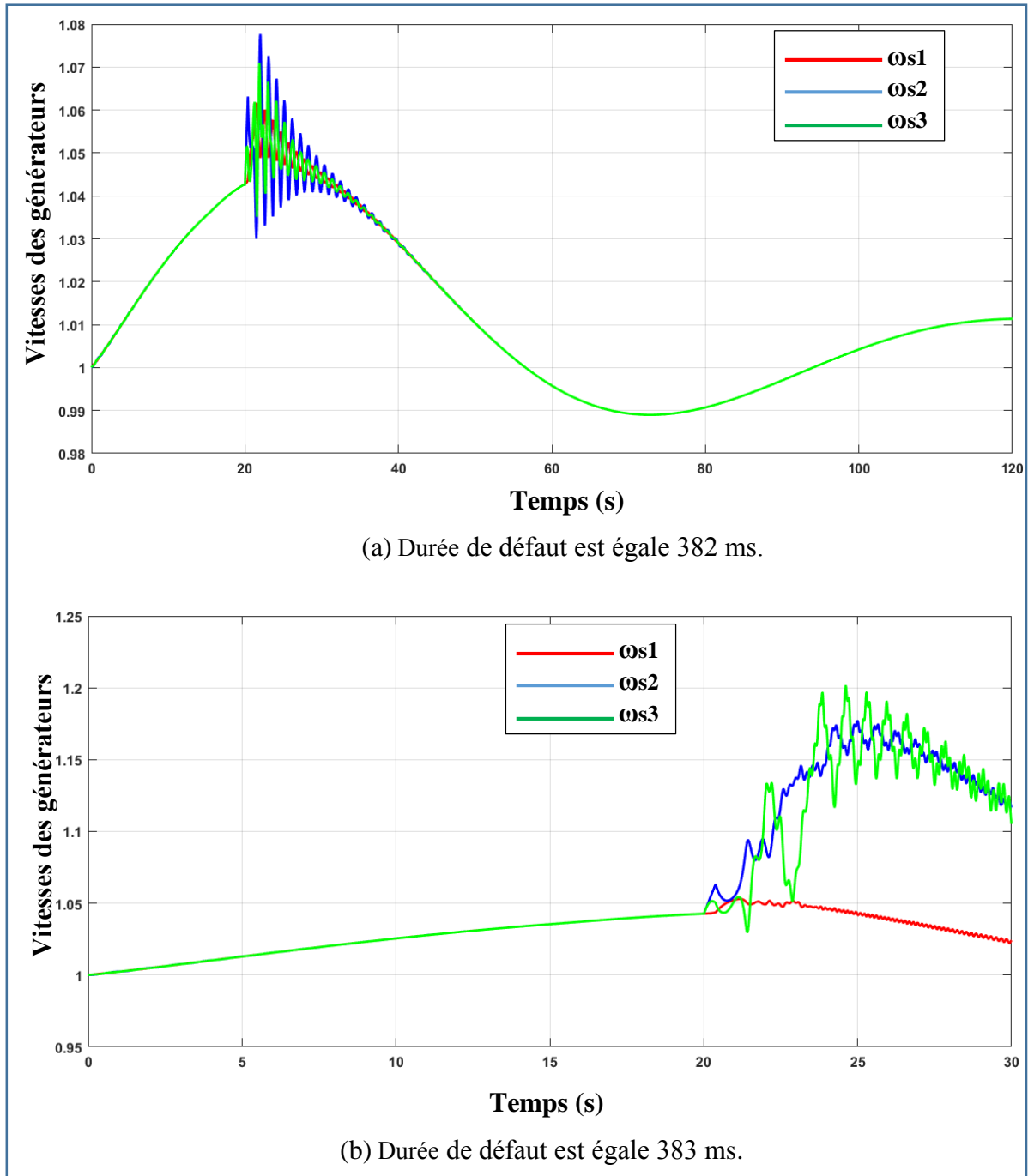
#### 5.5.1 Structure PER : PV, Eolienne et Réseau

La puissance fournie par les deux sources d'énergies renouvelables est égale à 63 MW et cette puissance est divisée également entre eux (31,5 MW produite par le champ photovoltaïque et 31,5 MW fournie par le parc éolien). La totalité de puissance renouvelable représente un taux de pénétration de 20 % par rapport à la puissance totale alimentée la consommation de ce réseau qui est égale à 315 MW. Le champ PV et le parc éolien sont connectés au jeu de barres n°1 à travers un transformateur T4 et T5 respectivement comme la montre à la figure 5.4.

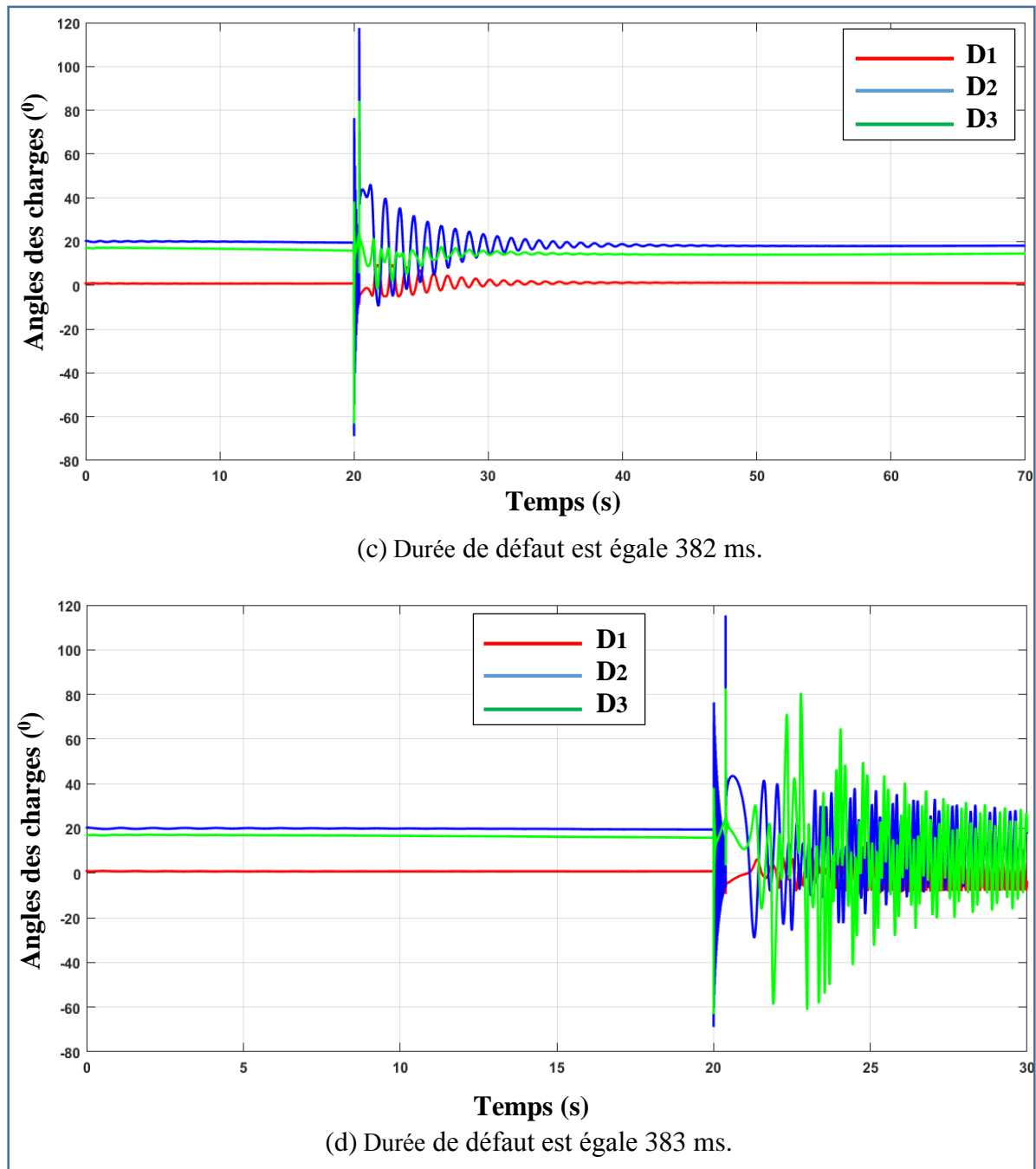


**Figure 5.4 :** Deux sources renouvelables photovoltaïque et éolienne connectées au réseau étudié.

Les résultats qui représentent l'impact d'intégration de deux sources renouvelables (la source solaire photovoltaïque et l'éolienne) sur l'évolution des vitesses alternateurs et les angles des charges correspondantes sont présentés dans les figures 5.5 et 5.6 ci-dessous :



**Figure 5.5 :** Évolution de la vitesse de rotation des générateurs avec l'intégration de champ PV.



**Figure 5.6 :** Évolution des angles de charges avec l'intégration de champ PV.

La simulation de cette structure hybride PER (PV, Eolienne et Réseau) donne des résultats importants, en augmentant le temps critique d'isolement de défaut de 326 ms (sans ces deux sources d'énergies renouvelables trouvées au chapitre précédent) à 382 ms.

5.5.2 Structure PUR : PV, UPFC et Réseau

5.5.2.1 Description et fonctionnement de l'UPFC

L'UPFC est un dispositif qui se peut contrôler indépendamment ou séparément tous les paramètres affectant le transit de puissance sur une ligne de transmission. Elle peut avoir divers modes de fonctionnement lorsque la tension injectée en série avec des amplitudes différentes et l'angle de phase. Comme montrant à la figure 5.7.

Il se compose de deux onduleurs de tension VSC (convertisseurs statiques de tension) [122, 123, 124]. Le convertisseur de shunt est connecté en parallèle au réseau par l'intermédiaire d'un transformateur triphasé qu'il est utilisé à travers la liaison continue pour fournir la puissance nécessaire au convertisseur série active. Il réalise aussi la fonction de compensation d'énergie réactive puisqu'il peut fournir ou absorber de la puissance réactive, indépendamment de la puissance active au réseau. Le deuxième convertisseur série est placé entre le point de départ et le point d'arrivée à partir de trois transformateurs monophasés. Il injecte une tension réglable  $V$  et fournit les puissances actives et réactives nécessaires au convertisseur série. Peut donc dire que l'UPFC sert comme une combinaison d'un convertisseur statique synchrone shunt (STATCOM) et un convertisseur statique synchrone série (SSSC) relié par une liaison continue (DC-link) [125]. La tension du DC-link est soutenue par un condensateur.

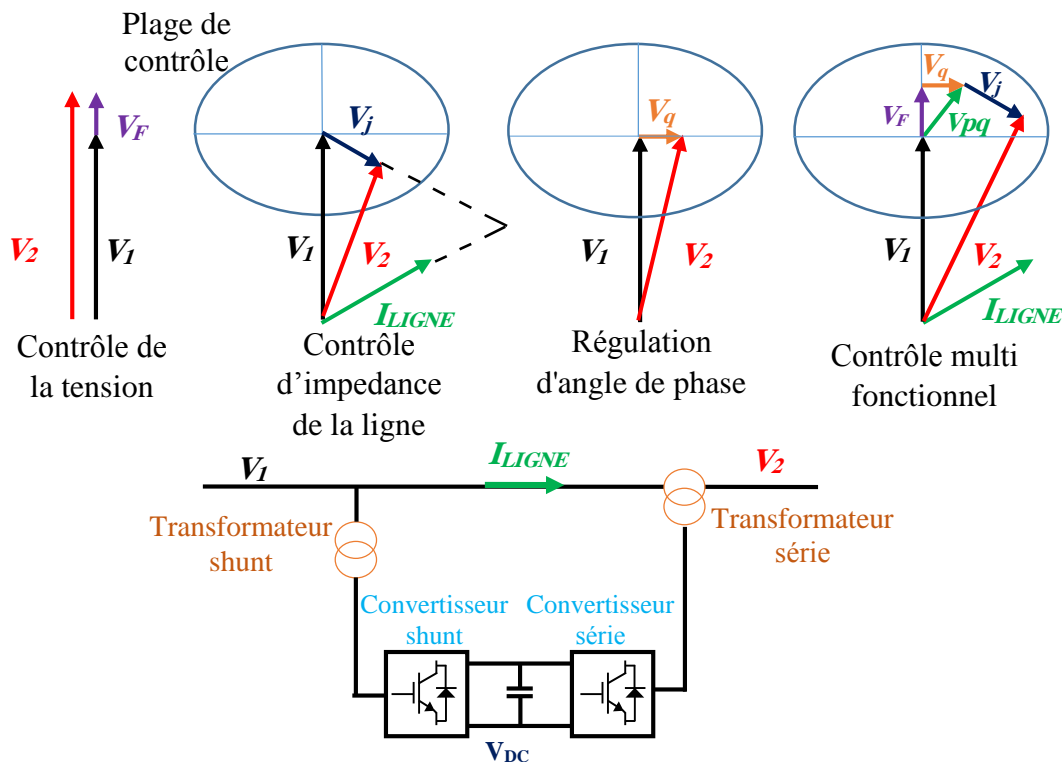


Figure 5.7 : Schéma représentatif de l'UPFC.

