

**République Algérienne Démocratique et Populaire**  
**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique**  
**Université Kasdi Merbah Ouargla**  
**Faculté des Nouvelles Technologies de l'Information et de la Communication**  
**Département d'Electronique et Télécommunications**

Numéro de série :

Numéro d'inscription:



## Thèse

Présentée pour l'obtention du diplôme de

### DOCTORAT LMD

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Automatique

Spécialité : Automatique et Système

Par : TOUMI Ilham

## Thème

---

**Contribution à l'amélioration de performance d'une chaîne énergétique hybride (éolienne/ photovoltaïque) basée sur des techniques d'intelligence artificielle**

---

**Soutenu publiquement**

**Le : 17/ 05 /2023**

**Devant le jury composé de :**

<b>Président :</b>	SAMAI Djamel	MCA	Université de Kasdi Merbah Ouargla
<b>Encadreur :</b>	MEGHNI Billel	MCA	Université Badji Mokhtar Annaba
<b>Co-encadreur :</b>	BOULMAIZ Amira	MCA	Université Badji Mokhtar Annaba
<b>Examineur :</b>	BENLAHBIB Boualam	MCA	Unité de Recherche Appliquée en Energies Renouvelables (URAER)
<b>Examineur :</b>	KAFI Mohamed Redouane	MCA	Université de Kasdi Merbah Ouargla
<b>Examineur :</b>	LOUAZENE Mohamed Lakhdar	MCA	Université de Kasdi Merbah Ouargla
<b>Invité :</b>	HACHANA Oussama	Pr	Université de Kasdi Merbah Ouargla

**Année Universitaire : 2022/2023**

## Liste des publications

### Articles dans des revues internationales

1. Toumi, I., Meghni, B., Hachana, O., Azar, A. T., Boulmaiz, A., Humaidi, A. J., ... & Bahgaat, N. K. (2022). Robust Variable-Step Perturb-and-Observe Sliding Mode Controller for Grid-Connected Wind-Energy-Conversion Systems. *Entropy*, 24(5), 731.
2. Hachana, O., Meghni, B., Benamor, A., & Toumi, I. (2022). Efficient PMSG wind turbine with energy storage system control based shuffled complex evolution optimizer. *ISA transactions*.
3. Billel, M., Ilham, T., Amira, B. *et al.* An in-depth study of robust MPPT for extend optimal power extraction using wind speed compensation technique of wind generators. *Electr Eng* (2023). <https://doi.org/10.1007/s00202-022-01691-5>.

### Conférences évaluées par des pairs

1. Ilham, T., Billel, M., & Taibi, D. (2021, April) Maximum Power Point Tracking (MPPT) technique, using an Irradiation and Temperature Compensator (ITC) for Photovoltaic System. 1<sup>st</sup> International Conference on Sustainable Energy and Advanced Materials.
2. Toumi, I., Meghni, B., & Taibi, D. (2022, March). Control for PMSG wind energy conversion system based on Adaptive Fuzzy Logic Controller. In 2022 5th International Conference on Power Electronics and their Applications (ICPEA) (Vol. 1, pp. 1-7). IEEE.
3. Ilham, T., Billel, M., & Taibi, D. (2022, March). Monitoring of Wind Energy Conversion System by on Dimensional Adaptive Tuning Fuzzy Logic Controller. In 2022 5th International Conference on Advanced Systems and Emergent Technologies (IC\_ASET) (pp. 494-499). IEEE.

### Sous révision:

1. Toumi, I., Meghni, B., Hachana, O., Harrag, A.. Developed approach of perturb and observe MPPT algorithm supple-adaptive to climatic variations of PMSG based wind energy conversion system.
2. Toumi, I., Meghni, B., Hachana, O., Boulmaiz, A Robust Variable Step P&O algorithm based MPPT for PMSG wind generation system using wind speed compensation technique.
3. Toumi, I., Meghni, B., Hachana, O., Boulmaiz, A. Intelligent maximum power point tracking based on wind disturbance compensation technique for a wind energy conversion system.

## **Remerciements**

*Louange à notre Seigneur "ALLAH" qui nous a dotés de la pouvoir de raisonnement, et nous a incités à acquérir le savoir.*

*Je tiens à exprimer ma grande reconnaissance et ma profonde gratitude à l'égard de :*

*Mon encadreur **Dr. Meghni Billel**, pour ses précieux conseils et son soutien durant toute la période du travail.*

*Mes vifs remerciements vont également à **Pr. Hachana Oussama** pour son aide.*

*Je tiens à remercier Messieurs qui 'ont fait l'honneur de bien vouloir examiner ce travail et participer à ce jury.*

*Mes remerciements vont également à tout le corps enseignant du Département d'Electronique et Télécommunications.*

*Enfin, je remercie mes amis et les personnes que je n'ai pas citées ici pour leurs encouragement soutiens et je finirai par remercie mes proches et ma famille pour tout ce qu'ils m'ont apporté durant toutes ces années d'étude, en particulier mes **parents** qui ont contribué largement à l'aboutissement de cette thèse et à la réussite de tout mon cursus scolaire et universitaire.*

*Je leur dois beaucoup de ma réussite alors c'est à eux en particulier que je dédie cette thèse.*

**Merci à tous !**

*Toumi Itham*

## *Dédicaces*

À

*Mes chers parents*

*Toute ma famille" mon mari, frère, et sœurs "*

*Tous ceux qui me sont chers*

# **Contribution à l'amélioration de performance d'une chaîne énergétique hybride (éolienne/photovoltaïque) basée sur des techniques d'intelligence artificielle**

## ***Résumé***

*Les combustibles fossiles, qui nuisent à l'environnement, représentent la majorité de la consommation mondiale d'énergie. La croissance intrigante des énergies renouvelables a été poussée par la demande énergétique croissante tout en tenant compte du réchauffement climatique et de la dégradation de l'environnement. Le système énergétique hybride a fait des progrès significatifs, avec un taux de production élevé. Ces sources présentent toutefois l'inconvénient d'être tributaires des conditions météorologiques. La solution est de se tenir dans l'assemblage des nombreuses sources de production d'énergie électrique afin de limiter les variations du produit issu du caractère aléatoire de ces ressources et de satisfaire les exigences de la charge.*

*Ce travail est une contribution à l'optimisation des systèmes énergétique hybride connecté au réseau, qui est composé des systèmes photovoltaïque (PV), éolien, de la pile à combustible de type PEM, et du système de stockage pour alimenter une charge, le réseau et assurer un meilleur fonctionnement de tous les éléments composant le système.*

*Un système énergétique hybride doit disposer d'un système de stockage d'énergie adéquat. Cependant, ce dernier se distingue par sa courte durée de vie et son prix élevé. Une stratégie de gestion à base de règles déterministes floues est créée pour contrôler le système autonome multi-sources proposé afin d'éviter sa dégradation par des décharges profondes ou des surcharges d'une part, et d'autre part, de gérer l'énergie.*

*Alors que les Pile à combustible PEM, batterie et super-condensateur sont utilisés comme sources de secours et que les systèmes PV et éoliens sont considérés comme des sources principales. Une technique de maximiser la production d'énergie modifiée est donnée, afin de, la modélisation et la contrôlé des systèmes PV et éoliens ont été effectuées. Les résultats de la simulation montrent (MATLAB / Simulink) un haut niveau en termes d'efficacité énergétique, de fiabilité dans diverses conditions environnementales dans l'élimination des distorsions résultant des changements de climatique (température, irradiation, vitesse du vent), et la supériorité de la stratégie de gestion d'énergie proposé sur stratégie traditionnel.*

### **Mots clés:**

*Système photovoltaïque, Système éolien, Pile à combustible, super-condensateur, Contrôle de gestion de l'énergie, Modélisation, MPPT, Systèmes hybrides, Contrôleur à logique floue.*

*Contribution to the performance improvement of a hybrid energy chain (wind turbine / photovoltaic) based on artificial intelligence techniques*

## ***Abstract***

*Fossil fuels, which are harmful to the environment, account for the majority of the world's energy consumption. The intriguing growth of renewable energy has been driven by increasing energy demand while taking into account global warming and environmental degradation. The hybrid energy system has made significant progress, with a high production rate. However, these sources have the disadvantage of being dependent on climatic conditions. The solution is to stand in the combination of the many sources of electrical energy production in order to limit the variations of the product resulting from the randomness of these resources and to satisfy the requirements of the load.*

*This work is a contribution to the optimization of a hybrid energy system connected to the grid, which is composed of photovoltaic (PV), wind, fuel cell type PEM, and storage system to supply a load, the network, and ensure better operation of all the components of the system. A hybrid energy system must have an adequate energy storage system. However, the latter is characterized by its short lifetime and high price. A fuzzy deterministic rule-based management strategy is created to control the proposed multi-source autonomous system in order to avoid its degradation by deep discharges or overloads on the one hand and to manage the energy on the other hand.*

*While PEM fuel cells, batteries, and super-capacitor are used as backup sources and PV and wind systems are considered as main sources. A technique to maximize the modified energy production is given, in order to, the modeling and control PV and wind systems have been performed. The simulation results show (MATLAB / Simulink) a high level in terms of energy efficiency, reliability under various environmental conditions in eliminating distortions resulting from climatic changes (temperature, irradiation, wind speed), and the superiority of the proposed energy management strategy over the traditional strategy.*

***Keywords:***

*Photovoltaic system, Wind system, Fuel cell, super-capacitor, Energy management control, Modeling, MPPT, Hybrid systems, Fuzzy logic controller.*

## ملخص

يمثل الوقود الأحفوري ، الضار بالبيئة ، غالبية استهلاك الطاقة في العالم. كان الدافع وراء النمو المثير للاهتمام للطاقة المتجددة هو زيادة الطلب على الطاقة مع مراعاة الاحتباس الحراري العالمي والتدهور البيئي. حقق نظام الطاقة الهجينة تقدمًا كبيرًا ، مع معدل إنتاج مرتفع. ومع ذلك ، فإن هذه المصادر لها عيب كونها تعتمد على الظروف المناخية. الحل هو الوقوف في جمع العديد من مصادر إنتاج الطاقة الكهربائية من أجل الحد من اختلافات المنتج الناتجة عن عشوائية هذه الموارد وتلبية متطلبات الحمل.

هذا العمل هو مساهمة في تحسين نظام الطاقة الهجين المتصل بالشبكة ، والذي يتكون من الخلايا الكهروضوئية (PV) ، والرياح ، و خلية الوقود من نوع PEM ، ونظام التخزين لتزويد الحمل والشبكة وضمان تشغيل أفضل لجميع مكونات النظام. يجب أن يحتوي نظام الطاقة الهجين على نظام تخزين طاقة مناسب. ومع ذلك، فإن هذا الأخير يتميز بعمره القصير وسعره المرتفع. يتم إنشاء استراتيجية إدارة الطاقة غامضة قائمة على القواعد للتحكم في النظام المستقل متعدد المصادر المقترح من أجل تجنب تدهوره عن طريق التصريفات العميقة أو الأحمال الزائدة من ناحية وإدارة الطاقة من ناحية أخرى. بينما تُستخدم خلايا الوقود والبطاريات والمكثفات الفائقة PEM كمصادر احتياطية وتعتبر أنظمة الطاقة الكهروضوئية والرياح مصادر رئيسية. تم تقديم تقنية لتعظيم إنتاج الطاقة المعدلة ، من أجل النمذجة والتحكم في أنظمة الطاقة الكهروضوئية والرياح. تظهر نتائج المحاكاة (MATLAB / Simulink) مستوى عالٍ من حيث كفاءة الطاقة ، والموثوقية في ظل الظروف البيئية المختلفة في القضاء على التشوهات الناتجة عن التغيرات المناخية (درجة الحرارة ، والإشعاع ، وسرعة الرياح) ، وتفوق استراتيجية إدارة الطاقة المقترحة على استراتيجية تقليدية.