5.5.2.2 Influences d'intégration du champ photovoltaïque avec l'UPFC

Dans ce test, nous avons connecté le champ PV (de 63 MW) au jeu de barres n°1 qu'il est représenté la position optimale d'emplacement trouvé dans les tests de chapitre précédent. L'UPFC est placé dans la ligne qui reliant le jeu de barres n°4 avec le jeu de barres n°5 comme illustré au schéma de simulation de la figure 5.8. Les données de l'UPFC utilisé se trouvent à l'annexe D.

L'objectif de l'emplacement UPFC est afin d'augmenter le transit de puissance active et réactive entre les deux jeux de barres n°4 et n°5 d'une part, d'autre part de vérifier son influence sur l'amélioration de stabilité de réseau électrique en présence d'un défaut important et d'une énergie renouvelable comme le solaire photovoltaïque.

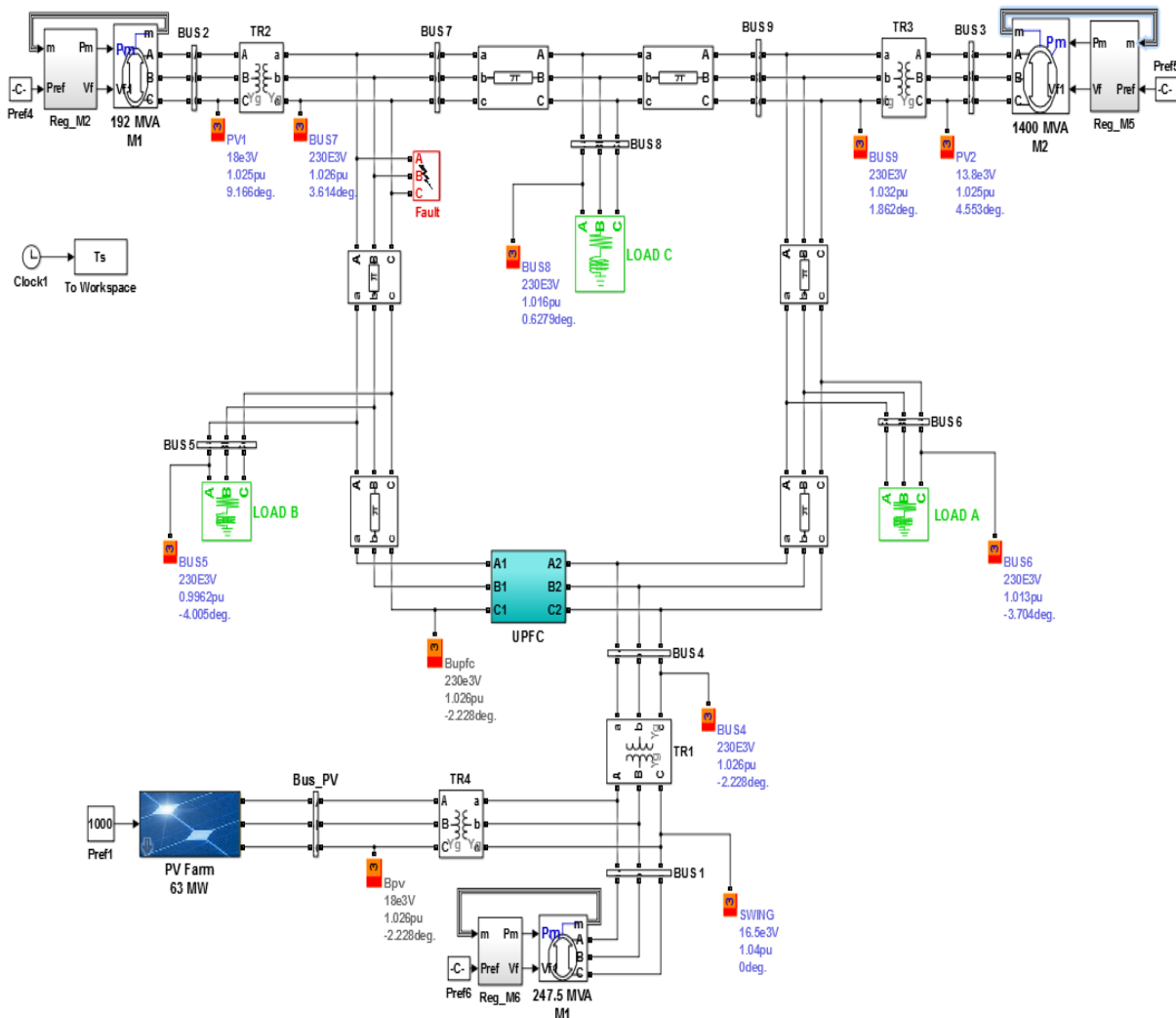


Figure 5.8 : Réseau 3 machines 9 nœuds implémentés au Sim-Power-System.

Les résultats obtenus de la structure PUR (PV, UPFC et Réseau) donnent des améliorations plus importantes, en augmentant le temps critique d'isolement de défaut de 326 ms à 423 ms. Par conséquent, la combinaison de générateur photovoltaïque avec la technologie de l'UPFC devient une moyenne la plus efficace pour l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux d'une part et d'autre part, de réguler le transit de puissance dans les lignes électriques.

Les figures 5.9 et 5.10 résument l'effet d'énergies photovoltaïques et l'UPFC sur la stabilité du réseau électrique d'essais.

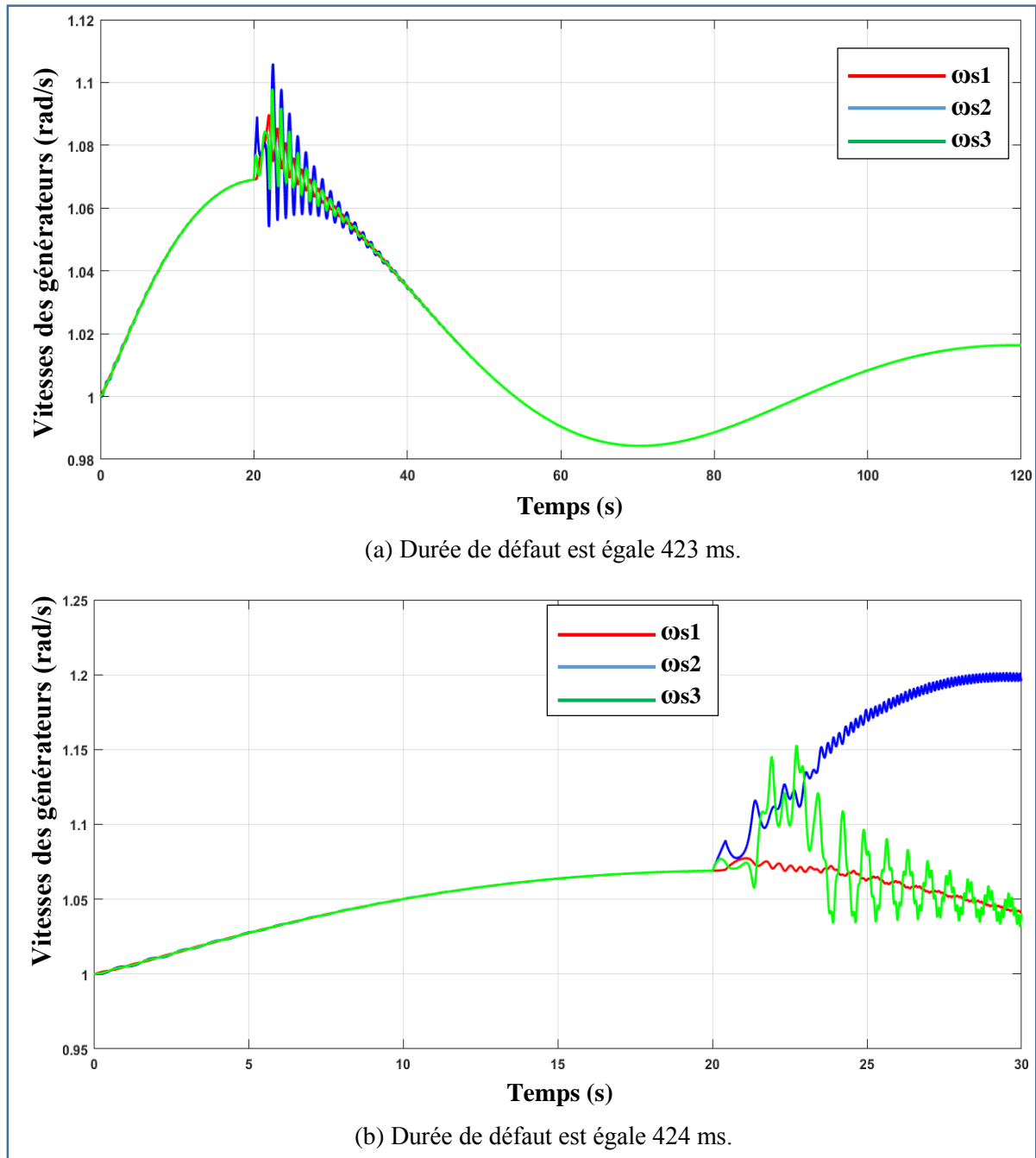
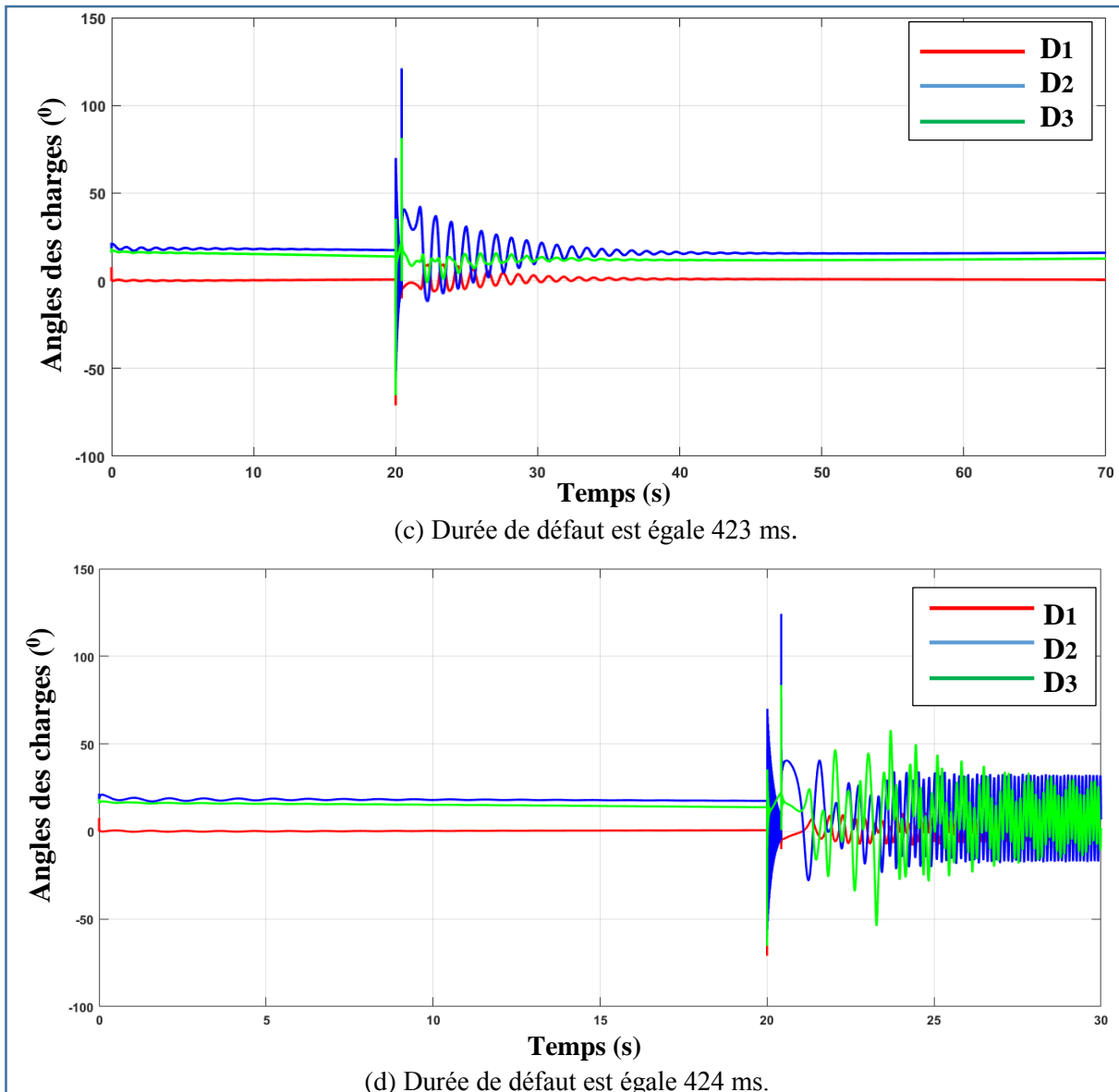


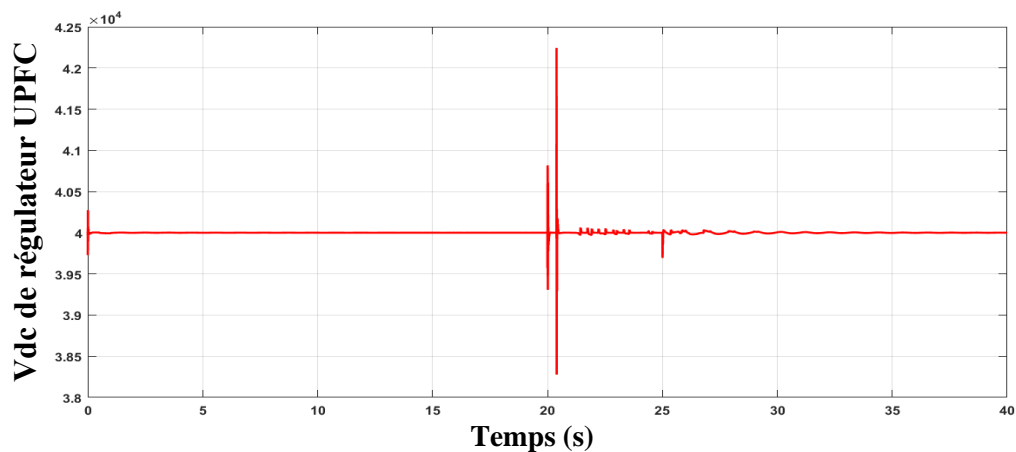
Figure 5.9 : Évolution de la vitesse de rotation des générateurs.