### الكلمات الدالة :

النظام الكهروضوئي ، نظام الرياح ، خلية الوقود ، المكثف الفائق ، التحكم في إدارة الطاقة ، النمذجة ، MPPT ، الأنظمة الهجينة ، وحدة التحكم المنطقية الضبابية

## *Liste des figures*

Figure I.1. Consommation et émissions d'énergie sauvage dans le monde [I.2].....	7
Figure I.2. Répartition, consommation et évolution des sources d'énergie [I.1].....	8
Figure I.3. Evolution de la production d'énergie renouvelable par sources.....	9
Figure I.4. Classification des systèmes hybrides.....	17
Figure I.5. Procédé solaire thermique.....	18
Figure I.6. Concentrateur solaire parabolique.....	19
Figure I.7. Schéma d'une cellule solaire (HTE 2012).....	22
Figure I.8. Construction de modules PV [I.37].....	22
Figure I. 9. Encapsulation des cellules [I.37].....	23
Figure I.10. (a) Module unique et (b) modules connectés en série.....	24
Figure I.11. (a) Module unique et (b) modules connectés en parallèle.....	24
Figure I.12. Système photovoltaïque autonome.....	25
Figure I.13. Système photovoltaïque connecté.....	26
Figure I.14. Développement de la production d'énergie éolienne au cours des dix dernières années [44].....	27
Figure I.15. HWAT et VWAT [46].....	28
Figure I.16. Éolienne à vitesse fixe à base de la machine asynchrone à cage .....	29
Figure I.17. Composants d'une éolienne [I.50].....	30
Figure I.18. Éolienne à vitesse variable basée sur une machine asynchrone.....	31
Figure I.19. Eolienne à vitesse variable basée sur une MADA.....	32
Figure I.20. Éolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone.....	34
Figure II.2. Schéma équivalent de cellule solaire simple.....	43
Figure II.4. Caractéristique typique I-V d'un module solaire.....	46
Figure II.5. Caractéristique typique P-V d'un module solaire.....	47
Figure II.6. Simulation du module PV.....	47
Figure II.7. Effet de la température sur la caractéristique P-V, I-V.....	48
Figure II.8. Effet de l'éclairement sur la caractéristique P-V, I-V.....	49
Figure II.9. Configuration du système éolien étudié.....	50
Figure II.10. Modèle de coefficient de puissance $C_p$ avec courbe de rapport de vitesse spécifique ( $\lambda$ ).....	51
Figure II.11. Allure de coefficient $C_t$ en fonction de la vitesse spécifique $\lambda$ et l'angle de calage $\beta$ .....	52
Figure II.12. Modèle de l'arbre de l'éolienne.....	53



Figure II.13. Allure de vitesse du vent.....	53
Figure II.14. Système mécanique de l'éolienne [II.6].....	54
Figure II.15. Constitution de la MSAP [II. 16].....	56
Figure II.16. Circuit équivalent d'une phase de la MSAP.....	57
Figure II.17. Représentation de la MSAP dans le repère dq de Park.....	58
Figure II.18. Passage du repère naturel abc du stator au repère dq de Park.....	59
Figure II.19. Circuit équivalent de MSAP –convention moteur.....	60
Figure II.20. Modèle de Park pour la GSAP.....	61
Figure II.21. Simulation de GSAP sur une charge résistive séparée.....	62
Figure II.22. Schéma de principe d'une pile à combustible.....	63
Figure II.23. Circuit équivalent de la batterie.....	65
Figure II.24. Convertisseur de tension fonctionnant en mode redresseur.....	68
Figure II.25. Schéma fonctionnel d'un hacheur survolteur (boost).....	70
Figure II.26. Schéma électrique du hacheur DC/DC bidirectionnel.....	71
Figure II.27. Convertisseur de tension fonctionnant en mode onduleur.....	72
Figure II.28. Schéma électrique du bus continu.....	73
Figure II.29. Schéma électrique du filtre [II.26].....	74
Figure III.1. Structure de la classification des algorithmes MPPT.....	82
Figure III.2.Algorithme TSR MPPT de WECS.....	83
Figure III.3.Algorithme OT MPPT de WECS.....	84
Figure III.4.Algorithme PSF MPPT de WECS.....	84
Figure III.5.Algorithme de la méthode de perturbation et d'observation (P&O).....	85
Figure III.6.Organigramme de l'algorithme d'Inc-Cond.....	86
Figure III.7.Organigramme de l'hybride de l'algorithme MPPT ORB et P&O.....	88
Figure III.8.Classification des algorithmes P&O-MPPT.....	90
Figure III.9. Description complète du contrôle du système éolien étudié.....	91
Figure III.10.Algorithmes conventionnels de P&O basés sur des tailles de pas adaptatives.....	93
Figure III.11.Principe de fonctionnement du contrôleur MPPT basé sur VP&O.....	96
Figure III.12.Organigramme détaillé de la technique MPPT basée sur VP&O.....	98
Figure III.13.Principe de fonctionnement d'algorithme MPPT basé sur HP&O.....	97
Figure III.14.Résultats côté machine sous des variations graduelles de la vitesse du vent.....	103
Figure III.15.Résultats côté machine sous des fluctuations variables de la vitesse du vent.....	104
Figure III.16.Résultats côté machine sous des variations graduelles de la vitesse du vent .....	106
Figure III.17.Résultats côté machine sous des fluctuations variables de la vitesse du vent.....	108
Figure III.18.Schéma de principe de l'estimation de la vitesse du vent de la turbine.....	109
Figure III.19.Conversion d'énergie solaire comprenant une commande MPPT en utilisant le	110

convertisseur DC-DC.....	
Figure III.20.Organigramme de l'algorithme P&O conventionnel.....	112
Figure III.21.Fonction d'appartenance pour l'entrée et la sortie d'un contrôleur MPPT floue.....	114
Figure III.22.Structure de la commande par l'utilisation d'un contrôleur floue.....	115
Figure III.23.Structure de simulation système photovoltaïque.....	116
Figure III.24.Courbes des puissances sous conditions climatique constantes.....	116
Figure III.25.Courbes des tensions sous conditions climatique constantes.....	116
Figure III.26.Courbes des puissances sous conditions climatique variables.....	117
Figure IV.1. Structure de gestion d'énergie système hybride.....	126
Figure IV.2. Architecture de contrôle du convertisseur réversible en courant.....	127
Figure IV.3. Structure de contrôle de la tension du bus continu par un convertisseur boost.....	128
Figure IV.4. Algorithme de supervision de gestion classique.....	130
Figure IV.5. Algorithme de supervision de gestion logique flou.....	131
Figure IV.6. Fonctions d'appartenance de l'état des interrupteurs.....	133
Figure IV.7. Fonctions d'appartenance de la condition climatique .....	134
Figure IV.8. Fonctions d'appartenance des courants.....	135
Figure IV.9. Fonctions d'appartenance de SOC.....	135
Figure IV.10. Figure unité de gestion de l'énergie basée sur la logique floue.....	136
Figure IV.11. Modes de fonctionnement du système d'énergie hybride et leurs plages .....	140
Figure IV.12. Evolution des données d'entrée (irradiation, température et vent).....	141
Figure IV.13 .Principaux résultats des scenarios.....	147

## *Liste des Tableaux*

Tableau I.1. Capacité cumulée du programme des énergies renouvelables par phase en Algérie.....	16
Tableau I.2. Rendement des cellules solaires commerciales.....	20
Tableau III.1. Étude des cas de diminution du coefficient de puissance de l'algorithme P&O.....	92
Tableau III.2. Paramètres caractéristiques de l'algorithme.....	95
Tableau III.3. Règles floues pour le contrôleur SLF_Z1.....	100
Tableau III.4. Règles floues pour le contrôleur SLF_Z2.....	100
Tableau III.5. Tableau des règles.....	114
Tableau III.6. Comparaison de performance des méthodes MPPT.....	117
Tableau IV.1. Exemple de règles d'entrée floues pour l'unité de gestion de l'énergie.....	137
Tableau IV.2. Exemple de règles des sorties floues pour l'unité de gestion de l'énergie.....	137
Tableau IV.3. Performance des stratégies de gestion.....	147

# *Liste de notations symboliques et abréviations*

## **Notations**

AC	alternate current
AI	Artificial intelligent
ANFIS	Adaptive Neuro Fuzzy Inference System
ANN	artificial neural network
DC	direct current
DFIG	Doubly Fed Induction Generator
DPC	direct power control
FLC	fuzzy logic control
FOSMC	first order sliding mode control
FOC	field oriented control
FS	Fixed
GSC	grid side converter
INC	Incremental Conductance
IPC	Indirect power controller
LS	large step
MPPT	maximum power point tracking
MSC	machine side converter
ORB	Optimum Relation-Based
ORC	Optimal rotational Cycle
OTC	Optimal torque control
P&O	Perturb & Observe
PMSG	Permanent magnet synchronous generator
PSO	Particle swarm optimizer
PSF	Power Signal Feedback
RVS	Robust variable step
SCIG	Squirrel Cage Induction Generator
SS	Small step
SOSMC	Second order sliding mode control
STA	Super-twisting algorithm
SVM	Support vector machine
SVPWM	Space vector pulse width modulation
THD	transanal hemorrhoidal dearterialization
VS	Variable step

MS	Modified step
AS	Adaptive step
HS	Hybride step
VSWT	Variable speed wind turbine
WECS	Wind energy control system
WSE	Wind speed estimated
WT	wind turbine
BESS	Battery Energy Storage System
SESS	Battery Energy Storage System
VDC ref	Reference of DC link voltage
Pg ref	Reference of grid active power
Qg ref	Reference of grid reactive power
GPV	Générateur photovoltaïque
PàC	Pile à combustible
EnR	Energie Renouvelable
SC	Super-Condensateur
MAS	Machine asynchrone
MADA	Machine asynchrone double alimentation
MS	Machine synchrone
FEM	Force électromotrice
FMM	Force manitou-motrice
SOSMC	Second order sliding mode control
FOSMC	First ordre sliding mode control
PI	Proportionnelle intégrale

## **Symboles**

$C_p$	Coefficient de puissance
F	Simplex
$f_g$	Fréquence du réseau
$I_d$	Courant d'axe d
$I_{dg}$	Courant de l'axe d du réseau
$I_q$	Courant d'axe q
$I_{qg}$	Courant de l'axe q du réseau
K	Premier gain inconnu
L	Indice sectoriel
$L_d$	Inductance d'axe d

$L_q$	Inductance de l'axe q
M	Deuxième gain inconnu
M	Taille complexe
N	Indice de normalisation
P	Nombre de complexes indépendants
$P_g$	Puissance active du réseau
$P_t$	Puissance de la masse d'air
$P_k$	Puissance des turbines
$Q_g$	Puissance réactive du réseau
$R_s$	Résistance statorique
S	Surface
$S_p$	Surface de glissement de la puissance active
$s_Q$	Surface de glissement de la puissance réactive
$T_e$	Couple électromagnétique
$\alpha_L$	Facteur de pondération
V	Vitesse du vent
$V_d$	Tension d'axe d
$V_{dg}$	Tension de l'axe d du réseau
$V_{di}$	Tension de l'axe d de l'onduleur
$V_q$	Tension de l'axe q
$V_{qg}$	Tension de l'axe q du réseau
$V_{qi}$	Tension de l'axe q de l'onduleur
W	Facteur de sélection
$L_f$	Inductance de couplage d'une phase du filtre entre le réseau.
$R_f$	Résistance interne de l'inductance de couplage ( $L_f$ ).
I	Courant délivré par le module.
$I_{ph}$	Photo courant.
$I_d$	Courant de diode.
$I_{sh}$	Courant shunt.
$I_{rs}$	Courant de saturation inverse des cellules.
A	Constante d'idéalité de la diode.
T	Température de fonctionnement de la cellule de référence
q	Charge d'électrons.
k	Constante de Boltzmann.
$I_{sc}$	Courant de court-circuit de la cellule

$G$	Irradiation solaire en $W / m^2$ .
$T_r$	Température de référence de la cellule.
$k_i$	Coefficient de température du courant de court-circuit.
$n_p$	Nombre des modules en parallèle.
$n_s$	Nombre des modules en série.
$S_e$	Nombres des modules en série.
$I_{ref}$	0,909 iph.
$I_0$	Courant de saturation inverse de la cellule.
$N_s$	Nombre de cellules connectées en série.
$q$	Charge électronique.
$K$	Constante de Boltzmann.
$A$	Facteur d'idéalité de la jonction p-n.
$\Lambda$	Constante positive.
$I_{sc}$	Courant de court-circuit de la cellule
$N$	Degré relatif.