**Figure 5.10 :** Évolution des angles de charges.

La figure 5.11 représente la tension continue  $V_{dc}$  qui est très nécessaire pour analyser le comportement de régulateur de transite d'énergie l'UPFC.



**Figure 5.11 :** Tension continue  $V_{dc}$  de l'UPFC.

### 5.5.3 Structure EUR : Eolienne, UPFC et Réseau

Par cette structure (la figure 5.12), on va examiner l'impact de l'énergie éolienne en présence de technologie FACTS (UPFC) sur la stabilité transitoire pour qu'une éolienne de type MADA est couplée avec le système électrique étudié. La puissance active produite par la MADA est égale à 63 MW.

Le temps critique d'isolement de défaut prenait comme indice pour évaluer le rendement de l'énergie éolienne et l'UPFC pour améliorer la stabilité transitoire du système d'alimentation. Le TC<sub>ID</sub> comme nous l'avons expliqué précédemment, c'est le temps maximum que notre réseau peut supporter un défaut sans perdre sa stabilité.

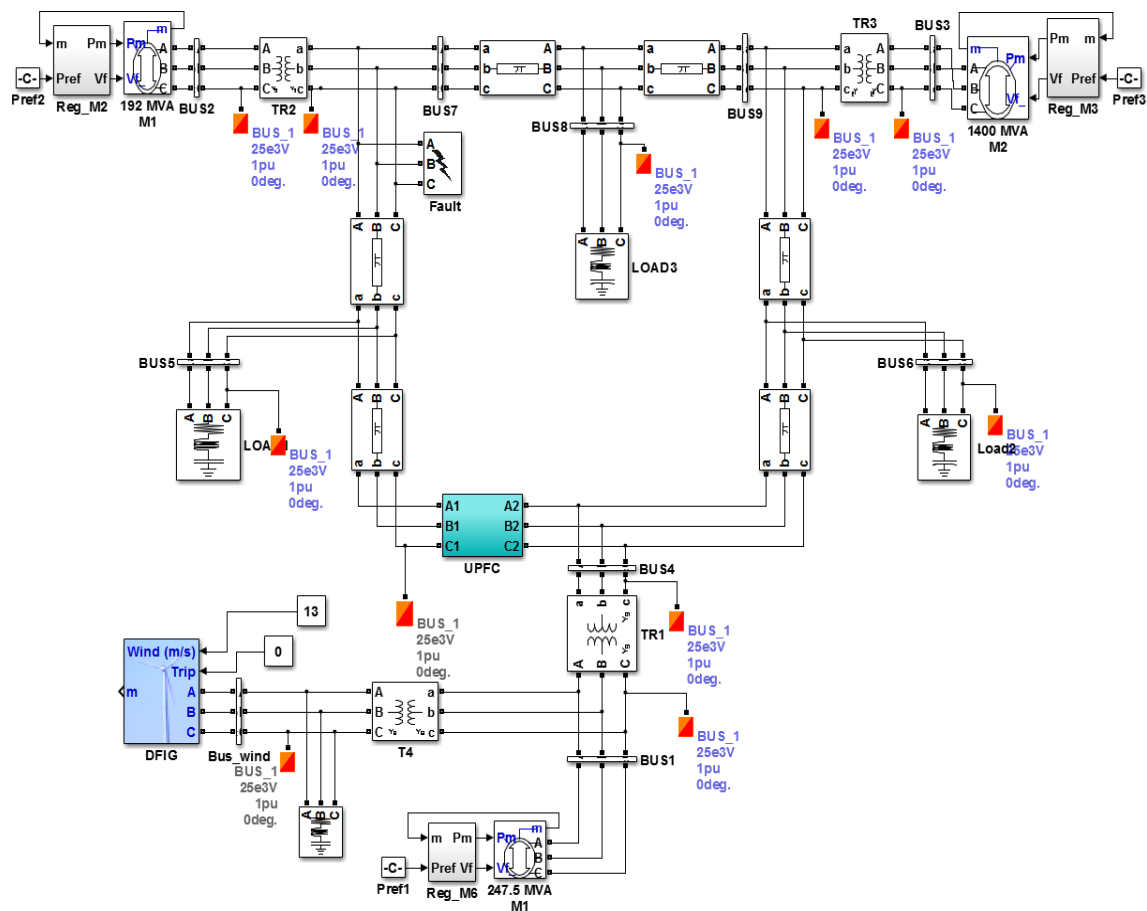
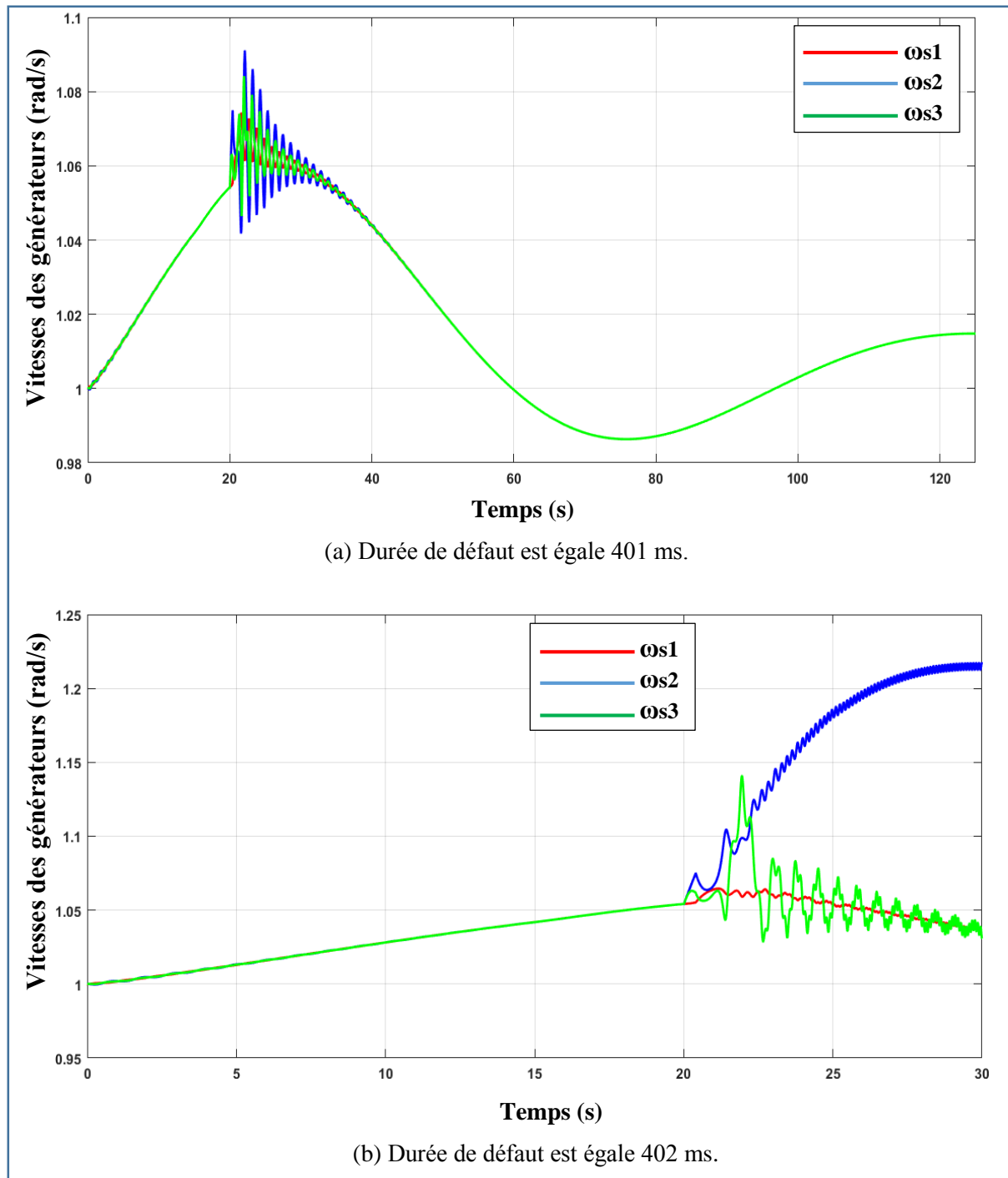
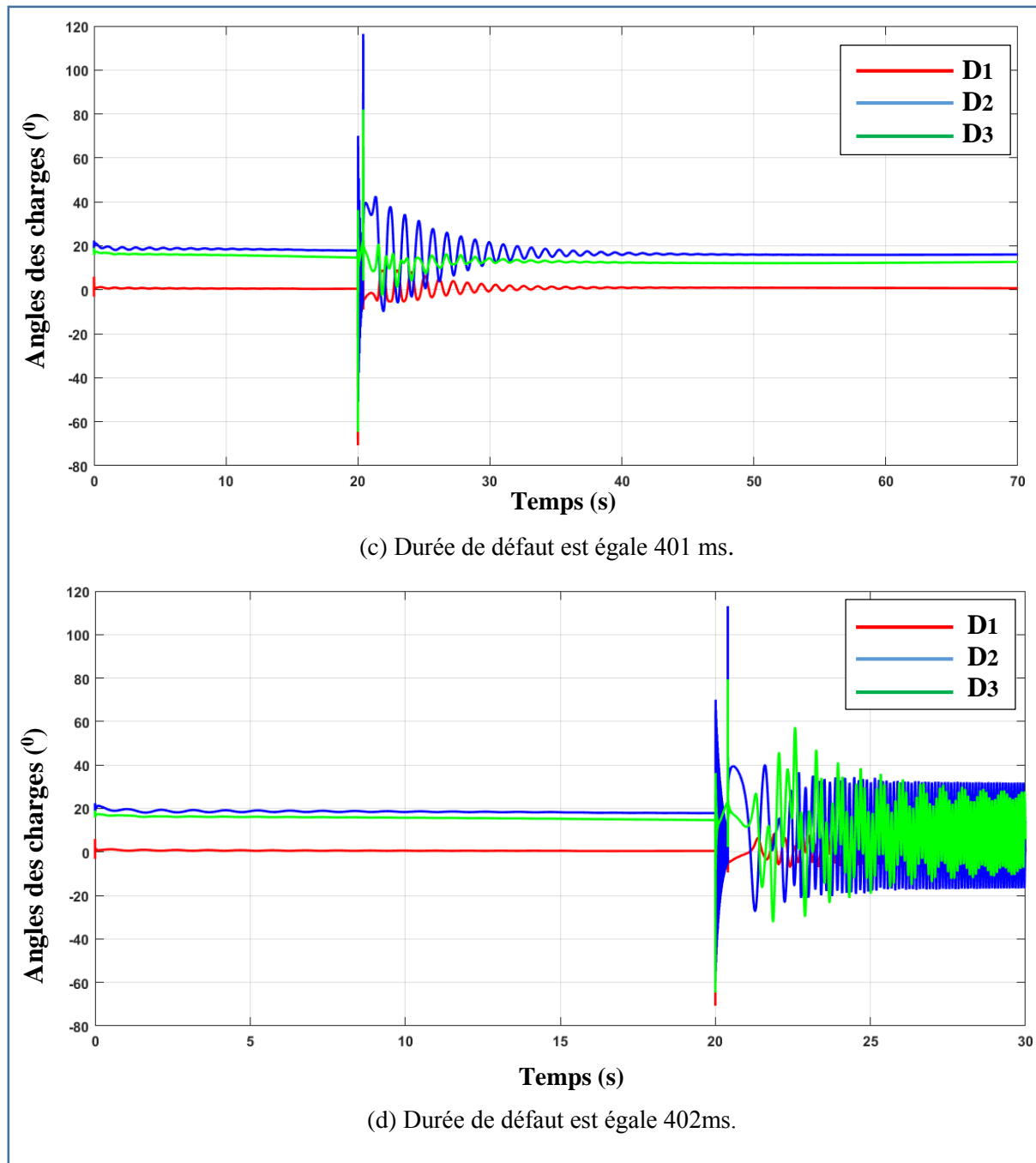


Figure 5.12 : La génératrice MADA et L'UPFC implémenté au réseau  
3 machines 9 nœuds.