# *Table des matières*

Remerciements .....	
Résumé .....	
Liste des figures.....	
Liste des tableaux.....	
Liste de notations symboliques et abréviations.....	
Table des matières.....	
Introduction générale.....	
<b>Chapitre I : Etat de l’art et Contexte de l’étude</b>	
<b>I.1. Introduction.....</b>	<b>5</b>
<b>I.2. Énergie renouvelable intermittente.....</b>	<b>5</b>
I.2.1. Les enjeux énergétiques.....	6
I.2.2. Consommation et émission d’énergie dans le monde.....	6
<b>I.3. Les différentes sources d’énergie.....</b>	<b>9</b>
I.3.1 Les énergies non-renouvelable.....	9
I.3.2 Les énergies renouvelables.....	11
<b>I.4. Questions relatives à l’intégration des énergies renouvelables.....</b>	<b>11</b>
<b>I.5. Intermittence et prévision des sources d’énergie renouvelables.....</b>	<b>12</b>
I.5.1 Intermittence.....	12
I.5.2 Prévisions.....	14
<b>I.6. Evaluation des énergies renouvelables en Algérie.....</b>	<b>15</b>
<b>I.7. Systèmes hybrides.....</b>	<b>16</b>
I.7.1 Définition.....	16
I.7.2 Classification.....	17
I.7.3. Etudes des systèmes hybrides.....	17
<b>I.8.L’énergie solaire (Optimisation et gestion des flux énergétiques d’un GPV .....</b>	<b>17</b>
I.8.1. Procédés thermiques.....	18
I.8.2. Procédés Photovoltaïques.....	18
I.8.3. Energie solaire photovoltaïque.....	19
I.8.4. Cellules photovoltaïques et rendements.....	19
I.8.5. Opération de conversion d’énergie en utilisant des cellules de silicium cristallin.....	21
I.8.6. Modules photovoltaïques.....	22



I.8.7. Configuration des systèmes photovoltaïques .....	23
I.8.8. Systèmes solaires photovoltaïques.....	25
I.8.9. Avantages et les inconvénients de l'énergie photovoltaïque.....	26
<b>I.9. Énergie éolienne.....</b>	<b>26</b>
I.9.1. Type d'éolienne.....	28
I.9.2. Système de conversion de l'énergie éolienne.....	28
I.9.3. Principaux constituants d'une éolienne à axe horizontal.....	30
I.9.4. Topologies de génératrices éoliennes à vitesse variable.....	30
<b>I.10. Conclusion.....</b>	<b>35</b>
<b>I.11. Références Bibliographiques.....</b>	<b>36</b>
<b>Chapitre II : Modélisation des composants du système hybride</b>	
<b>II.1. Introduction.....</b>	<b>41</b>
<b>II.2. Modélisation d'un système hybride .....</b>	<b>41</b>
II.2.1. Composition de générateur photovoltaïque .....	42
II.2.2. Modèle d'une cellule solaire photovoltaïque.....	42
II.2.3. Paramètres externes d'une cellule photovoltaïque.....	44
II.2.4. Rendement énergétique maximum $n_m$ .....	46
II.2.5. Simulation d'un module PV avec le modèle à une seule diode.....	47
II.2.6. Modélisation de générateur éolien.....	49
II.2.7. Composition du système de production éolienne.....	49
II.2.8. Modèle d'éolienne .....	50
II.2.9. Modélisation de la GSAP.....	55
II.2.10. Modélisation de la pile à combustible.....	63
II.2.11. Modélisation de système de la batterie.....	64
II.2.12. Modélisation de super condensateur (SC).....	66
II.2.13. Modélisations des convertisseurs de puissance .....	67
II.2.14. Modélisation du bus continu.....	73
II.2.15. Modélisation du filtre.....	73
II.2.16. Modélisation du réseau électrique.....	75
<b>II.3. Conclusion.....</b>	<b>75</b>
<b>II.4. Références bibliographiques.....</b>	<b>76</b>
<b>Chapitre III : Méthodes MPPT appliquées aux systèmes hybrides (Eolien -Photovoltaïque)</b>	
<b>III.1. Introduction.....</b>	<b>80</b>
<b>III.2. Définition de la commande suivi du point de puissance maximale (MPPT) .....</b>	<b>80</b>
III.2.1. État de l'art sur les différentes techniques MPPT.....	80

<b>III.3. Algorithmes de maximisation de la puissance extraite pour les systèmes d'éolienne.....</b>	<b>82</b>
III.3.1. Algorithme MPPT basé sur IPC.....	82
III.3.2. Algorithme MPPT basé sur le DPC.....	84
III.3.3. Algorithmes MPPT hybrides.....	87
III.3.4. Algorithmes MPPT intelligent.....	88
<b>III.4. Classifications des algorithmes P&amp;O.....</b>	<b>89</b>
III.4.1. Basés sur le type de taille de pas généré.....	89
III.4.2. Basés sur la stratégie de suivi.....	90
<b>III.5. Développements récents des algorithmes MPPT P&amp;O.....</b>	<b>90</b>
III.5.1. Algorithmes P&O conventionnels à pas fixes.....	91
III.5.2. Algorithmes de P&O modifiés à pas de perturbation ajustable.....	92
III.5.3. Proposition d'algorithme " perturbation et observation variable "RVS-P&O.....	93
III.5.4. Algorithme hybride proposé HP&O.....	99
<b>III.6. Résultats des simulations chaîne éolienne.....</b>	<b>100</b>
III.6.1. Résultats d'algorithme à " perturbation et observation Variable " RVS-P&O.....	101
III.6.2. Résultats d'algorithme à " perturbation et observation hybride " HP&O.....	105
III.6.3. Algorithme d'estimation proposé de la vitesse du vent.....	108
<b>III.7. Algorithmes de maximisation de la puissance extraite pour les systèmes PV.....</b>	<b>109</b>
<b>III.8. Classification des technique MPPT pour les systèmes photovoltaïque.....</b>	<b>110</b>
III.8.1. Techniques de la MPPT Classique.....	110
III.8.2. Techniques Intelligentes de la MPPT.....	112
III.8.3. Techniques Hybrides de la MPPT.....	115
<b>III.9. Simulation d'un système photovoltaïque.....</b>	<b>115</b>
<b>III.10. Conclusion .....</b>	<b>118</b>
<b>III.11. Références bibliographiques.....</b>	<b>119</b>
<b>Chapitre IV : Optimisation de la Gestion de puissance d'un Système Hybride (éolienne /PV/pile à combustible) relié aux réseaux</b>	
<b>IV.1. Introduction.....</b>	<b>124</b>
<b>IV.2. Modélisation des composants du système hybride .....</b>	<b>124</b>
<b>IV.3. Stratégies de contrôle du système d'énergie hybride.....</b>	<b>126</b>
IV.3.1. Contrôle de la tension $V_{dc}$ du bus DC par le système de stockage (Batterie, Super- condensateur) .....	126
IV.3.2. Contrôle de la tension $V_{dc}$ du bus DC par la pile à combustible.....	128
<b>IV.4. Stratégies de gestion du système d'énergie hybride .....</b>	<b>128</b>
IV.4.1. Stratégie de gestion PI classique.....	129

IV.4.2. Stratégie de gestion proposée à base de règles floues.....	129
IV.4.2.1. Choix des fonctions d'appartenance.....	132
IV.4.2.2. Choix des règles d'inférences.....	135
<b>IV.5. Résultats des simulations.....</b>	<b>140</b>
<b>IV.6. Conclusion .....</b>	<b>147</b>
<b>Conclusion Générale.....</b>	<b>148</b>
<b>Annexe.....</b>	<b>150</b>
<b>Références Bibliographiques.....</b>	<b>151</b>

## **Introduction générale**

L'énergie est importante pour la vie de chacun. Parmi les différents types d'énergie l'énergie électrique est l'une des plus essentielles dont les gens ont besoin au quotidien. L'électricité peut être produite de nombreuses façons à partir de diverses sources d'énergie. L'énergie électrique peut être produite par des centrales thermiques classiques (utilisant des combustibles fossiles ou l'énergie nucléaire) des centrales hydroélectriques et d'autres unités de production d'énergie alternatives (telles que les éoliennes, les panneaux photovoltaïques, les piles à combustible, les centrales à biomasse, les centrales géothermiques, etc.). Les combustibles fossiles (y compris le gaz naturel, le charbon et le pétrole) et l'énergie nucléaire ne sont pas renouvelables et leurs ressources sont limitées. Actuellement la majeure partie de la demande d'énergie dans le monde est satisfaite par les centrales fossiles et nucléaires. Une petite partie est tirée des technologies d'énergie renouvelable telles que l'énergie éolienne, solaire, les piles à combustible, la biomasse et l'énergie géothermique [1], [2]. Au cours de la dernière décennie, l'énergie éolienne, l'énergie solaire et les piles à combustible ont connu une croissance exceptionnellement rapide. Ces technologies d'énergie renouvelable ont gagné en popularité en raison de leur capacité à produire de l'électricité de manière propre et durable, sans émissions de gaz à effet de serre ni autres polluants atmosphériques [3], [4], [5].

Le coût de l'électricité produite par les éoliennes, les panneaux solaires photovoltaïques et les piles à combustible est encore élevé [6], [7], [8]. Néanmoins grâce à la recherche au développement et à l'utilisation continue de ces technologies dans le monde les coûts de l'énergie solaire photovoltaïque et des piles à combustible devraient baisser dans les prochaines années. Quant aux producteurs d'électricité à partir de piles solaires et de piles à combustible ils vendent désormais leur énergie librement aux utilisateurs finaux grâce à un accès véritablement ouvert aux lignes de transmission. Pour cette raison ils sont susceptibles de bénéficier autant que les autres producteurs d'électricité. Un autre avantage en leur faveur est que le coût des énergies renouvelables diminue au fur et à mesure que la technologie progresse alors que le coût de l'électricité produite par les centrales conventionnelles augmente avec l'inflation. La différence dans leurs tendances indique que l'énergie éolienne, l'hydrogène et l'énergie solaire seront plus avantageuses à l'avenir. Dans un avenir proche, le réseau électrique public à grande échelle sera alimenté par des sources d'énergie renouvelables, c'est-à-dire des systèmes énergétiques hybrides, afin d'accroître leur fiabilité et de les rendre plus efficaces pour les applications connectées au réseau.

Le problème d'intermittence par exemple, de l'énergie solaire est que les panneaux solaires ne peuvent pas produire de l'électricité de manière constante, car leur taux de production d'électricité

change en fonction des saisons, des mois, des jours, des heures, etc. S'il n'y a pas de lumière solaire, aucune électricité ne sera produite par la cellule photovoltaïque (PV) [9], [10]. Dans le cas d'une pile à combustible lorsqu'une charge importante est appliquée aux cellules, l'augmentation soudaine du courant peut provoquer le blocage du système si l'oxygène ou l'hydrogène épuisé ne peut pas être réapprovisionné immédiatement et suffisamment. Le plus grand défi de la production d'énergie éolienne est la nature intrinsèquement sporadique du vent qui peut dévier rapidement. Sa disponibilité intermittente est le principal obstacle à la qualité de l'énergie et au contrôle du flux. Les variations de la vitesse du vent entraînent une fluctuation de la puissance injectée, ce qui affecte la stabilité et la qualité du fonctionnement du réseau. Par conséquent, les fluctuations de l'énergie éolienne doivent être réduites pour éviter une dégradation des performances du réseau.

Par conséquent, pour fournir de l'énergie électrique à des charges fluctuantes avec un système électrique hybride renouvelable dans un système autonome ou non autonome, un système de stockage de l'énergie électrique [une batterie et/ou un super-condensateur (SC)] est nécessaire pour compenser l'écart entre la production des sources d'énergie renouvelables et la charge, en plus de la répartition collaborative de la charge entre ces énergies [11], [12], [13]. Il existe différents types d'ESS dans les réseaux électriques, tels que les batteries ESS, les ESS magnétiques supraconducteurs, l'air comprimé, l'hydrogène ESS, l'énergie potentielle gravitationnelle avec des réservoirs d'eau, le condensateur électrique à double couche et les volants. Le BESS est l'une des technologies de stockage qui se développe le plus rapidement. Le coût d'installation et le bruit de fonctionnement du BESS sont relativement plus faibles que ceux des autres technologies de stockage.

Sur la base de la technologie actuelle des dispositifs de stockage, la conception des batteries doit fournir un compromis entre l'énergie spécifique, la puissance spécifique et la durée du cycle. La difficulté d'obtenir des valeurs élevées de ces trois paramètres a conduit à suggérer que le système de stockage d'énergie des systèmes de production distribuée devrait être une hybridation d'une source d'énergie et d'une source de puissance [14], [15]. La source d'énergie, principalement les piles à combustible ou/et les cellules solaires ou /et l'Énergie éolienne dans ce document, a une énergie spécifique élevée, tandis que la source d'énergie a une puissance spécifique élevée. Les sources d'énergie peuvent être rechargées à partir de là ou des principales sources d'énergie lorsque la demande est moindre. La source d'énergie qui a fait l'objet d'une grande attention est le super-condensateur (ou "ultra-condensateur", ou "condensateur électrochimique à double couche") [16], [17], [18].