Les figures 5.13 et 5.14 résument l'impact de l'arrangement de dispositif UPFC avec la MADA (la source d'énergie éolienne) sur la stabilité transitoire de notre système.



**Figure 5.13 :** Évolution de la vitesse de rotation des générateurs avec l'intégration de la MADA et l'UPFC.



**Figure 5.14 :** Évolution des angles de charges avec l'intégration de la MADA et l'UPFC.

Nous voyons que le  $TC_{ID}$  augmente de 326 ms à 401 ms lorsque l'UPFC est installé avec le parc éolien qu'il est intégré dans le lieu optimal (jeu de barres n°1). L'utilisation des dispositifs FACTS (UPFC) avec une source d'énergie renouvelable telle que l'énergie éolienne peut améliorer la stabilité du système d'alimentation et augmenter le temps maximal pour éliminer le défaut.

La figure 5.15 exprime la réponse de l'UPFC présentée par la tension continue  $V_{dc}$ .

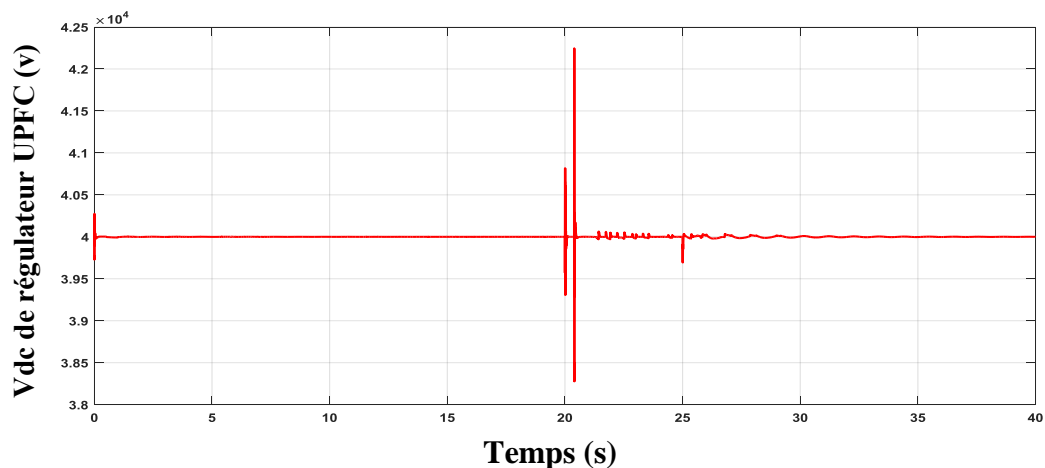


Figure 5.15 : La tension continue Vdc de l'UPFC.

### 5.5.4 Structure PEUR : PV, Eolienne, UPFC et Réseau

Pour montrer l'efficacité de combinaison des nouvelles technologies FACTS/énergies renouvelables sur la stabilité des réseaux électriques par l'amélioration de  $TC_{ID}$ , nous avons testé la dernière structure PEUR par l'installation d'un UPFC entre les deux jeux de barres n°4 et n°5 avec un parc d'éolien et un champ photovoltaïque placés dans la position optimale au jeu de barres n°1 comme la montre à la figure 5.16. La puissance fournie par les deux sources d'énergies renouvelables est égale à 63 MW et cette puissance est divisée également entre eux (31.5 MW a été généré par le champ photovoltaïque et 31.5 MW est fournie par le parc éolien).

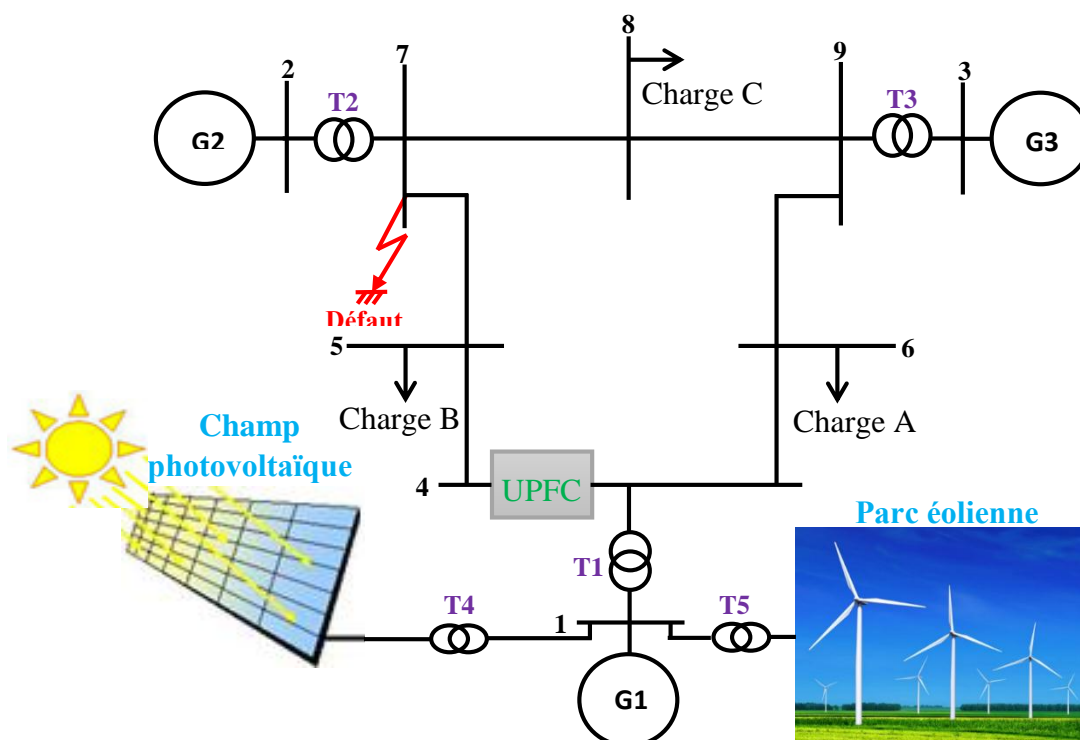


Figure 5.16 : Implémentation de la MADA, le PV et l'UPFC dans le réseau 3 machines 9 nœuds.

Les figures 5.17 et 5.18 représentent l'effet du système hybride PEUR (PV, Eolienne, UPFC et Réseau) sur la stabilité du réseau électrique d'essais.

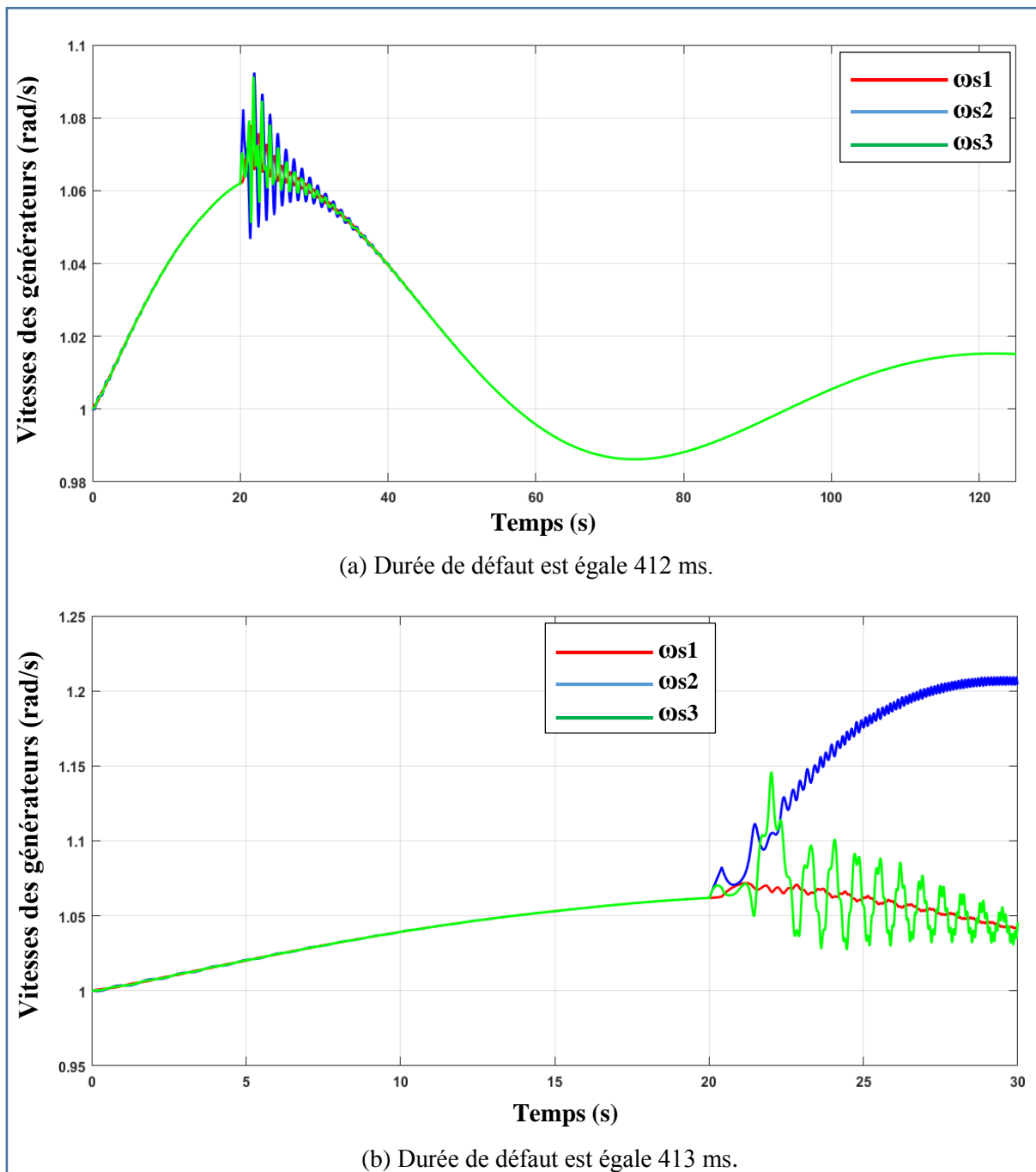
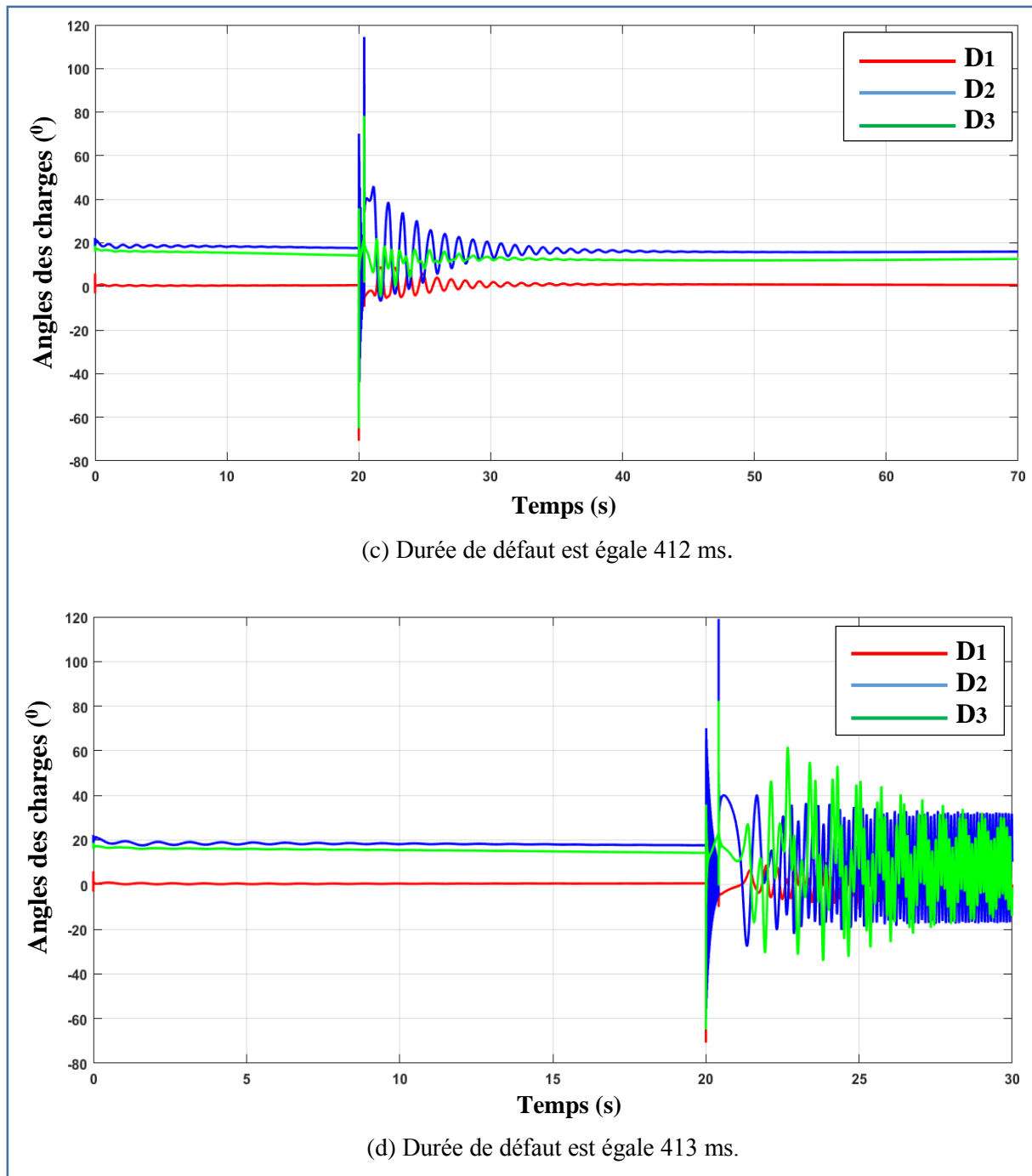


Figure 5.17 : Évolution de la vitesse de rotation des générateurs.



**Figure 5.18 :** Évolution des angles de charges avec l'intégration de champ PV, Éolienne, UPFC et Réseau.

Les figures précédentes montrent que l'implémentation de structure du système hybride PEUR améliore la stabilité transitoire de notre système par l'augmentation de temps critique d'isolement de défaut de 326 ms à 412 ms. Cette structure a plusieurs avantages, tels que :

- L'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques.
- L'augmentation du transit de flux d'énergie dans les lignes électriques.

- La structure PEUR est polyvalente des sources d'énergie que se donne une possibilité de gestion d'énergie et ça dépend de l'appel de la charge.
- Les deux sources d'énergies renouvelables peuvent être alimentées une partie des charges à courant alternatif ou à courant continu de façon directe.

En basant sur les résultats obtenus, on peut conclure que la structure PUR la plus efficace pour l'amélioration de la stabilité électrique de notre système comparativement aux autres structures avec une augmentation de  $TC_{ID}$  de 326 ms à 423 ms.

## 5.6 Conclusion

Dans ce chapitre, on a donné un aperçu générale sur les systèmes hybrides (définition et configuration). On a montré aussi leur combinaison avec les systèmes FACTS.

Les résultats de simulation des différentes structures ont été présentés et interprétés. On peut conclure que, la combinaison des énergies renouvelables avec les FACTS a un effet très bénéfique à l'amélioration de la stabilité des réseaux électriques.



**CONCLUSION**  
**GENERALE**

### Conclusion générale

Le travail présenté dans cette thèse concerne la conception de systèmes de production d'énergies renouvelables capables d'amortir efficacement les oscillations et d'améliorer considérablement la stabilité des générateurs, insérés dans des systèmes de puissance multi-machines.

Après avoir donné un aperçu général sur les systèmes électriques renouvelables et montré leur importance comme source d'énergie efficace et moins coûteuse qui permet d'améliorer la stabilité des systèmes énergétiques, nous avons décrit un modèle non-linéaire du réseau électrique. Une attention particulière a été accordée à l'algorithme MPPT et ses différentes méthodes.

La stratégie de l'approche développée au cours de ce travail de recherche s'est articulée autour des points suivants :

- L'application d'une chaîne de conversion solaire pour améliorer la stabilité d'un réseau multi-machines.
- La conception d'un algorithme MPPT numérique pour optimiser la puissance délivrée par le panneau photovoltaïque.
- L'application d'une chaîne de conversion éolienne pour améliorer la stabilité d'un réseau multi-machines.
- L'amélioration de la stabilité transitoire de réseaux électriques par un système hybride développé (basé sur les énergies renouvelables et FACTS).

Pour vérifier l'efficacité des systèmes renouvelables développés, des simulations ont été effectuées sur un réseau multi-machines pour différents types de perturbations.

Les résultats obtenus montrent que l'utilisation de l'énergie éolienne et UPFC peuvent améliorer la stabilité du système d'alimentation et augmenter son temps critique.

Comme conclusion générale de ce travail, l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux électriques a un impact bénéfique sur l'amélioration de la stabilité lorsqu'elles sont intégrées dans la position optimale.

Ainsi que l'apport des dispositifs FACTS à l'amélioration de la stabilité des réseaux électriques devient très performant par cette intégration des énergies renouvelables.

## Conclusion générale

---

Enfin, cette thèse n'est qu'une base de départ pour des futures contributions et il reste encore beaucoup de perspectives à explorer :

- Une première perspective est bien l'implémentation des méthodes récentes d'optimisation telles que l'algorithme des chauves-souris (BAT Algorithm) et l'optimisation par loups gris (Grey Wolf Optimization).
- Comme deuxième perspective, il est envisageable d'optimiser l'emplacement des dispositifs FACTS et les équipements d'énergies renouvelables pour assurer le bon fonctionnement et la sûreté des réseaux électriques.

# **BIBLIOGRAPHIE**

### BIBLIOGRAPHIE

- [1] L.N. Tripathy, Manas Kumar Jena, S.R. Samantaray. “Differential relaying scheme for tapped transmission line connecting UPFC and wind farm”. *Electrical Power and Energy Systems*, vol.60, pp: 245–257, 2014.
- [2] Dash PK, Pradhan AK, Panda G, Liew AC. “Adaptive relay setting for flexible AC transmission systems (FACTS)”. *IEEE Trans Power Del*, vol.15, No.1, pp: 38–43, 2000.
- [3] Xiao Yao Zhou, Haifeng Wang, Aggarwal RK, Beaumont Phil. “Performance evaluation of a distance relay as applied to a transmission system With UPFC”. *IEEE Trans Power Del*; vol.21, No.3, pp: 1137–47, 2006.
- [4] Ghorbani Amir, Mozafari Babak, Ranjbar Ali Mohammad. “Digital distance protection of transmission lines in the presence of SSSC”. *Int J Electr Power Energy Syst*; vol.43, No.1, pp: 712–719, 2012.
- [5] Pratap Chandra Pradhan, Rabindra Kumar Sahu, Sidhartha Panda “Firefly algorithm optimized fuzzy PID controller for AGC of multi-area multi-source power systems with UPFC and SMES. *Engineering Science and Technology, an International Journal*, vol.19, No.1, pp: 338-354, 2015.
- [6] N.G. Hingorani, L. Gyugyi, “Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission System”. Book, Wiley-IEEE Press, 2000.
- [7] L. Gyugyi. “Unified power-flow control concept for flexible systems”. *IEE Gen. Trans. Dist*, vol.139, No. 4, pp.323–333, 1992.
- [8] BOUKHERS Djamil. “Optimisation d’un Système d’énergie Photovoltaïque Application Au Pompage”. Mémoire de magister, Université de Mentouri. Constantine 2007.
- [9] B.Equer. “ Le Pompage Photovoltaïque Manuel de cours ”. Volume 1, Ellipses Editions, ISBN : 2-7298-9345-8, Paris, 1993.
- [10] Cabal C. “Optimisation énergétique de l’étage d’adaptation électronique dédié à la conversion photovoltaïque”. Thèse de Doctorat, Université de Paul Sabatier III, Toulouse, France, 2008.
- [11] A. Cid-Pastor, “Conception et réalisation de modules photovoltaïque électronique”. Thèse de doctorat, Université Paul Sabatier, Toulouse 2006.
- [12] Learreta A B. “Réalisation de commandes MPPT numériques”. Report, Rovira i Virgili University, Tarragona, Spain, 2006.
- [13] Sharaf Eldin S A, Abd-Elhady M S, Kandil H A. “Feasibility of solar tracking systems for PV panels in hot and cold regions”. *Renew Energ*; vol.85, pp: 228-233, 2016.
- [14] Ingegnoli A, Iannopollo A. “A maximum power point tracking algorithm for stand-alone photovoltaic systems controlled by low computational power devices”. In 15th IEEE 2010 Mediterranean electro-technical conference; 26-28 April 2010; Valletta, Malta: IEEE. pp. 1522–27.

## Bibliographie

---

- [15] Villalva MG, Gazoli JR, Ernesto RF. “Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays”. IEEE T Power Electr; vol.24, pp: 1198–1208, 2009.
- [16] Nema P, Nema RK, Rangnekar S. “A current and future state of art development of hybrid energy system using wind and PV-solar”. Renew Sust Energ Rev; vol.13, pp: 2096–103, 2009.
- [17] Garcia A, Balenzategui J L. “Estimation of photovoltaic module yearly temperature and performance based on nominal operation cell temperature”. Renew Energ ; vol.24, pp : 1997-2010, 2004.
- [18] Azeddine HOUARI. “Contribution à l’étude de micro-réseaux autonomes alimentés par des sources photovoltaïques”. Thèse de Doctorat, Université de Lorraine, 2012.
- [19] S. Vighetti Systèmes photovoltaïques raccordés au réseau. “Choix et dimensionnement des étages de conversion”. Thèse de doctorat, Université de Grenoble, 2010.
- [20] B. Norton, P-C. Eames, T-K. Mallick, M-Jun Huang, S.J. McCormack, J.D. Mondol and Y.G. Yohanis. “Enhancing the performance of building integrated photovoltaics”. Solar Energy, vol. 85, pp. 1629–1664, 2011.
- [21] C. Deline. “Partially shaded operation of a grid-tied PV system”, Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2009 34th IEEE, pp. 1268-1273, Jun. 2009.
- [22] E. Díaz-Dorado, A. Suárez-García, C. Carrillo and J. Cidrás. “Influence of the shadows in photovoltaic systems with different configurations of by-pass diodes”. in: Power Electronics Electrical Drives Automation and Motion (SPEEDAM), 2010 International Symposium on, pp: 134–139, 2010.
- [23] Singer, S. and Braunstein A. “Maximum power transfer from a nonlinear energy source to an arbitrary load”. IEE Proceedings C - Generation, Transmission and Distribution, vol.134, No. 4, pp: 281-287, 1987.
- [24] N. Toshihiko, S. Togashi, and N. Ryo. “Short-current Pulse-based Maximum-Power-Point Tracking method for multiple photovoltaic and converter module system”. IEEE Trans. On Industrial Electronics, vol.49, No. 1, pp.217-223, 2002.
- [25] S. M. Ait-Cheikh, “Etude, Investigation et conception d’algorithmes de commande appliqués aux systèmes photovoltaïques”. Thèse de Doctorat, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, 2007.
- [26] Khattara Abdelouahab. “Modélisation, Commande et gestion de L’énergie d’un Générateur éolien”. Thèse de Doctorat, Université de Biskra, 2014.
- [27] D. R. Hill “Mechanical engineering in the medieval near east”. Scientific American, vol. 264, No. 5, pp: 100–105, 1991.
- [28] B. Multon, O. Gergaud, H. Ben Ahmed, X. Roboam, S. Astier, B. Dakyo, C. Nichita. “État de l’art dans les aérogénérateurs électriques”. L’électronique de puissance vecteur

## Bibliographie

---

- d'optimisation pour les énergies renouvelables, Ed. NOVELECT-ECRIN, ISBN 2-912154-8-1, pp.97-154, 2002.
- [29] Luc Moreau. "Modélisation, Conception et commande de génératrices à reluctance variable basse vitesse". Thèse de Doctorat, Université de Nantes, 2005.
- [30] A.Davigny. "Participation aux service systèmes de fermes éoliennes à vitesse variable intégrant du stockage inertiel d'énergie". Thèse de Doctorat, Université des sciences et technologies de Lille, 2007.
- [31] <http://www.gwec.net>
- [32] Mutschler, P. "The influence of control strategies on the energy capture of wind turbines". IAS 2000, Rom, 08.10.-12.10.2000, vol.1, pp.886-893.
- [33] Salma El Aimani. "Modélisation de différents technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension". Thèse de Doctorat, Université des sciences et technologies de Lille, 2004
- [34] Frédéric Poitiers. "Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne". Thèse de doctorat, Université de Nantes, 2003.
- [35] T. Ackermann, L. Söder. "Anoverview of Wind Energy-status 2002". Renew Sust Energ Rev, vol.6, pp.67-128, 2002.
- [36] P. Leconte, M. Rapin, E. Szechenyi. "Eoliennes". Techniques de l'Ingénieur, traité de Génie mécanique, pp. BM 4 640 1 - BM 4 640 21.
- [37] O. De Vries. "On the theory of the horizontal axis wind turbine". Ann. Rev. Fluid. Mech. 1983, 15, pp. 77-96
- [38] A.-Y. SultaN, Y. Charabi, A. Gastli, et al. "Assessment of wind energy potential locations in Oman using data from existing weather stations". Renew. Sustain. Energy Rev; vol.14, pp: 1436, 2010.
- [39] Singer, S. and Braunstein A., "A general model of maximum power point tracking" Proceedings of MELECON".85 IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference, Madrid, Spain, pp.147-151
- [40] Singer, S. and Braunstein A. "Maximum power transfer from a nonlinear energy source to an arbitrary load" IEEE Proceedings, Pt G, 1987 pp 1-7.
- [41]Juchuan Dai,Deshun Liu ,Li Wen a Xin Long. "Research on power Renewable Energy vol.86, pp: 206-215, 2016.
- [42] A.-Y. SultaN, Y. Charabi, A. Gastli, et al. "Assessment of wind energy potential locations in Oman using data from existing weather stations". Renew. Sustain. Energy Rev; vol.14, pp: 1428-1436, 2010.
- [43] C. Ilkili, I. Türkbay. "Determination and utilization of wind energy potential for Turkey". Renew. Sustain. Energy Rev; vol. 14, No. 8, pp: 2202-2207, 2010.