Cependant, ces caractéristiques restent limitées par rapport au domaine pratique de la variation climatique parce qu'elles ne garantissent pas toujours une solution globalement optimale, (la

conversion et la distribution de l'énergie renouvelable) n'est pas aussi efficace ou un excès d'alimentation est prévu et une panne est plus que certaine. Par conséquent, **le système de contrôle de supervision pour la gestion optimale est essentiel pour gérer les variations de la demande de charge et pour extraire la puissance maximale des sources renouvelable à chaque instant.**

Cet objectif a été et reste une motivation pour les chercheurs et les investisseurs à rechercher des stratégies de contrôle robustes et efficaces pour les ESS afin de surmonter diverses contraintes telles que le contrôleur de point de puissance maximale (MPP) a été développé dans de nombreux ouvrages. Ces techniques comprennent notamment le rapport de vitesse de pointe (TSR), le contrôle en mode glissant (SMC), la recherche en pente (HCS) et le contrôle par logique floue (FLC). Des stratégies plus robustes et efficaces basées sur des techniques de contrôle modernes telles que le contrôle par logique floue, le contrôle robuste et le contrôle par mode glissant ont été largement développées et mises en œuvre pour réguler en douceur les échanges de puissance active et réactive entre la source hybride et le réseau.

La contribution dans cette thèse est de présenter un modèle mathématique complet de la structure proposée basée sur un système électrique hybride et de mettre en œuvre le meilleur système de contrôle de supervision afin d'optimiser la puissance de sortie. La stratégie de gestion proposée est réalisée par la combinaison des méthodes de contrôle efficaces et robustes décrites dans des publications récentes afin de développer un système hybride parfait. Le système de contrôle de supervision proposé est composé de deux parties clés, l'une sur le convertisseur côté générateur éolienne/ photovoltaïque, la seconde sur le convertisseur côté réseau. Ainsi, les chapitres de cette thèse sont organisés comme suit :

Le premier chapitre a abordé les concepts clés impliqués dans la conception de deux sources d'énergie renouvelable : l'énergie solaire photovoltaïque et l'énergie éolienne. En outre, il a été discuté de tous les composants nécessaires des systèmes photovoltaïques et éoliens, ainsi que de leur mode de fonctionnement.

Dans le deuxième chapitre, l'accent est mis sur la modélisation de systèmes hybrides. Les divers modèles de simulation des panneaux solaires, allant de l'échelle de la cellule à celle du champ photovoltaïque, sont présentés en détail. Ensuite, la modélisation du système éolien, pile à combustible, batterie et super-condensateur, ainsi que des différents types de convertisseurs, est abordée.

Dans le troisième chapitre, différentes méthodes de Poursuite du Point de Puissance Maximale (MPPT) sont présentées pour les systèmes hybrides éolien-photovoltaïque. Ces méthodes comprennent le MPPT basé sur la méthode de Perturbation et Observation à pas variable (VS-

P&O) afin d'éliminer les inconvénients de la technique P&O classique. Pour vérifier les performances de l'algorithme P&O proposé, il a été comparé aux techniques classiques dans différentes conditions environnementales.

Pour une bonne gestion d'énergie, le chapitre quatre propose des techniques d'optimisation de la gestion de puissance d'un système hybride PV-éolien et pile à combustible relié au réseau. Cette optimisation est basée sur la logique floue pour obtenir un réglage en douceur de l'échange de quantité de puissance entre les sources renouvelable et la demande du réseau pendant des conditions météorologiques variable. Des tests de simulation utilisant MATLAB/Simulink et les résultats de la comparaison sont fournis dans ce chapitre pour valider l'efficacité de la technique proposée dans plusieurs scénarios de fonctionnement. Enfin, la section de conclusion présentant les résultats obtenus et les perspectives.

## Références Bibliographiques

- [1] K. Rajashekara, J. Grieve, and D. Daggett, "Hybrid fuel cell power in aircraft," *IEEE Ind. Appl. Mag.*, vol. 14, no. 4, pp. 54–60, July-Aug. 2008
- [2] R. Toonssen, N. Woudstra, and A. H. M. Verkooijen, "Decentralized generation of electricity from biomass with proton exchange membrane fuel cell," *J. Power Sources*, vol. 194, no. 1, pp. 456–466, Oct. 2009.
- [3] G. S. Aglietti, S. Redi, A. R. Tatnall, and T. Markvart, "Harnessing high-altitude solar power," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 24, no. 2, pp. 442–451, June 2009.
- [4] A. Bergen, L. Pitt, A. Rowe, P. Wild, and N. Djilali, "Experimental assessment of a residential scale renewable–regenerative energy system," *J. Power Sources*, vol. 186, pp. 158–166, 2009.
- [5] N. W. Miller, D. Guru, and K. Clark, "Wind Generation," *IEEE Ind. Appl. Mag.*, vol. 14, no. 4, pp. 54–61, March-April 2009.
- [6] J. P. Mock and S. A. Schmid, "Fuel cells for automotive powertrains—A techno-economic assessment," *J. Power Sources*, vol. 190, pp. 133–140, 2009.
- [7] H. Patel and V. Agarwal, "MPPT scheme for a PV-fed single-phases-stage grid-connected inverter operating in CCM with only one current sensor," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 24, no. 1, pp. 256–263, March 2009.
- [8] J. R. Salgado and M. A. D. Aguilar, "Market survey of fuel cells in Mexico: Niche for low power portable systems," *J. Power Sources*, vol. 186, pp. 455–463, 2009.
- [9] M. Kolhe, "Techno-economic optimum sizing of a stand-alone solar photovoltaic system," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 24, no. 2, pp. 511–519, June 2009.
- [10] T. Senjyu, M. Datta, A. Yona, and C. H. Kim, "A control method for small utility connected large PV system to reduce frequency deviation using a minimal-order observer," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 24, no. 2, pp. 520–528, June 2009.
- [11] N. Kakimoto, H. Satoh, S. Takayama, and K. Nakamura, "Ramp-rate control of photovoltaic generator with electric double-layer capacitor," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 24, no. 2, pp. 465–473, June 2009.
- [12] A. J. del Real, A. Arce, and C. Bordons, "Optimization strategy for element sizing in hybrid power systems," *J. Power Sources*, vol. 193, pp. 315–321, 2009.
- [13] P. Thounthong, S. Raël, and B. Davat, "Control algorithm of fuel cell and batteries for distributed generation system," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 23, no. 1, pp. 148–155, Mar. 2008
- [14] A. Cooper, J. Furakawa, L. Lam, and M. Kellaway, "The UltraBattery—A new battery design for a new beginning in hybrid electric vehicle energy storage," *J. Power Sources*, vol. 188, pp. 642–649, 2009.
- [15] P. Thounthong, V. Chunkag, P. Sethakul, M. Hinaje, and B. Davat, "Comparative Study of Fuel-Cell Vehicle Hybridization with Battery or Supercapacitor Storage Device," *IEEE Trans. Veh. Technol.*, vol. 58, no. 8, pp. 3892–3904, Oct. 2009.
- [16] J. Bauman and M. Kazerani, "An analytical optimization method for improved fuel cell–battery–



- ultracapacitor powertrain,” *IEEE Trans. Veh. Technol.*, vol. 58, no. 7, pp. 3186–3197, Sept. 2009.
- [17] J. Bernard, S. Delprat, F. N. Büchi, and T. M. Guerra, “Fuel-cell hybrid powertrain: toward minimization of hydrogen consumption,” *IEEE Trans. Veh. Technol.*, vol. 58, no. 7, pp. 3168–3176, Sept. 2009.
- [18] E. Schaltz, A. Khaligh, and P. O. Rasmussen, “Influence of battery/ultracapacitor energy-storage sizing on battery lifetime in a fuel cell hybrid electric vehicle,” *IEEE Trans. Veh. Technol.*, vol. 58, no. 8, pp. 3882–3891, Oct. 2009.

# CHAPITRE I

## Etat de l'art et Contexte de l'étude

### Sommaire

---

<b>I.1 Introduction.....</b>	.....
<b>I.2. Énergie renouvelable intermittente.....</b>	.....
I.2.1. Les enjeux énergétiques.....	.....
I.2.2. Consommation et émission d'énergie dans le monde.....	.....
<b>I.3. Les différentes sources d'énergie.....</b>	.....
I.3.1 Les énergies non-renouvelable.....	.....
I.3.2 Les énergies renouvelables.....	.....
<b>I.4 .Questions relatives à l'intégration des énergies renouvelables.....</b>	.....
<b>I.5. Intermittence et prévision des sources d'énergie renouvelables.....</b>	.....
I.5.1 Intermittence.....	.....
I.5.2 Prévisions.....	.....
<b>I.6. Evaluation des énergies renouvelables en Algérie.....</b>	.....
<b>I.7. Systèmes hybrides.....</b>	.....
I.7.1 Définition.....	.....
I.7.2 Classification.....	.....
<b>I.8 L'énergie solaire (Optimisation et gestion des flux énergétiques d'un GPV .....)</b>	.....
I.8.1. Procédés thermiques.....	.....
I.8.2. Procédés Photovoltaïques.....	.....
I.8.3. Energie solaire photovoltaïque.....	.....
I.8.4. Cellules photovoltaïques et rendements.....	.....
I.8.5. Opération de conversion d'énergie en utilisant des cellules de silicium cristallin.....	.....
I.8.6. Modules photovoltaïques.....	.....
I.8.7. Configuration des systèmes photovoltaïques.....	.....
I.8.8. Systèmes solaires photovoltaïques.....	.....
I.8.9. Avantages et les inconvénients de l'énergie photovoltaïque.....	.....
<b>I.9. Énergie éolienne.....</b>	.....

I.9.1. Type d'éolienne.....	
I.9.2. Système de conversion de l'énergie éolienne.....	
I.9.3. Principaux constituants d'une éolienne à axe horizontal.....	
I.9.4. Topologies de génératrices éoliennes à vitesse variable.....	
<b>I.10. Conclusion.....</b>	
<b>I.11. Références Bibliographiques.....</b>	

## **I.1. Introduction**

L'une des applications les plus prometteuses de la technologie des énergies renouvelables est l'installation de systèmes énergétiques hybrides dans les zones reculées, où l'extension du réseau est coûteuse et où le coût du carburant augmente considérablement avec l'éloignement de l'endroit. La recherche et le développement récents dans les sources d'énergie renouvelables ont montré un excellent potentiel, comme une forme de contribution supplémentaire aux systèmes de production d'énergie conventionnels.

Afin de répondre aux demandes de charges soutenues dans des conditions naturelles variables, différentes sources d'énergie et convertisseurs doivent être intégrés les uns aux autres pour une utilisation étendue des énergies alternatives. Les sources d'énergie renouvelables, telles que l'énergie photovoltaïque, l'énergie éolienne ou l'énergie hydraulique à petite échelle, constituent une alternative réaliste aux générateurs à moteur pour la production d'électricité dans les régions éloignées. Il a été démontré que les systèmes énergétiques hybrides peuvent réduire de manière significative le coût total du cycle de vie des alimentations électriques autonomes dans de nombreuses situations, tout en fournissant un approvisionnement en électricité plus fiable grâce à la combinaison des sources d'énergie.

Dans ce premier chapitre, nous allons décrire les différentes caractéristiques des trois énergies renouvelables étudiées dans cette thèse.

## **I.2. Énergie renouvelable intermittente**

Les énergies renouvelables intermittentes constituent un défi car elles perturbent les méthodes conventionnelles de planification du fonctionnement quotidien du réseau électrique. Leur puissance fluctue sur plusieurs horizons temporels, ce qui oblige l'opérateur du réseau à ajuster ses procédures d'exploitation en prévision, en prévision horaire et en temps réel.

Prenons l'exemple des panneaux solaires. Par nature, l'énergie solaire n'est disponible que pendant les heures de clarté, de sorte que le gestionnaire de réseau doit ajuster le plan « *day-ahead* » pour inclure des générateurs capables d'ajuster rapidement leur production d'électricité afin de compenser les hausses et les baisses de la production solaire. En outre, les centrales électriques qui produisent habituellement de l'électricité toute la journée, tous les jours, peuvent être invitées à s'éteindre en milieu de journée afin que l'énergie produite par le soleil puisse être utilisée à la place de l'électricité fossile.

Outre les fluctuations quotidiennes causées par le lever et le coucher du soleil, la production des panneaux solaires peut également changer soudainement en raison des nuages. La

variabilité causée par les nuages peut rendre plus difficile pour l'opérateur du réseau de prévoir la quantité de production électrique supplémentaire. Cette dernière sera nécessaire au cours de l'heure suivante de la journée, il devient donc difficile de calculer exactement la production de chaque générateur pour accomplir la phase de suivi de la charge identifiée.

### **I.2.1. Enjeux énergétiques**

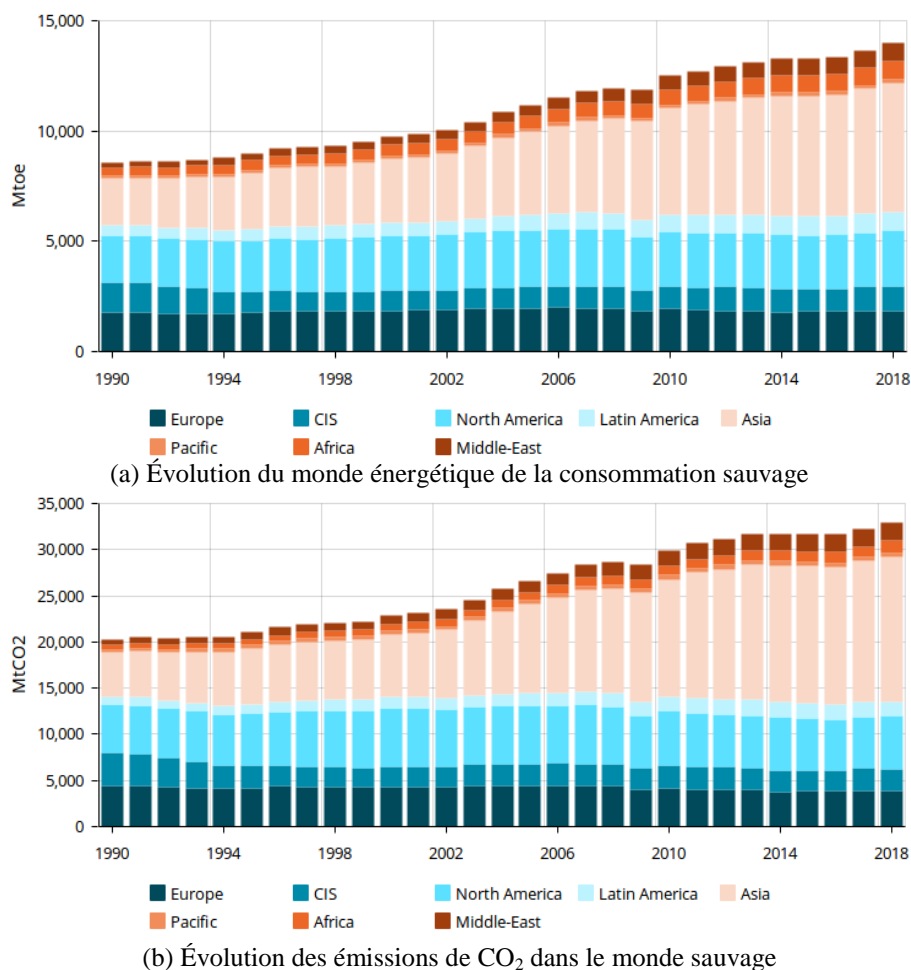
La production d'énergie électrique, quel que soit le moyen utilisé, est un processus qui débute par la consommation d'une énergie primaire et se termine par la production d'énergie électrique utile, avec plus ou moins d'efficacité. Ce processus est classé comme suit :

- *Les énergies primaires* : sont les énergies que l'on peut obtenir de la nature (par exemple, la biomasse, les combustibles fossiles, le vent) avant transformation par l'être humain.
- *L'énergie secondaire* : c'est le résultat de la conversion des sources primaires (par exemple, l'essence, l'électricité, etc.). Elle est également appelée vecteur d'énergie car elle permet à l'utilisateur de l'utiliser quand et où il veut.
- *L'énergie finale* : c'est l'énergie livrée à l'utilisateur et directement consommée (par exemple, l'essence de la station-service, l'électricité domestique). Cette énergie est échangée par une transaction monétaire.
- *L'énergie utile* : c'est la transformation de l'énergie finale en services. L'efficacité des appareils de l'utilisateur est prise en compte (par exemple, machine à laver, ampoule électrique, etc.).

Au cours de ce processus, des pertes cruciales d'énergie apparaissent d'une transformation à l'autre. Ces pertes prouvent que les services énergétiques peuvent être fournis avec moins d'énergie primaire grâce à des processus de conversion, des processus de livraison et des dispositifs plus efficaces des processus de conversion, des processus de livraison et des dispositifs plus efficaces.

### **I.2.2. Consommation et émission d'énergie dans le monde**

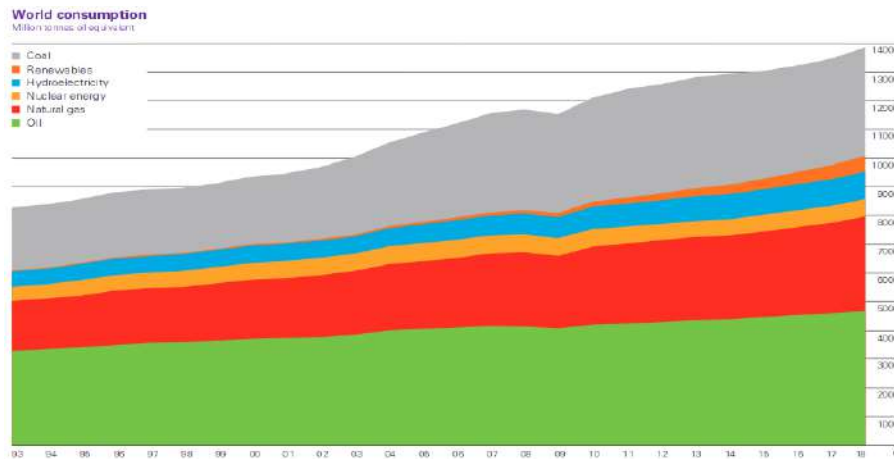
Au cours des dernières décennies, la consommation primaire totale mondiale n'a cessé d'augmenter et a presque triplé en 40 ans : de 5 000 millions de tonnes d'équivalent pétrole (Mtep) en 1970 à 14 000 Mtep en 2018 [I.1] (Figure I.1(a)).



**Figure I.1.** Consommation et émissions d'énergie sauvage dans le monde [I.2].

Cela équivaut à une croissance moyenne de plus de 2,2 % par an. En fait, si cette progression fulgurante se poursuit, elle pourrait atteindre plus de 25 000 Mtep en 2050 [I.3]. Selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), cette consommation mondiale devrait encore augmenter dans les années à venir en raison de l'augmentation de la population (par exemple, 7 à 9 milliards de personnes entre 2010 et 2040) et de la croissance économique, principalement soutenue par les pays émergents hors OCDE<sup>1</sup> comme l'Inde et la Chine [I.4]. En 2018, les émissions liées à la combustion d'énergie, qui représentent environ 80% des émissions mondiales de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>), continuent d'augmenter (Figure I.1(b)). D'ailleurs, l'IAE vient de publier son rapport annuel pour 2018 [I.5] soulignant une croissance vigoureuse des émissions de CO<sub>2</sub> liées aux énergies fossiles, avec une augmentation par rapport à 2017. Et un volume historiquement élevé de 33,1 milliards de tonnes de CO<sub>2</sub> émises dans l'atmosphère.

<sup>1</sup> Organisation de coopération et de développement économiques

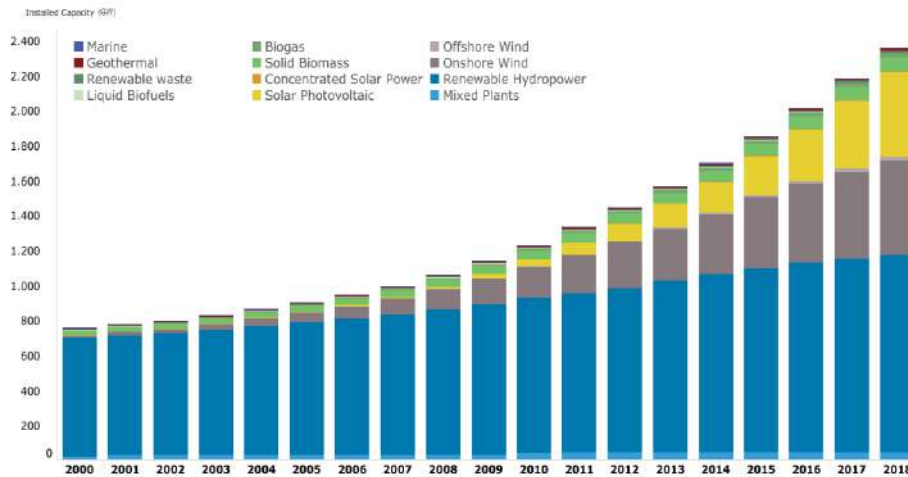


**Figure I.2.** Répartition, consommation et évolution des sources d'énergie [I.1]

En 2014, 2015 et 2016, une stagnation suivie de deux années de légère baisse des émissions a laissé croire que le monde suivait la voie préconisée par la Convention de l'ONU sur le climat, signée par les Nations unies, en 1992. D'autant qu'en décembre 2015, l'Accord de Paris signé par tous les pays de la planète a confirmé les objectifs climatiques fixés en 2009 : ne pas dépasser 2° C de plus qu'avant la révolution industrielle en moyenne mondiale.

La Figure I.2 montre que les combustibles fossiles satisfont la grande majorité (82% en 2015) des besoins mondiaux et, parmi eux, la première source est le pétrole avec 34,2% de l'approvisionnement, puis le charbon (28%) et le gaz (22%). Les énergies renouvelables restent stables de 1993 à 2007 et commencent à augmenter pour atteindre 10% de la consommation d'énergie primaire, dont 8% pour l'hydroélectricité, tandis que l'énergie nucléaire fournit 5% de la demande mondiale.

Les lois " Grenelle 1 " en 2009 et " Grenelle 2 " en 2010 ainsi que la loi pour la transition énergétique en 2015 ont réaffirmé, notamment dans la perspective de la conférence mondiale sur le climat<sup>5</sup> de nombreux objectifs chiffrés en matière d'efficacité et de sobriété énergétique. Parmi ces objectifs, on peut citer la réduction de 50 % de la consommation énergétique mondiale sauvage en 2050 ainsi que l'augmentation de la part des énergies renouvelables (énergies plus décarbonées et moins polluantes) à 32% de la consommation finale et à 40% de la production d'électricité en 2030.



**Figure I.3.** Evolution de la production d'énergie renouvelable par sources

En outre, le Groupe d'experts international sur l'évolution du climat (GIEC) rappelle dans [I.6] que, outre l'initiative de rationalisation et d'efficacité énergétique, les méthodes de stockage et de capture du carbone, les sources d'énergie renouvelables sont l'un des moyens essentiels pour diminuer les émissions de GES. Par ailleurs, ce problème de changement climatique entraîne une évolution significative du mix énergétique global. Toutefois, ce mix doit être envisagé dans le cadre d'autres défis majeurs en matière d'énergie tels que la sécurité d'approvisionnement et le contrôle.

### I.3. Différentes sources d'énergie

#### I.3.1. Energies non-renouvelables

L'énergie existe librement dans la nature, certaines sont disponibles à l'infini, appelées renouvelables, et d'autres sont dites non renouvelables. Il est de notre responsabilité de veiller à la bonne utilisation des énergies renouvelables et non renouvelables. L'énergie non renouvelable est une ressource limitée qui finira par s'épuiser au fil du temps. Une énergie non renouvelable est une énergie qui ne se renouvelle pas à un rythme suffisant pour permettre une extraction économique durable dans des délais raisonnables pour l'homme.

L'énergie non renouvelable est l'énergie provenant de combustibles fossiles tels que le charbon, le pétrole brut, le gaz naturel et l'uranium. Contrairement à l'énergie renouvelable, l'énergie non renouvelable nécessite une intervention humaine pour la rendre propre à la consommation. Les combustibles fossiles sont principalement constitués de carbone. On pense que les combustibles fossiles se sont formés il y a plus de 300 millions d'années, lorsque le paysage de la terre était très différent [I.7].