## Bibliographie

---

- [44] Bo Yang, Lin Jiang, Lei Wang, Wei Yaob, Q.H. Wu. “Nonlinear maximum power point tracking control and modal analysis of DFIG based wind turbine”. *Electrical Power and Energy Systems*; vol. 74, pp: 429–436, 2016.
- [45] Fei M, Pal B. “Modal analysis of grid-connected doubly fed induction generators”. *IEEE Trans Energy Convers*; vol. 22, No. 2, pp: 728–36, 2007.
- [46] Siamak Barghi, Masoud Aliakbar Golkar; Amin Hajizadeh. “Effect of distribution system specifications on voltage stability in presence of wind distributed generation”. *Electrical Power Distribution Networks (EPDC), 2011 16th Conference*, pp: 1-6.
- [47] Qiao W. “Dynamic modeling and control of doubly fed induction generators driven by wind turbines”. *Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE '09. IEEE/PES*; pp:1–8.
- [48] Kassem Ahmed M, Hasaneen Khaled M, Yousef Ali M. “Dynamic modeling and robust power control of DFIG driven by wind turbine at infinite grid”. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 44, N<sup>o</sup>, pp: 44:375–382.
- [49] Amirhossein Sajadi, Łukasz Rosłaniec, Mariusz Kłos, Piotr Biczelnb, Kenneth A. Loparo. “An emulator for fixed pitch wind turbine studies”. *Renewable Energy*; vol. 87, N<sup>o</sup>1, pp: 391-402.
- [50] O. Anaya-Lara, N. Jenkins, J. Ekanayake, P. Cartwright, M. Hughes, “Wind Energy Generation, Modelling and Control”. John Wiley & Sons, , 2009. ISBN: 978-0-470-71433-1, 2009.
- [51] <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-00674088>
- [52] H. Camblong. “Minimisation de l’impact des perturbations d’origine éolienne dans la génération d’électricité par des aérogénérateurs a vitesse variable”. Thèse de Doctorat, Ecole Nationale Supérieure d’Arts et Métiers Centre de Bordeaux, 2013.
- [53] Mellit A, Massi P A. “Performance prediction of 20kWp grid-connected photovoltaic plant at Trieste (Italy) using artificial neural network”. *Energ Convers Manage*; vol. 51, N<sup>o</sup>12, pp: 2431-2441, 2010.
- [54] Parida B, Iniyamb S, Goicc R. “A review of solar photovoltaic technologies”. *Renew Sust Energ Rev*; vol.15, pp: 1625–1636, 2011.
- [55] Mellit A, Kalogirou SA, Hontoria L, Shaari S. “Artificial intelligence techniques for sizing photovoltaic systems: a review”. *Renew Sust Energ Rev* ; vol.13, pp: 406–419, 2009.
- [56] Shraif MF. “Optimisation et Mesure de Chaîne de Conversion d’Energie Photovoltaïque en Energie Electrique. Thèse de Doctorat, Université de Paul Sabatier, Toulouse, France.2002.
- [57] Orabi M, Hilmy F, Shawky A, Jaber A A Q, Hasaneen E, Gomaa E. “On-chip integrated power management MPPT controller utilizing cell-level architecture for PV solar system”. *Sol Energy*; vol.117, pp: 10–28, 2015.



## Bibliographie

---

- [58] Sivakumar P, Abdullah A K, Yogeshraj K, Arutchelvi M. “Analysis and enhancement of PV efficiency with incremental conductance MPPT technique under non-linear loading conditions”. *Renew Energ*; vol.81, pp: 543-550, 2015
- [59] Subudhi B, Pradhan R. “A comparative study on maximum power point tracking techniques for photovoltaic power systems”. *IEEE T Sust Energy*; vol.4, pp: 89–98, 2013.
- [60] Esmat T, Chapman PL. “Comparison of photovoltaic array maximum power point tracking techniques”. *IEEE T Energy Convers*; vol.22, pp: 439-449, 2007.
- [61] De Brito M A G, Galotto L, Sampaio LP, de Azevedo e Melo G. “Evaluation of the main MPPT techniques for photovoltaic applications”. *IEEE T Ind Electron*; vol.60, pp: 1156-1167, 2013
- [62] Hohm DP, Ropp ME. “Comparative study of maximum power point tracking algorithms using an experimental programmable maximum power point tracking test bed”. In: *IEEE 2000 Photovoltaic Specialists Conference*; 15-22 September 2000; Anchorage, Alaska, USA: IEEE. pp. 1699-1702.
- [63] Femia N, Petrone G, Spagnuolo G, Vitelli M. “Optimization of perturb and observe maximum power point tracking method”. *IEEE T Power Electr*; vol.20, pp: 963-973, 2005.
- [64] Sera D, Kerekes T, Teodorescu R, Blaabjerg F. “Improved MPPT algorithms for rapidly changing environmental conditions”. In: *Power Electronics and Motion Control Conference 2006*; 30 August - 1 September 2006; Portoroz, SLOVENIA: IEEE. pp. 1614-1619.
- [65] Onat N. “Recent developments in maximum power point tracking technologies for photovoltaic systems”. *Int J Photoenergy* 2010:1–10.
- [66] Xiao W, Dunford WG. “Evaluating maximum power point tracking performance by using artificial lights”. In: *IEEE 2004 Industrial Electronics Society*; 2-6 November 2004; Busan, KOREA: IEEE. pp. 2883-2887.
- [67] Shimizu TH, Kimura O G. “A novel high performance utility interactive photovoltaic inverter system”. *IEEE T Ind Electron*; vol. 18, N<sup>o</sup>2, pp: 704–711, 2003.
- [68] Nur AK, Chee W T. “A comprehensive review of maximum power point tracking algorithms for photovoltaic system”. *Renew Sust Energ Rev*; vol.37, pp 585–598, 2014.
- [69] Lee JH, Bae H, Cho BH. “Advanced incremental conductance MPPT algorithm with a variable step size”. In: *Power Electronics and Motion Control Conference 2006*; 30 August - 1 September 2006; Portoroz, SLOVENIA: IEEE. pp. 603-607.
- [70] Kim TY, Ahn HG, Park SK, Lee YK. “A novel maximum power point tracking control for photovoltaic power system under rapidly changing solar radiation”. In *IEEE 2001 International Symposium on Industrial Electronics*; 12-16 June 2001; Busan, KOREA: IEEE. pp. 1011-1014.

## Bibliographie

---

- [71] Oi A. "Design and simulation of photovoltaic water pumping system". MSc, California Polytechnic State University, California, USA, 2005.
- [72] Pongratananukul N. "Analysis and simulation tools for solar array power systems". Phd, Central Florida Orlando University, Florida, USA, 2005.
- [73] Antonio Luque and Steven Hegedus, "Handbook of Photovoltaic Science and Engineering", John Wiley & Sons Ltd, 2003.
- [74] Boukli hacen omar, "Conception et réalisation d'un Générateur photovoltaïque muni d'un convertisseur MPPT pour une meilleur gestion énergétique", Thèse de magister, Université Abou Bakr Belkaid-Telmcen.2011.
- [75] Adedamola Omole, "Analysis, Modeling and Simulation of Optimal Power Tracking of Multiple Modules of Paralleled Solar Systems", Master of Science Thesis, The Florida State University College of Engineering, 2006.
- [76] M. Girard, H. Angelis, M. Girard, "Alimentations à Découpage (2eme édition)", DUNOD, 2003.
- [77] Group 01gr509, "Power Supply for the AAU Cubesat ", Report, AALBORG University, 2001.
- [78] Robert W. Erickson, "Fundamentals of Power Electronics ", Chapman & Hall, 115 Fifth Avenue, New York, NY 10003, 1997.
- [79] Christian tavernier. "Le microcontrôleur PIC, description et mis en over + CDROM 2eme édition DUNOD 2000".France.
- [80] Boudiaf Mohamed. "Contribution de l'IPFC a la stabilisation des réseaux électriques". Thèse de doctorat, Université des sciences et de la technologie d'Oran.
- [81] Jun Zhang, Akihiko Yokoyama. "A comparison between the UPFC and the IPFC in Optimal Power Flow Control and Power Fellow Regulation". IEEE 2006.
- [82] Ahmet mete vural "Modeling of Multi-Converter FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems" PhD Thesis, Department Of Electrical And Electronics Engineering, Institute Of Natural And Applied Sciences, Çukurova University, Turkish, 2012.
- [83] Laurent Chedot. "Contribution à l'étude des machines synchrones à aimants permanents internes à large espace de fonctionnement : Application à l'alternateur-démarrateur". Thèse de Doctorat, Université de Technologie de Compiègne, France, 2004.
- [84] G. Séguier & F. Notelet. "Electrotechnique industrielle. Technique et documentation", 1994.
- [85] Kamel SAOUDI. "Stabilisateurs intelligents des systèmes électro-énergétiques". Thèse de Doctorat, Université de Ferhat Abbas-Setif 1, 2014.

## Bibliographie

---

- [86] Badis Mallem “Modélisation, analyse et commande des grands systèmes électriques interconnectés”. Thèse de Doctorat, Ecole normale supérieure de CACHAN, France, 2010
- [87] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T.V. Cutsem et V. Vittal. “Definition and classification of power system stability, IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions, IEEE Trans. Power Syst., vol. 19, no. 3, pp. 1387-1401, 2004
- [88] Wendy Carolina BRICEÑO VICENTE “Modélisation des réseaux de distribution sous incertitudes” Thèse de Doctorat. Université de Grenoble, 2012.
- [89] P. Kundur. “Power System Stability and Control”. McGraw-Hill, New York, 1994.
- [90] P.W. Sauer, M.A. Pai. “Power System Dynamics and Stability”. Prentice Hall, Upper Saddle River (1998).
- [91] Chow J. H., Sanchez-Gasca J. J., Ren H. and Wang S. “Power System Damping Controller Design Using Multiple Input Signals” IEEE Control Systems Magazine, August 2000, pp 82-90.
- [92] Larsen E. V. and Swann D. A. “Applying Power System Stabilizers Part I, II and III”. IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, vol. PAS-100, No. 6, June 1981, pp. 3017-3046.
- [93] Zhang P. and Coonick A. H. “Coordinated Synthesis of PSS Parameters in multi-machine Power Systems Using the method of inequalities Applied to Genetic Algorithms”. IEEE Transactions on Power Systems, vol. 15, No. 2, May 2000, pp. 811-8.
- [94] Belacheheb K. “Contribution à l'étude des systèmes de compensation FACTS en général, UPFC en particulier, pour le contrôle du transit de puissance dans un réseau de transport”. Thèse de Doctorat, Université de HENRI POINCARÉ NANCY I, 2001.
- [95] N.G. Hingorani and L. Gyugyi. “Understanding FACTS”, book, IEEE Press, New York, 2000.
- [96] Eskandar GHOLIPOUR SHAHRAKI “Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques”. Thèse de Doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy I.
- [97] CROGUENNOC Alain, DALLE Bernard. “Évolutions du réseau de transport d'électricité”. Livre, 11-2011.
- [98] Elías Jesús Medina-Domínguez and José F. Medina-Padrón. “Critical Clearing Time and Wind Power in Small Isolated Power Systems Considering Inertia Emulation”. Energies, vol. 8, N011, pp: 12669-12684, 2015
- [99] Lenga, O. “Application of critical clearing time as a transient stability criterion for power system expansion planning”. In Proceedings of the 2014 IEEE International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS), Kyiv, Ukraine, 2–6 June 2014.

## Bibliographie

---

- [100] Shi, L.; Sun, S.; Yao, L.; Ni, Y.; Bazargan, M. “Effects of wind generation intermittency and volatility on power system transient stability”. *IET Renew. Power Gener*, 8, vol. 8, pp: 509–521, 2014
- [101] Ribot, J.; Vaquero, J.; López, S.; Rodríguez, F.; Martínez, J.L.; Lozano, P.; Fernández, C.; Nicolau, G.; Roca, J.M.; Rodríguez, B.; et al. “Evolution in the Spanish Power System: New Protection Coordination Criteria and Critical Clearing Time Calculation Methodology”. *International Council on Large Electric Systems (CIGRE)*: Paris, France, 2006.
- [102] N. Acharya, P. Mahat, N. Mithulananthan. “An analytical approach for DG allocation in primary distribution network”. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 28 (2006) 669–678.
- [103] M. Imran A, M. Kowsalya. “Optimal size and siting of multiple distributed generators in distribution system using bacterial foraging optimization”. *Swarm Evol. Comput*; vol. 15, pp: 58–65, 2014
- [104] CIGRE, Working Group 37.23. “Impact of Increasing Contribution of Dispersed Generation on the Power System”. 1999.
- [105] Rapport final de la Commission Ampère, Octobre 2000. [Online]: [http://mineco.fgov.be/energy/ampere\\_commission/ampere\\_commission\\_fr.htm](http://mineco.fgov.be/energy/ampere_commission/ampere_commission_fr.htm)
- [106] Vanya Ignatova. “Méthodes d'analyse de la qualité de l'énergie électrique. Application aux creux de tension et à la pollution harmonique”. Thèse de Doctorat de l'université du Joseph-Fourier - Grenoble I, 2006.
- [107] IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality, 1995.
- [108] IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems, IEEE Standard 519-1992, 1992.
- [109] K. Belmokhtar, ML. Doumbia, IEEE Member, K. Agbossou, IEEE Senior Member. “Modélisation et commande d'un système éolien à base de machine asynchrone à double alimentation pour la fourniture de puissances au réseau électrique». Quatrième Conférence Internationale sur le Génie Electrique CIGE'10, 03-04 Novembre 2010, Université de Bechar, Algérie.
- [110] T. Ackermann and Soder, L. “An Overview of Wind Energy-Status 2002 ». *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 6(1-2), 67-128, 2002.
- [111] Asit Mohanty, Meera Viswavandya, Sthitapragyan Mohanty, Dillip K Mishra. “Reactive power compensation in a Stand-alone wind-diesel tidal hybrid system by a fuzzy logic based UPFC”. *Procedia Computer Science*; vol. 57, pp: 1281–1288, 2015
- [112] Hingorani, N.G, Gyugyi, L. “Understanding FACTS, Concepts and Technology of Flexible AC Transmission System». New York, IEEE Power Engineering Society, 2000.