- **Le pétrole brut**



Le pétrole brut, également appelé huile de pétrole, est la seule ressource non renouvelable qui est extraite sous forme liquide. On le trouve entre les couches de la croûte terrestre, ou entre les roches, et on le récupère en forant un puits vertical dans le sol et le plancher océanique. [I.7]. Le pétrole brut est ensuite pompé à la surface, acheminé dans une raffinerie, puis utilisé pour créer différents produits. Il sert à produire de l'essence et du diesel pour alimenter les véhicules à moteur et à fabriquer des plastiques, du mazout de chauffage, du propane et du carburant pour avion, ainsi que des arômes alimentaires artificiels. Comme les réserves de pétrole s'épuisent plus rapidement que les nouveaux gisements ne sont découverts, les scientifiques prévoient que les réserves actuelles de pétrole ne dureront peut-être pas au-delà du milieu du 21<sup>e</sup> siècle. [I.8].

- **Le gaz naturel**

Le gaz naturel est une ressource gazeuse non renouvelable que l'on trouve sous la croûte terrestre mais à proximité des gisements de pétrole brut dans le sous-sol. Le gaz naturel est principalement constitué de méthane, mais peut également contenir d'autres formes de gaz naturel comme le propane, l'éthane et le butane [I.8].

Le méthane est inodore, et il est mélangé à un additif spécial qui lui donne une odeur pour faciliter la détection en cas de fuite de gaz. Une fois le gaz naturel extrait, il est envoyé dans des usines de traitement pour en retirer le propane et le butane, qui sont utilisés comme gaz de pétrole liquéfié (GPL). Le gaz naturel est utilisé pour le chauffage des habitations, ainsi que pour la cuisson dans des fours, des cuisinières et des grils à gaz [I.7].

- **Le charbon**

Le charbon est créé par la matière organique comprimée, et il contient du carbone et des hydrocarbures. Il est formé à partir de marécages remplis de plantes qui ont été recouverts de sédiments pendant des millions d'années. Le charbon est extrait en creusant le sol et en retirant les solides du charbon pour les transformer en énergie. Les principaux types de charbon sont l'antracite, le lignite, le charbon bitumineux et le charbon sous-bitumineux [I.7]. Le charbon bitumineux se trouve aux États-Unis. Il contient 45% à 86% de carbone. Il a une forte teneur en chaleur et est utilisé pour produire de l'énergie et fabriquer de l'acier et du fer. L'antracite contient 86% à 97% de carbone, et il a le pouvoir calorifique le plus élevé. Il est beaucoup plus difficile à trouver que les autres types de charbon et est utilisé dans l'industrie métallurgique [I.8].

- **L'énergie nucléaire**

Outre les combustibles fossiles, l'autre catégorie de ressources non renouvelables est celle des combustibles nucléaires. Ils sont principalement obtenus par l'extraction et le raffinage du

minéral d'uranium, un élément radioactif présent naturellement sous la surface de la terre [I.9]. L'uranium se trouve en petites quantités, et les mineurs rassemblent souvent les gisements d'uranium pour les raffiner et les purifier. Le minerai produit de l'énergie grâce à un processus connu sous le nom de fusion nucléaire, qui crée une pression suffisante pour faire fonctionner des turbines et générer de l'énergie nucléaire [I.10].

### **I.3.2. Energies renouvelables**

L'énergie renouvelable est une énergie produite à partir de sources telles que le soleil et le vent, qui se renouvellent naturellement et ne s'épuisent pas. L'énergie renouvelable peut être utilisée pour la production d'électricité, le chauffage et la climatisation des locaux et de l'eau, et les transports. L'énergie non renouvelable, en revanche, provient de sources finies qui pourraient s'épuiser, comme les combustibles fossiles tels que le charbon et le pétrole [I.11] :

- Énergie éolienne
- Énergie solaire
- Énergie marine
- Énergie issue de la biomasse [I.12,13]
- Énergie hydroélectrique [I.14,15]
- Énergie géothermique [I.16].

### **I.4. Questions relatives à l'intégration des énergies renouvelables**

Les systèmes énergies renouvelables intermittentes sont l'énergie éolienne, photovoltaïque ou marine avec les caractéristiques suivantes [I.17] :

- **Non-programmables** : Le niveau de production ne peut pas être adapté au profil de consommation de l'utilisateur. La production globale d'un système électrique doit constamment s'adapter à la consommation. Ces énergies ne permettent pas ces ajustements, leur profil de production est soutenu et non évolutif.
- **Non sécurisées** : ces énergies sont par nature intermittentes : on ne peut malheureusement pas garantir la présence du soleil ou du vent. Si la production de ces énergies remplace les combustibles fossiles, elle n'épargne pas l'investissement en garantissant l'alimentation électrique pas l'investissement en garantissant l'alimentation électrique. Ainsi, d'autres ressources de production sont donc nécessaires pour compenser l'absence de production (pas de vent, pas de soleil).
- **Difficiles à prévoir** : ces énergies sont complexes à prévoir, même si de nombreux projets sont en développement dans ces domaines pour encourager le perfectionnement de ces

sources d'énergie et, par conséquent, une meilleure gestion des systèmes électriques. Les horizons de prévision souhaités actuellement sont principalement de deux catégories :

1. Prévision du jour pour le lendemain afin d'optimiser la planification de la production des différentes ressources énergétiques utilisées.
2. Prévisions intra-journalières afin d'anticiper les ruptures potentielles pour répondre à la demande en ajustant le programme de fonctionnement des différentes installations de production.

Il y a d'autres besoins de planification moins contraignants pour la gestion des réseaux électriques : des prévisions à la semaine, au mois, pour prévoir le meilleur approvisionnement en combustible, une planification optimale de la maintenance des différents outils de production, ainsi qu'une gestion optimisée des stocks hydrauliques. Le manque de ces données entraîne une baisse de rendement dans l'optimisation du système. Cependant, ces prévisions à moyen/long terme constituent un moindre défi par comparaison avec les deux autres types de prévisions susmentionnés. En règle générale, des mesures de production complémentaires sont requises pour pallier les insuffisances des prévisions.

- Fluctuation : Les centrales éoliennes et photovoltaïques subissent des oscillations très rapides de leur puissance de production. Cette situation d'instabilité requiert la réalisation de mesures de correction pour adapter en permanence l'équilibre offre-demande.
- Sans inertie : le photovoltaïque et le réseau continu interfacé par l'électronique de puissance n'offrent pas d'énergie cinétique pour le PV. Elle a tendance à augmenter la vitesse de variation de la fréquence, rendant plus difficile le maintien de la stabilité du réseau.

Quand la présence d'énergie renouvelable est importante sur un réseau électrique, ces propriétés deviennent très vite incompatibles avec la gestion dynamique du réseau.

## **I.5. Intermittence et prévision des sources d'énergie renouvelables**

### **I.5.1. Intermittence**

L'intermittence est un paramètre aléatoire de la production d'électricité. Elle est liée aux fluctuations du flux des sources d'énergie mobilisées. Deux facteurs permettent de caractériser le degré d'intermittence [I.18] :

1. La forte variabilité de la production due au très grand nombre de facteurs qui interviennent dans sa caractérisation 2.

2. La facilité ou la difficulté avec laquelle le flux intermittent peut être prévu aux diverses échelles de temps (horizons de prévision) impliquées.

Les énergies intermittentes associent ces deux caractéristiques à des niveaux différents. Il est en effet délicat de faire une comparaison entre les sources car elles ont des spécificités différentes (temporelles et spatiales), également fortement liées aux spécificités du site considéré [I.19]. Les particularités du site envisagé [I.19].

- Énergie éolienne : caractère aléatoire marqué et difficile à prévoir à l'avance.
- Énergie houlomotrice : cycles plus réguliers que le vent qui les génère.
- Énergie marémotrice : cycles réguliers et prévisibles.
- Énergie solaire (PV) : Énergie solaire (PV) : cycles a priori réguliers (saisonniers et diurnes) auxquels se superposent des fluctuations liées directement à la météo (couverture nuageuse) dont on peut prévoir la moyenne mais pas la valeur exacte à chaque instant. Cette dernière valeur nécessiterait de prévoir la nature précise et le moment du franchissement de la couverture nuageuse.

Le degré d'intermittence dépend également de la granularité géographique en raison de la dispersion géographique des installations : sites éoliens obéissant à des régimes de vent différents, sites PV suffisamment éloignés pour ne pas être affectés par les mêmes systèmes nuageux.

Les énergies photovoltaïque et éolienne sont des sources d'énergie intermittentes, difficiles à prévoir, avec des journées différentes et une grande variabilité. Comme le présentent les illustrations de la figure I.3, la puissance peut être assez importante. Toutefois, dans le secteur de l'énergie éolienne, le coefficient de charge moyen est par exemple de 23 % sur le Fonds Caraïbe en Guadeloupe et de 16 % sur le site de La Perrière à l'île de la Réunion. Sur une période d'un an, le ratio entre le temps équivalent à pleine puissance et la puissance installée varie du simple au triple (par exemple 600h à 1800h pour un site photovoltaïque en Guadeloupe). De même, le caractère intermittent de la production d'ER est fortement tributaire de la région géographique de mise en œuvre. Ainsi, les quantités d'énergie sont relativement faibles.

D'autre part, la partie électronique (liée au raccordement de certaines productions décentralisées) ne doit pas être négligée car elle impacte également le système électrique. En effet, elle peut fortement impacter la stabilité du réseau. Ainsi, la diminution de l'inertie du réseau et donc la sensibilité accrue à toute perturbation sont liées directement à l'interfaçage

de ces nouvelles formes de production et sont indépendantes de l'intermittence. La mise en place des SER est un challenge technique et économique car elle requiert :

D'anticiper les événements brutaux (chute de production, rampes de forte amplitude) et ainsi améliorer la prévision à court et moyen terme.

- Garantir une réserve de puissance mobilisable pour compenser l'absence d'inertie.
- Lisser les intermittences hautes fréquence et rendre les installations moins sensibles.

En général, l'agrégation des sources SER peut atténuer la variabilité de la production cumulée à très court terme (ou haute fréquence) de façon limitée, surtout pour les fluctuations à long terme [I.20]. Cette expansion dépend également de la répartition sur le territoire et du type d'installation. Des actions sont menées tant par les producteurs d'énergie renouvelable que par le gestionnaire de réseau pour mieux caractériser la production et son intermittence : suivi des productions par pas de 5 à 10 minutes et campagnes de mesures par pas de 1 à 5 secondes, analyses statistiques de la variabilité, travaux sur la prévision, analyse des impacts sur le système.

### **I.5.2. Prévisions**

Des informations détaillées sur les prévisions de production et de consommation d'énergie sont un élément essentiel pour les stratégies de gestion et d'exploitation du réseau électrique. En effet, des prévisions fiables de la production d'énergies renouvelables intermittentes permettent un moindre recours au stockage et une meilleure intégration de plus grandes quantités de SER.

La prévision est une estimation de l'évolution à court, moyen ou long terme d'une variable ou d'un phénomène. Elle est utilisée dans le domaine des énergies intermittentes pour anticiper la production future. En fonction de cette prévision, des décisions peuvent être prises et des stratégies peuvent être appliquées, notamment en ce qui concerne l'exploitation des installations de production (SER ou stockage). La prévision doit être adaptée à l'application visée. Les méthodes de prévision sont souvent élaborées dans le cadre d'une collaboration entre les utilisateurs (opérateurs de réseaux, producteurs, etc.) et les prévisionnistes afin de définir le contexte et les objectifs de leur application. Dans le cadre de la participation des énergies renouvelables intermittentes dans le mix énergétique, le gestionnaire du réseau électrique a besoin de prévisions de production pour assurer un système d'approvisionnement en électricité performant système d'approvisionnement en électricité performant, sûr et économique [I.21].

Deux éléments caractérisent la prévision : l'horizon de prévision et sa granularité. L'horizon de prévision L'horizon de prévision est le temps pendant lequel les différentes variables ou

phénomènes sont prévus tandis que la granularité correspond au pas de temps. Il existe trois types de prévisions [I.22] :

- Les prévisions immédiates : c'est un horizon de prévision allant de 15 minutes ( $m + 15$ ) à 2 heures ( $H + 2$ ) avec une granularité de 30 secondes à 5 minutes. Ces prévisions permettent de prendre des décisions concernant la régulation du réseau et la distribution en temps réel.
- Les prévisions à très court terme : il s'agit d'un horizon de prévision allant de 1 heure à 6 heures avec une granularité horaire. Elles sont utilisées dans le suivi de la charge et dans la mise à jour de l'utilisation de la planification des sources de production.
- Prévisions à court terme : il s'agit d'un horizon de prévision allant de 1 jour à 3 jours ( $J + 1$  à  $J + 3$ ) avec une granularité horaire. Elles sont utilisées dans l'engagement unitaire pour minimiser le coût global associé au démarrage ou à l'arrêt de chaque source. Ces prévisions journalières permettent d'optimiser la planification des sources de production et de stockage, et la maîtrise de la demande d'énergie. Ce type de prévision est souvent réalisé la veille pour une gestion de la production du lendemain  $J + 1$ .