## Bibliographie

---

- [113] Kaldellis, J. et al. “Autonomous energy system for remote island based on renewable energy sources”. In: proceeding of EWEC 99, Nice.
- [114] E. Q. B. Macabebe and E. E. van Dyk, “Parameter extraction from dark current–voltage characteristics of solar cells”. *S. Afr. J. Sci.* vol. 104, pp: 401–404; 2008.
- [115] J. Salinger, “Measurement of solar cell parameters with dark forward I-V characteristics”. *Acta Polytech.* 46 (4), 25–27 (2006).
- [116] B. Wickert, C.V. Nayar and W.B. Lawrance. “Photovoltaic-Diesel Hybrid Energy Systems for Off Grid Rural Electrification”. *International Journal of Renewable Energy Engineering*, vol. 1, N°1, pp. 7- 17, 1999.
- [117] Ginny Fay, Tobias Schwörer Alaska. “Isolated Wind-Diesel Systems Performance and Economic Analysis”. Alaska Energy Authority and Denali Commission, ACEP, juin 2010, [ginnyfay@uaa.alaska.edu](mailto:ginnyfay@uaa.alaska.edu)
- [118] Ahmad Agus Setiawan, Yu Zhao, Chem. V. Nayar. “Design, economic analysis and environmental considerations of mini-grid hybrid power system with reverse osmosis desalination plant for remote areas”. *Renewable Energy*, vol. 34, pp : 374–383, 2009.
- [119] I.Vechiu. “Modélisation et analyse de l’intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome”. Thèse de Doctorat de l’université du Havre, 2005.
- [120] Bencherif Mohammed. “Modélisation de systèmes énergétiques photovoltaïques et éoliens intégration dans un système hybride basse tension”. Thèse de Doctorat, Université Abou-Bekr Belkaid Tlemcen, 2013.
- [121] Y. Azoumah n, D. Yamegueu, P. Ginies, Y. Coulibaly, P. Girard. “Sustainable electricity generation for rural and peri-urban populations of sub-Saharan Africa: The “flexy-energy” concept”. *Energy Policy*, vol.39, pp: 133-134; 2011.
- [122] Parvathy.S, K.C.Sindhu Thampatty. “Dynamic Modeling and Control of UPFC for Power Flow Control”. *Procedia Technology*; vol.21, pp: 581– 88, 2015.
- [123] Martín Cruz Rodríguez Paza, Roberto Chouhy Leborgne, Arturo Suman Bretas. “Adaptive ground distance protection for UPFC compensated transmission lines: A formulation considering the fault resistance effect”. *Electrical Power and Energy Systems* vol.73, pp: 124–131, 2015.
- [124] Emily Manoranjitham G, Shunmugalatha Alagarsamy. “Application of firefly algorithm on optimal power flow control incorporating simplified impedance UPFC model”. *Electrical Power and Energy Systems* vol.71, pp: 358–363, 2015.
- [125] Biplab Bhattacharyya, Vikash Kumar Gupta, Sanjay Kumar. “UPFC with series and shunt FACTS controllers for the economic operation of a power system”. *Ain Shams Engineering Journal* vol.5, pp : 775–787, 2014.

# **Annexes**

Annexe A :

1. Brochage du microcontrôleur PIC 16F877A

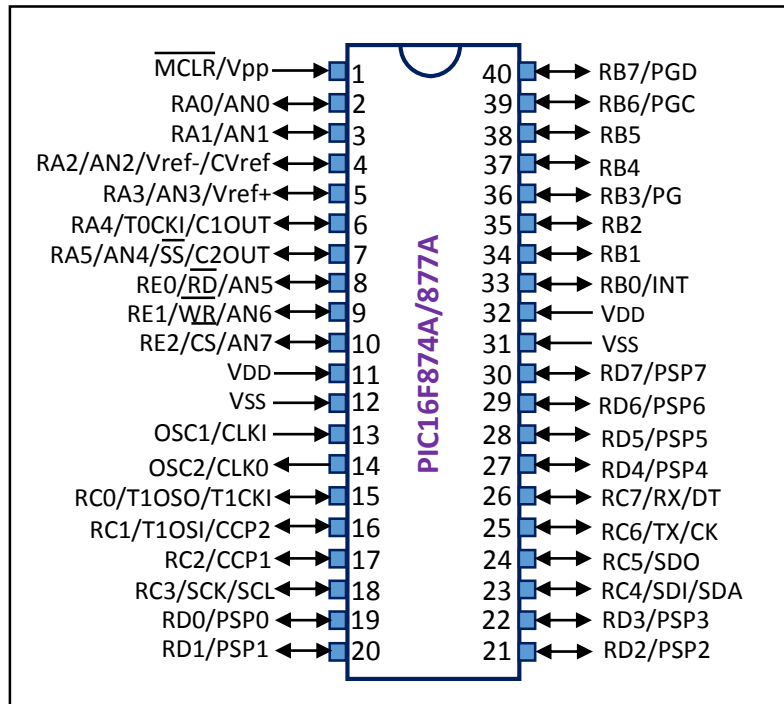
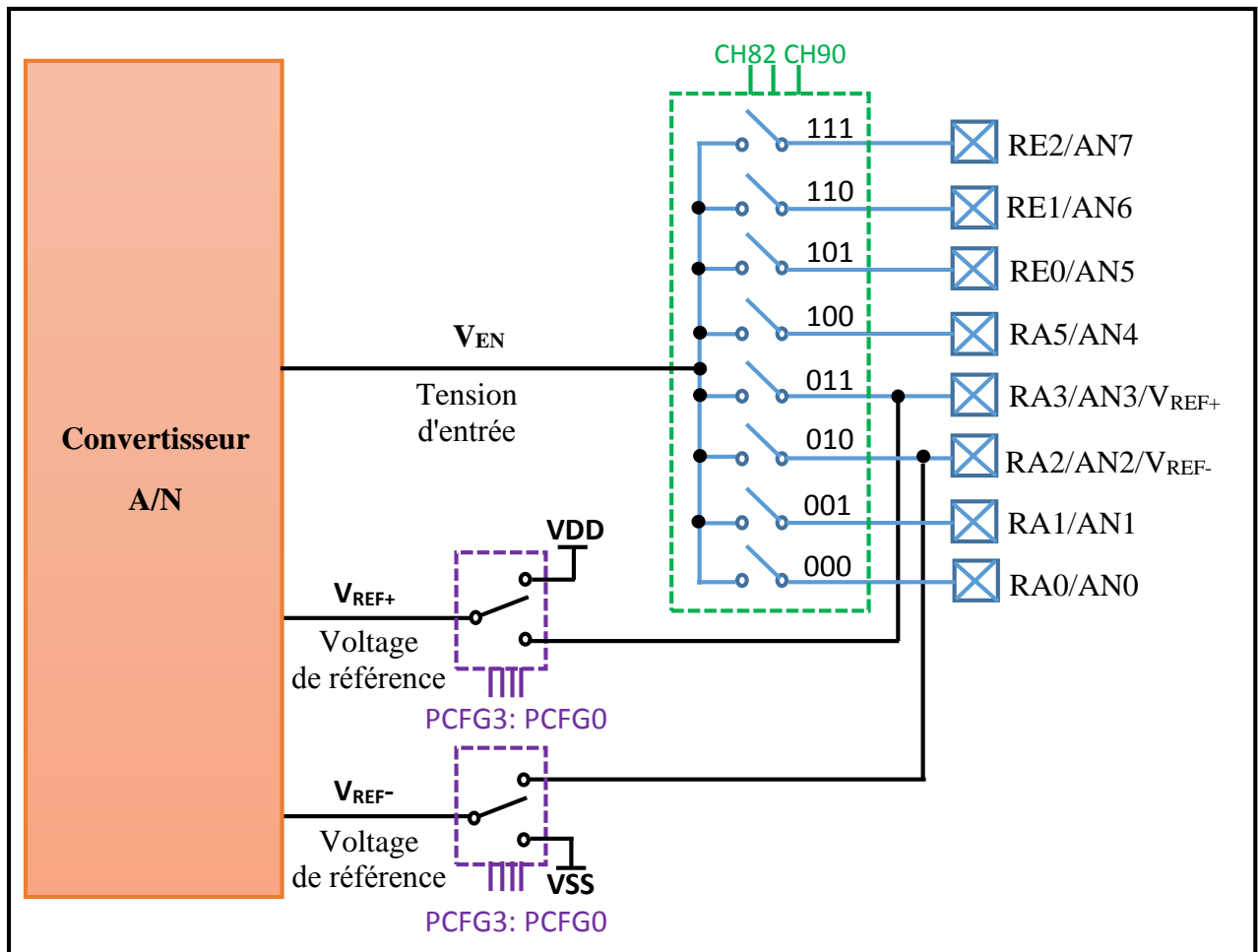


Figure A.1 : Pins du PIC 16F877A.

## 2. Convertisseur Analogique Numérique

Le module de conversion Analogique/Numérique (CAN) du PIC 16F877A possède 5 canaux d'entrée (AN0 à AN4). La conversion d'un signal analogique sur un des canaux donne comme résultat un nombre numérique sur 10 bits. Le module A/N a deux tensions de référence maximale et minimale qui peuvent être choisie par programme parmi les tensions VDD et VSS.



**Figure A.2** : Schéma bloc du Convertisseur Analogique Numérique CAN.



### 3. Module CCP en Mode PWM

Le PIC16F877A dispose de deux modules CCP1 et CCP2. Ces deux modules sont fortement liés aux timers1, timers2 et au CAN. Ils sont strictement identiques, excepté la possibilité pour le module CCP2 de démarrer automatiquement la conversion A/N. Ces deux modules CCP sont capables de générer un signal PWM d'une période  $T_{pwm}$  (fixe) et d'un rapport cyclique variable. La résolution peut aller jusqu'à 10 bits [90].

Le module CCP peut être configuré en mode PWM par l'initialisation des registres TRISC, PR2, CCPxCON, CCPRxL T2CON. Le bit TRISC<x> doit être mis à 0 pour configurer la PIN CCPx en sortie. La figure B.1 montre le schéma bloc simplifié du module CCP en mode PWM.

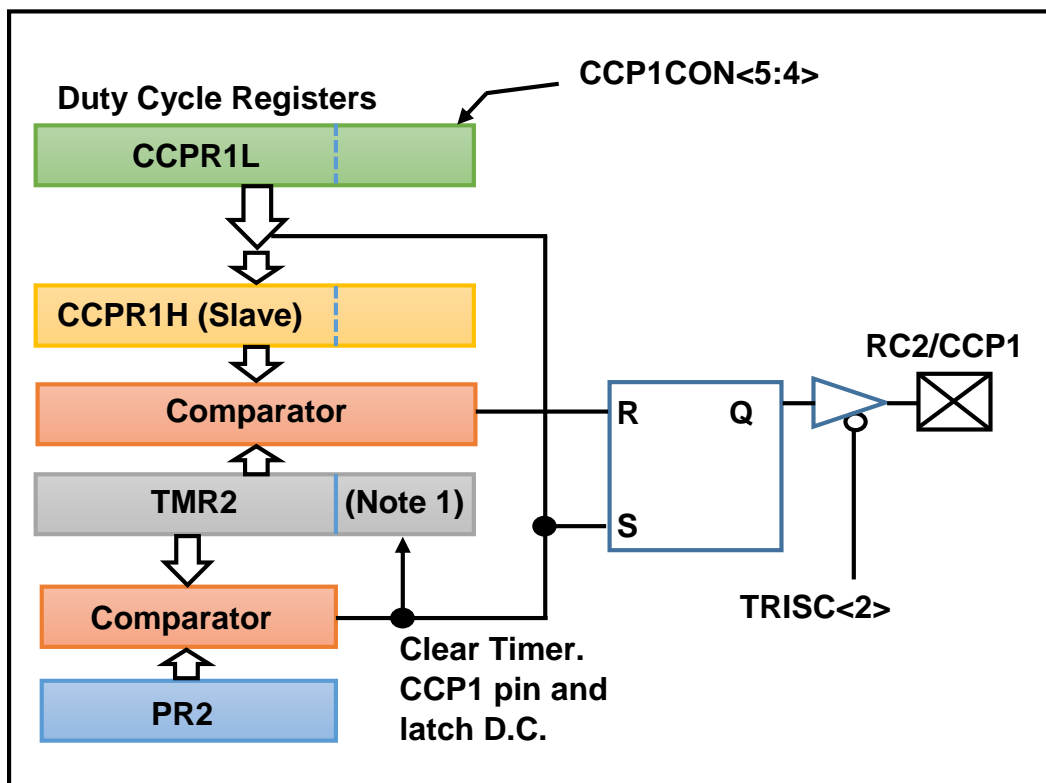


Figure B.1 : Schéma bloc simplifié du module CCP en mode PWM.