Dans les pays à forte production éolienne, la prévision est essentielle dans les systèmes de contrôle du réseau électrique [I.23]. De la même manière, la prévision de la production photovoltaïque occupe une place de plus en plus importante, d'autant plus dans les pays où la législation favorise l'utilisation de l'énergie solaire. De nombreux efforts de recherche sont actuellement consacrés à l'amélioration des prévisions de rayonnement solaire afin de déterminer directement les prévisions de production photovoltaïque correspondantes. Des prévisions de rayonnement solaire plus fiables amélioreront l'intégration des SER solaires, avec ou sans stockage, dans les réseaux électriques, en particulier dans les îles.

Déterminées de plus en plus par des sociétés spécialisées, les prévisions sont devenues un marché d'intérêt tant pour les producteurs que pour l'opérateur de réseau. Cependant, elle reste un obstacle technique et de nombreux travaux de recherche sont en cours, notamment via l'utilisation d'images satellites [I.24].

## **I.6. Evaluation des énergies renouvelables en Algérie**

L'économie algérienne est fortement dépendante du marché des combustibles fossiles, 93,6% de ses exportations étant constituées principalement de pétrole et de gaz naturel. Au cours de la dernière décennie, le prix du marché du pétrole brut a chuté de manière drastique et, à ce jour, son prix continue de fluctuer, ce qui a gravement affecté l'économie nationale. Par conséquent, la transition vers l'exploitation des énergies renouvelables et le développement de

technologies est devenue un objectif indispensable pour le gouvernement algérien. L'Algérie envisage de passer à l'ère de l'économie verte qui est la solution unique pour répondre aux besoins énergétiques futurs et réduire simultanément les risques liés à l'environnement. Le territoire algérien est caractérisé par d'abondantes ressources énergétiques renouvelables telles que l'énergie solaire, éolienne, hydraulique, la biomasse et la géothermie [I.25].

Les projets EnR de production d'électricité dédiés au marché national seront effectués en deux phases :

- **Première phase 2015 - 2020** : Cette première phase verra la mise en œuvre de 4 000 MW d'énergie photovoltaïque et éolienne, ainsi que 500 MW d'énergie issue de la biomasse, de la production combinée de chaleur et de l'énergie géothermique.
- **Deuxième phase 2021 - 2030** : Le développement de la connexion électrique entre le Nord et le Sahara (Adrar), rendra possible l'installation de grandes stations d'énergie renouvelable dans les zones d'In Salah, Adrar, Timimoun et Bechar et leur intégration dans le réseau énergétique national. A cette date, le solaire thermique pourrait être économiquement viable. Le tableau I.1 présente les puissances cumulées du programme EnR, par type et par phase, sur la période 2015 – 2030.

**Tableau I.1.** Capacité cumulée du programme des énergies renouvelables par phase en Algérie [I.26]

	1 <sup>ère</sup> Phase : 2015/2020 (MW)	2 <sup>ème</sup> Phase: 2021/2025 (MW)	Total (MW)
Photovoltaïque	3000	10575	<b>13575</b>
Eolien	1010	4000	<b>5010</b>
Solaire thermique	/	2000	<b>2000</b>
Cogénération	150	250	<b>400</b>
Biomasse	360	640	<b>1000</b>
Géothermie	05	10	<b>15</b>
<b>Total</b>	<b>4525</b>	<b>17475</b>	<b>22000</b>

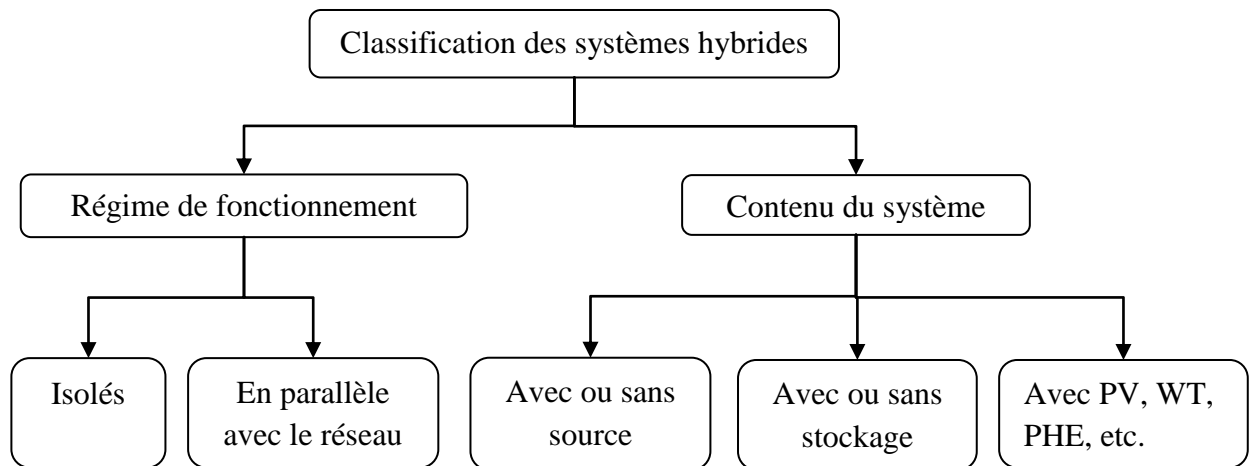
## I.7. Systèmes hybrides

### I.7.1 Définition

Les systèmes hybrides d'énergie renouvelable combinent plusieurs technologies d'énergie renouvelable et/ou de stockage d'énergie dans une seule installation, et ils représentent un sous-ensemble important de l'univers plus large des systèmes hybrides. Ces systèmes d'alimentation intégrés sont de plus en plus loués comme étant la clé pour obtenir une efficacité maximale et des économies de coûts dans les futurs réseaux décarbonés [I.27].

### I.7.2. Classification

Les systèmes électriques hybrides peuvent être conçus sur la base des topologies techniques suivantes afin d'extraire les sources d'énergie renouvelables disponibles et de répondre à la charge requise. Ils peuvent être organisés de différentes manières, la tension et la demande de la charge étant les facteurs déterminants. Une généralisation de la classification présentée est illustrée sur la Figure I.4.



**Figure I.4.** Classification des systèmes hybrides

### I.7.3. Etudes des systèmes hybrides

Plusieurs solutions alternatives ont été explorées afin de réduire ou d'éliminer l'utilisation de générateurs alimentés au diesel dans les communautés isolées. Cependant, un intérêt particulier a été porté à la conversion de ces systèmes exclusivement diesel en systèmes HRES. Cet intérêt a été motivé par les progrès et le développement récents des énergies renouvelables et des technologies de stockage de l'énergie. Ces systèmes hybrides combinent des technologies d'énergie renouvelable et conventionnelle pour produire de l'électricité, et peuvent tirer parti des ressources locales (par exemple, le vent ou le soleil) pour réduire, voire éliminer, la consommation de carburant provenant de sources conventionnelles.

### I.8. L'énergie solaire

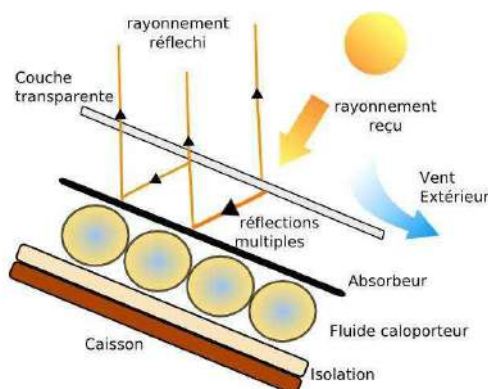
La source d'énergie solaire directe est constituée des rayons solaires qui atteignent l'atmosphère. Ils peuvent être captés par deux technologies différentes : les systèmes solaires photovoltaïques (également appelés PV) [I.28] et les systèmes solaires thermiques [I.29].

#### I.8.1. Procédés thermiques

Les installations de génération d'énergie solaire thermique/électricité recueillent et concentrent la lumière du soleil pour obtenir la chaleur à haute température indispensable à la



production d'électricité. Tous les systèmes de production d'énergie solaire thermique sont dotés de capteurs d'énergie solaire comprenant deux éléments essentiels : des réflecteurs (miroirs) qui captent et concentrent la lumière du soleil sur un récepteur. Dans la plupart des types de systèmes, un fluide caloporteur est chauffé et mis en circulation dans le récepteur, puis utilisé pour produire de la vapeur. La vapeur est convertie en énergie mécanique dans une turbine, qui alimente un générateur pour produire de l'électricité. Les systèmes de production d'énergie solaire thermique sont équipés de systèmes de suivi qui maintiennent la lumière du soleil sur le récepteur tout au long de la journée, à mesure que le soleil change de position dans le ciel. [I.31].

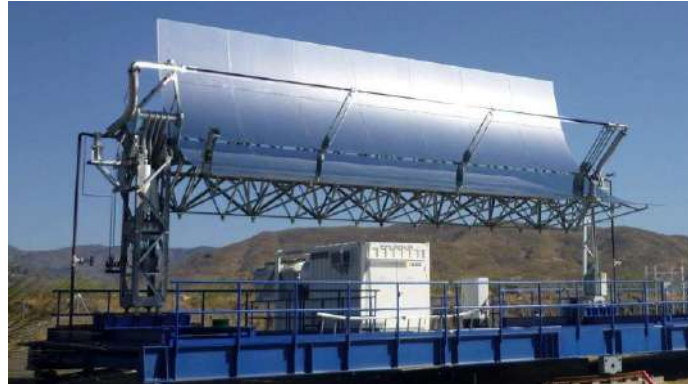


**Figure I.5.** Procédé solaire thermique

### I.8.2. Procédés Photovoltaïques

Le système photovoltaïque est la méthode la plus connue pour convertir directement l'énergie solaire en énergie électrique à l'aide de cellules semi-conductrices. Les cellules photovoltaïques actuelles sont principalement fabriquées à partir d'un matériau semi-conducteur appelé silicium cristallin, qui est disponible en abondance dans la croûte terrestre et qui ne présente aucune toxicité [I.32, I.33]. Les modules fabriqués en combinant des cellules de silicium cristallin sont des équipements très durables, fiables, sans bruit et sans carburant pour produire de l'électricité. L'énergie solaire est la seule source d'énergie photovoltaïque qui est infinie.

Les cellules photovoltaïques ont la capacité de transformer 1/6 des ressources solaires en énergie électrique [I.34, I.35]. Les systèmes PV sont exempts de pièces mobiles et sont également respectueux de l'environnement. La durée de vie des cellules photovoltaïques peut atteindre plus de 30 ans. Les systèmes photovoltaïques fournissent de l'électricité dans les zones reculées où il n'y a pas d'accès au réseau électrique, ce qui augmente la valeur de la vie de la communauté. [I.36].



**Figure I.6.** Concentrateur solaire parabolique

### **I.8.3. Cellules photovoltaïques et rendements**

Le rendement est la comparaison entre la production d'énergie et l'entrée d'énergie d'un système donné. Pour les cellules solaires photovoltaïques (PV), cela signifie le rapport entre l'énergie électrique utile qu'elles produisent et la quantité d'énergie solaire incidente sur la cellule dans des conditions d'essai normalisées. Bien que certaines cellules solaires expérimentales aient atteint des rendements proches de 50 %, la plupart des cellules commerciales ont un rendement inférieur à 30 %. Contrairement au rendement de carnotage qui limite le rendement thermique des moteurs thermiques, le rendement des cellules solaires est limité par ce que l'on appelle "l'énergie de bande interdite".

### **I.8.4. Types de cellules solaires**

Les cellules solaires portent généralement le nom des semi-conducteurs dont elles sont constituées. Ces matériaux doivent avoir une caractéristique particulière pour absorber la lumière du soleil. Les cellules solaires peuvent n'avoir qu'une seule couche de matériau absorbant la lumière ou utiliser plusieurs formes physiques pour profiter de diverses absorptions.