**Annexe B :**

**Le panneau photovoltaïque utilisé pendant l'étude.**



**Figure B.1 :** Photo de module solaire étudiée.

Annexe C :

Le prototype de la commande MPPT numérique qui a été réalisé sur une plaque d'essais.

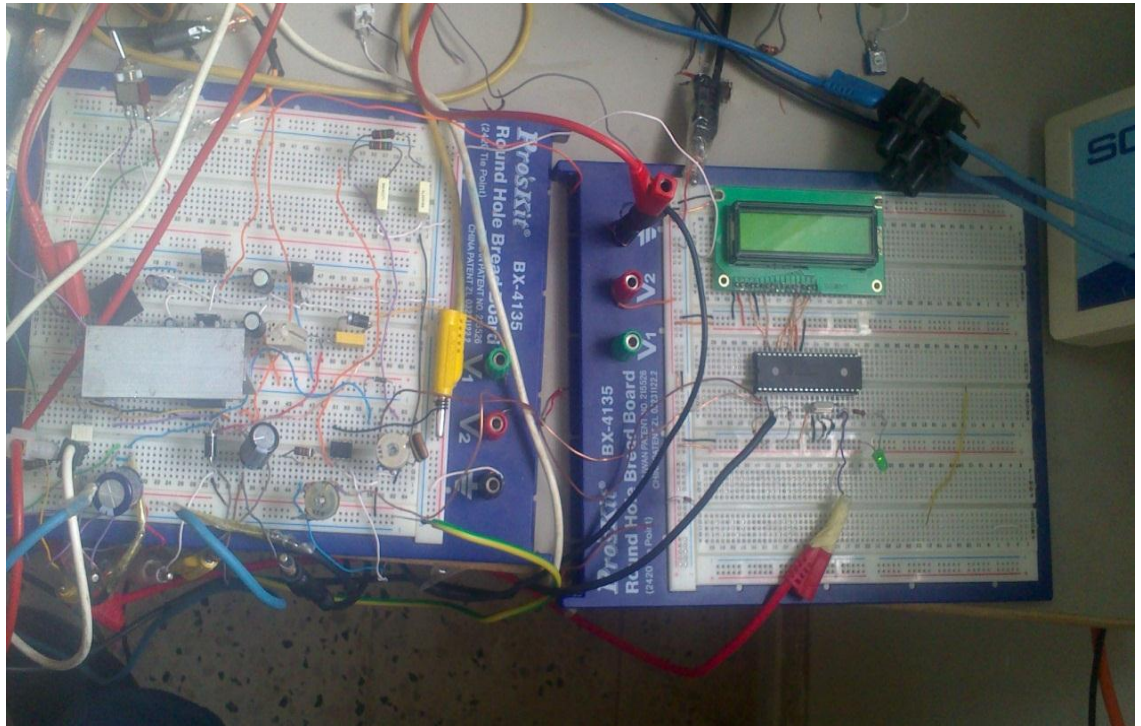
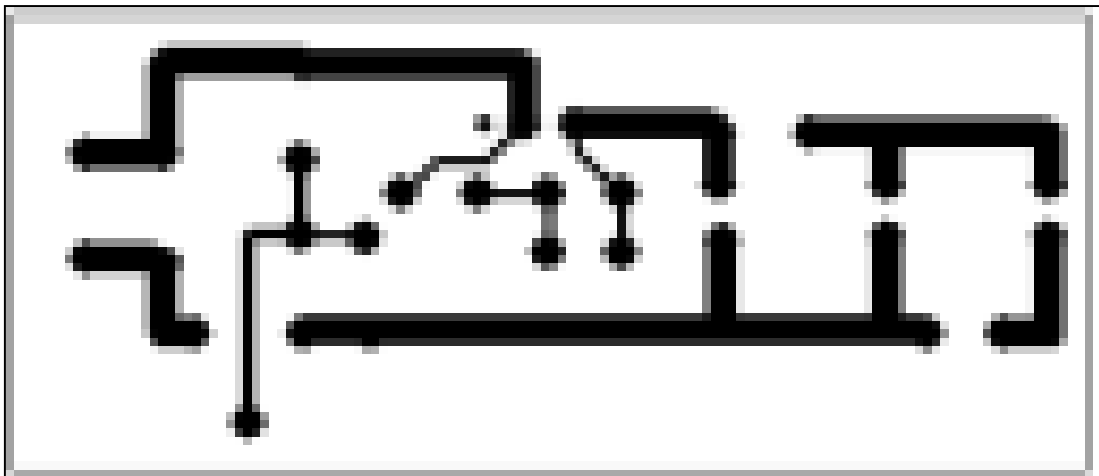


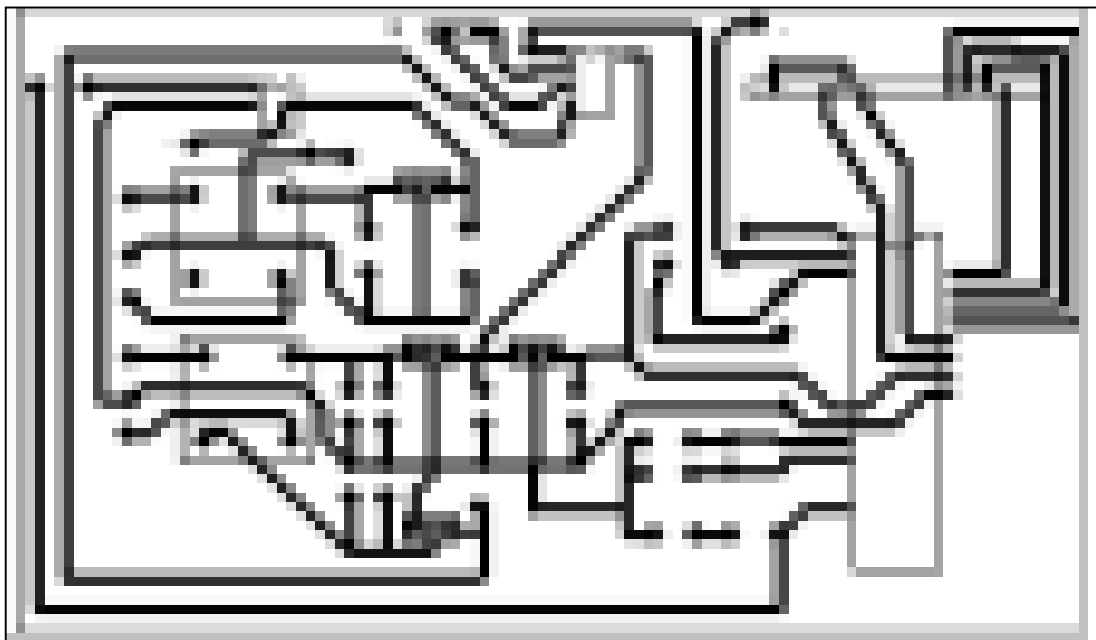
Figure C.1 : La carte de commande numérique réalisée avec différents matériels utilisés.

**Annexe D :**

Circuits Imprimés



**Figure D.1 :** Circuit de puissance.



**Figure D.2 :** Circuit d'alimentation et de commande.

**Annexe E :**

**Les données du système étudié :**  $f=60$  Hz Longueur = 100 km for all line.

<b>Générateurs</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
<b>Pn (VA)</b>	100e6	100e6	100 e6
<b>Vn (Vrms)</b>	16.5 e3	18 e3	13.8 e3
<b>Xl (p.u)</b>	0.05	0.05	0.05
<b>Xd (pu)</b>	0.146	0.8958	1.3125
<b>Xd' (pu)</b>	0.0608	0.1198	0.1813
<b>Xd''(pu)</b>	0.005	0.005	0.005
<b>Xq (p.u)</b>	0.0969	0.8645	1.2578
<b>Xq' (p.u)</b>	0.0969	0.1969	0.25
<b>Xq''(p.u)</b>	0.005	0.005	0.005
<b>T'do (s)</b>	8.96	6.0	5.89
<b>T''do (s)</b>	0.01	0.01	0.01
<b>T'qo (s)</b>	0.5	0.535	0.6
<b>T''qo (s)</b>	0.001	0.001	0.001
<b>H (s)</b>	23.64	6.4	3.01

**Tableau E.1 : paramètres des générateurs.**

<b>Jeu de barre des charges</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>8</b>
<b>Puissance active MW</b>	125	90	100
<b>Puissance Réactive MVAR</b>	50	30	35

**Tableau E.2 : paramètres des charges.**

<b>Lines</b>	<b>r<sub>1</sub>r<sub>0</sub></b> <b>(Ohms/km)</b>	<b>l<sub>1</sub> l<sub>0</sub></b> <b>(H/km)</b>	<b>c<sub>1</sub> c<sub>0</sub></b> <b>(F/km)</b>
<b>1</b>	0.0629 0.1573	1.41e-3 3.53e-3	10.47e-9 06.15e-9
<b>2</b>	0.0449 0.1124	1.01e-3 2.02e-3	7.471e-9 04.39e-9
<b>3</b>	0.2063 0.5157	2.38e-3 6.09e-3	17.95e-9 10.55e-9
<b>4</b>	0.1692 0.4232	2.25e-3 5.64e-3	15.34e-9 09.02e-9
<b>5</b>	0.0529 0.1322	1.19e-3 2.38e-3	08.82e-9 05.18e-9
<b>6</b>	0.0899 0.2248	1.29e-3 3.22e-3	7.922e-9 04.7e-9

**Tableau E.3 : Paramètres des lignes.**

<b>AVR</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
<b>Ka</b>	1400	50	25
<b>Ta (s)</b>	0.40	0.3	0.3
<b>Ke</b>	0.17	-0.17	-0.17
<b>Te (s)</b>	0.60	0.50	0.65
<b>Kf</b>	0.05	0.05	0.05
<b>Tf (s)</b>	1	1	1
<b>A<sub>ex</sub></b>	0	0.0013	0.0015
<b>B<sub>ex</sub></b>	3.7884	1.3547	1.5833

**Tableau E.4 : Paramètres du régulateur AVR.**

<b>GOV</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
<b>Rs</b>	-0.04	0.05	0.06
<b>Tc(s)</b>	-0.04	0.05	0.06
<b>Ts(s)</b>	-0.04	0.05	0.06

**Tableau E.5 : Paramètres du régulateur de vitesse.**



## ملخص

الهدف من هذه الأطروحة هو العمل على تحسين استقرار الشبكات الكهربائية المتعددة الآلات باستخدام مصادر الطاقة المتجددة، وهذا العمل هو موضوع مهم فيما يخص تطوير شبكات التوزيع الكهربائية. من أبرز مصادر الطاقة المتجددة نجد (طاقة الرياح والطاقة الشمسية...) والتي تكون في توليد مشترك مع مصادر الطاقة التقليدية الأخرى في نفس الشبكة مما يضع موضع التساؤل مشكل اللااستقرار العابر لهذه الشبكة. يتركز الهدف من هذا العمل على دراسة تأثير مصادر الطاقة المتجددة على مدى استقرار الشبكات الكهربائية ومحاولة زيادة تحسين هذا الاستقرار وذلك بالبحث عن موضع الاستغلال الأمثل لهذه الطاقات.

**كلمات مفتاحية:** استقرار الشبكات الكهربائية، طاقة الرياح، الطاقة الشمسية، مصادر الطاقة التقليدية.

## ABSTRACT

This thesis is a work to improve the stability of a multi-machine electrical network using renewable energy sources; this work is a topical issue following the development of distribution networks. Such as new sources (wind, photovoltaic, etc.) which are in cogeneration with other sources of traditional energies in the same network, which calls into question its transient and dynamic stability. The objective of this theme focuses on the impact of renewable sources (analysis of their location) to optimize their operation and improve the stability of the multi-machine electrical network.

**Keywords:** Stability of electrical network, wind, photovoltaic, traditional energies.

## RESUME

Cette thèse est un travail d'amélioration de la stabilité d'un réseau électrique multi machines en utilisant les sources d'énergies renouvelables, ce travail est un sujet d'actualité suite au développement des réseaux de distribution. Telles les nouvelles sources (éolienne, photovoltaïque...) qui se trouvent en cogénération avec d'autres sources d'énergies traditionnelles dans le même réseau ce qui met en question sa stabilité transitoire et dynamique. L'objectif de ce thème focalise sur l'impact des sources renouvelables (l'analyse de leur emplacement) pour optimiser leur fonctionnement et améliorer la stabilité du réseau électrique multi-machines.

**Mots-clés :** Stabilité d'un réseau électrique, Eolienne, Photovoltaïque, Energies traditionnelles.