#### **I.8.4.1. Technologie du silicium cristallin (CST)**

Les cellules de silicium cristallin sont fabriquées à partir de fines tranches découpées dans un monocristal de silicium (monocristallin) ou dans un bloc de cristaux de silicium (polycristallin). La CST est la technologie la plus courante, représentant environ 90 % du marché actuel. Son rendement se situe entre 14% et 22%.

On distingue deux grands types de cellules cristallines :

- Monocristallines (Mono c-Si).
- Polycristalline (ou Multicristalline) (multi c-Si)

#### **I.8.4.2. Technologie des couches minces**

Les modules à couches minces sont fabriqués en déposant des couches extrêmement fines de matériaux photosensibles sur un support peu coûteux tel que l'acier inoxydable, le verre ou le plastique. Les procédés de fabrication des couches minces permettent de réduire les coûts de production par rapport à la technologie cristalline, plus gourmande en matériaux. Cet avantage en termes de prix est contrebalancé par des taux de rendement inférieurs (7,3 % à 10,6 %). Toutefois, il s'agit d'une valeur moyenne et toutes les technologies à couches minces n'ont pas la même efficacité.

Quatre types de modules à couches minces sont actuellement disponibles dans le commerce

- Le silicium amorphe (a-Si).
- Tellure de cadmium (CdTe).
- Sélénure de cuivre et d'indium, diSélénure de cuivre et d'indium et de gallium (CIS, CIGS).
- Cellules à jonctions multiples (a-Si/ $\mu$ c-Si).

#### I.8.4.3 Autres types de cellules

Plusieurs autres types de technologies photovoltaïques développées plus récemment ont été commercialisés ou sont encore au niveau de la recherche. Les principales sont les suivantes :

- Le photovoltaïque concentré : il s'agit de cellules solaires conçues pour fonctionner avec une lumière solaire concentrée. Elles sont intégrées dans des collecteurs concentrés qui utilisent une lentille pour concentrer la lumière du soleil sur les cellules. L'idée principale est d'utiliser très peu de matériaux photovoltaïques semi-conducteurs coûteux tout en collectant autant de lumière solaire que possible.
- Cellules flexibles : sur la base d'un processus de production similaire à celui des cellules à couche mince, lorsque le matériau actif est déposé dans un plastique fin, la cellule peut être flexible. Cela ouvre la gamme d'applications, notamment pour l'intégration aux bâtiments (toits-tuiles) et les applications pour le consommateur final.

Le tableau I.2 présente un résumé de l'efficacité de la cellule solaire commerciale.

**Tableau I.2.** Rendement des cellules solaires commerciales

Technologie		Efficacité cellulaire
1 <sup>ère</sup> Génération (Crystalline Silicon)	Mono	16-22%
	Multi	14-18%
2 <sup>ème</sup> Génération (Couche mince)	$a - S_i$	5.4-7.7%
	$CdTe$	9-12.5%

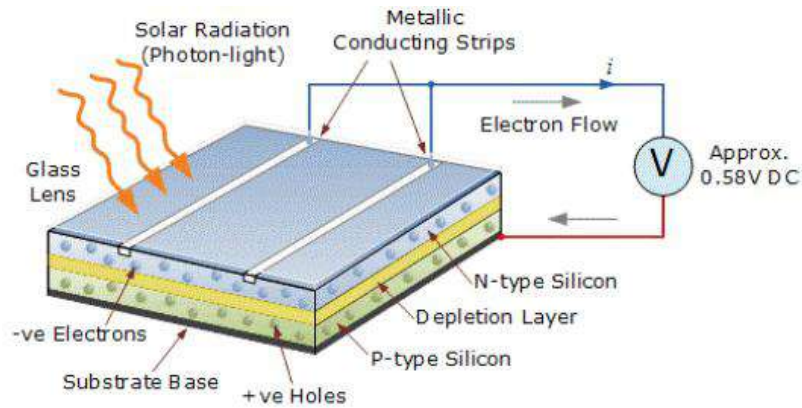
	<i>CI(G)S</i>	7.3-12.7%
	<i>a - Si/μe - Si</i>	7.5-9.8%
3 <sup>ème</sup> Génération (Photovoltaïque)	<i>CPV</i>	30.38%
	<i>DSSC/OPV</i>	2-4%

L'efficacité des cellules diminue avec l'augmentation de la température. Les cellules cristallines sont plus sensibles à la chaleur que les cellules à couches minces. Le rendement d'une cellule cristalline diminue d'environ 0,5 % pour chaque augmentation d'un degré Celsius de la température de la cellule. C'est pourquoi les modules doivent être maintenus aussi frais que possible. Pour cette raison, les cellules en silicium amorphe peuvent être préférées dans des conditions très chaudes, car leur rendement diminue d'environ 0,2 % par augmentation de degré Celsius.

### **I.8.5. Opération de conversion d'énergie en utilisant des cellules de silicium cristallin**

Dans ce travail, le panneau PV utilisé a été fabriqué à partir de cellules de silicium cristallin. La Figure I.7 montre le fonctionnement de la cellule solaire au silicium. On peut voir que lorsque la lumière frappe la cellule, une certaine partie de l'énergie de la lumière est absorbée par le matériau semi-conducteur. L'énergie libère les électrons, ce qui leur permet de circuler librement. Les cellules photovoltaïques possèdent un ou plusieurs champs électriques qui agissent pour forcer les électrons libérés par l'absorption de la lumière à circuler dans une certaine direction. Le silicium de type P ("p" pour positif) présente des trous libres qui correspondent à l'absence d'électrons. Le silicium de type N ("n" pour négatif) contient des électrons libres.

Une jonction P-n est créée lorsqu'un semi-conducteur de type p est joint à un semi-conducteur de type n. Un courant de diffusion est produit en raison des différences de concentration des trous et des électrons libres entre les régions n- et p- : les électrons s'écoulent du côté n et remplissent les trous du côté p. Cela crée une région presque déviée. Cela crée une région qui est presque dépourvue de porteurs de charge libres (c'est-à-dire d'électrons libres ou de trous) et qui est donc appelée zone de déplétion.



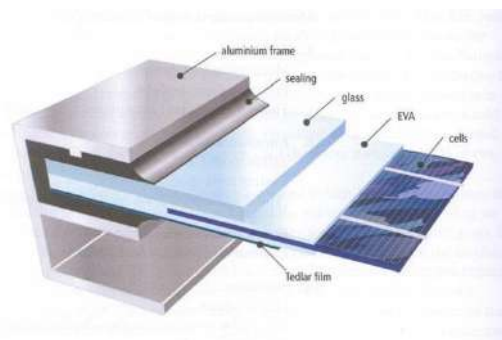
**Figure I.7.** Schéma d'une cellule solaire (HTE 2012)

Dans la zone appauvrie, il y a une charge positive nette sur le côté n et une charge négative nette sur le côté p dans la zone appauvrie. Cette situation entraîne un champ électrique qui s'oppose à tout flux supplémentaire d'électrons. Plus les électrons se déplacent du côté n vers le côté p, plus le champ d'opposition est fort, et finalement un équilibre est atteint dans lequel plus aucun électron n'est capable de se déplacer contre le champ électrique.

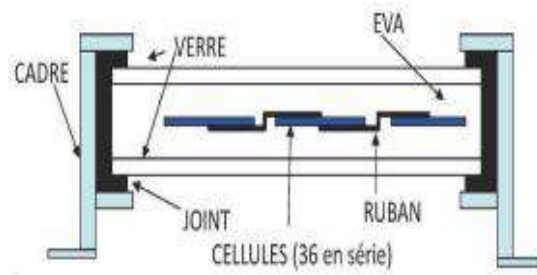
Les conditions d'équilibre sont perturbées lorsque la lumière frappe la cellule solaire et que l'effet photo interne crée des porteurs de charge supplémentaires qui sont libres de se déplacer dans le champ électrique de la zone de déplétion. Les trous se déplacent vers la région p et les électrons vers la région n, créant ainsi une tension externe à la cellule. Cette tension externe dans une cellule solaire dépend du matériau et ne dépend pas de la surface de la cellule.

### **I.8.6. Modules photovoltaïques**

Un module solaire est un panneau photovoltaïque qui se compose de cellules solaires connectées. Ces cellules sont connectées en parallèle pour augmenter le courant et en série pour produire une tension plus élevée [I.37].



**Figure I.8.** Construction de modules PV [I.37]



**Figure I.9.** Encapsulation des cellules [I.37]

Les cellules solaires sont encapsulées dans une couche étanche d'éthylène-acétate de vinyle (EVA) car elles sont fragiles. Les feuilles d'EVA permettent aux cellules solaires de flotter entre le verre et la feuille arrière, ce qui contribue à atténuer les chocs et les vibrations.

La feuille inférieure est constituée de fluorure de polyvinyle (PVF), également connu sous le nom de Tedlar, qui constitue une barrière à l'humidité et protège la cellule des incidents chimiques. Les modules sans cadre sont parfois utilisés en façade pour des raisons esthétiques.

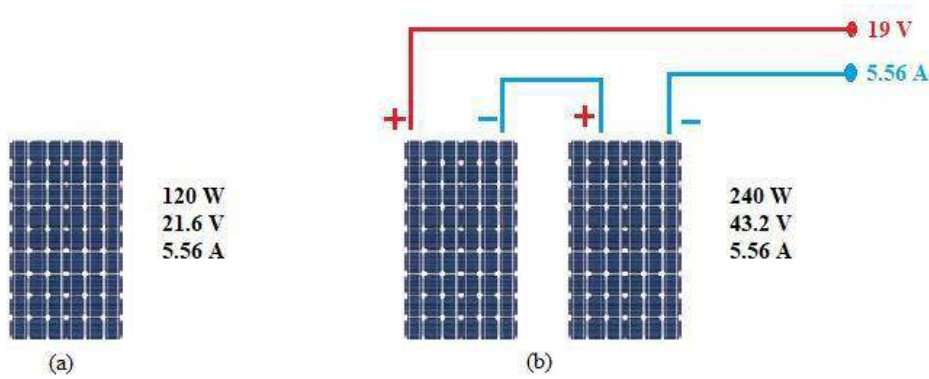
### **I.8.7. Configuration des systèmes photovoltaïques**

Les modules photovoltaïques sont le principal élément constitutif des réseaux photovoltaïques. Ils peuvent être connectés en série, en parallèle et en combinaison série-parallèle. Les modules PV génèrent un courant et une tension continus. Cependant, un courant et une tension alternatifs sont nécessaires pour alimenter le réseau en électricité. Les différentes configurations PV sont expliquées brièvement dans cette section.

#### **I.8.7.1. Mise en série**

Les modules PV connectés en série donnent le même courant et plusieurs valeurs de tension. Le principal problème des configurations en série ou en parallèle est la difficulté d'obtenir le courant et la tension attendus en raison des paramètres atmosphériques. Les pics multiples et les étapes multiples jouent un rôle crucial dans la poursuite de la MPP. Les modules PV connectés en série sont soumis à des pertes d'adaptation dues aux caractéristiques électriques non identiques des modules [I.37].

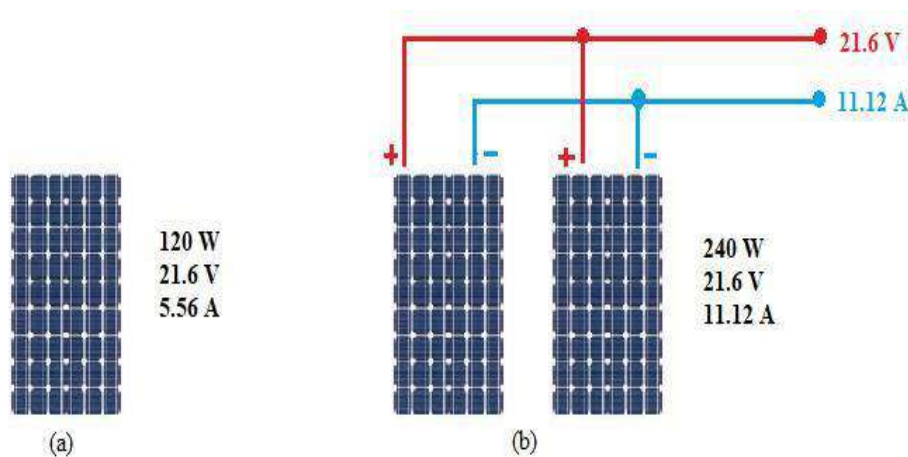
Ces déséquilibres entraînent des pertes de puissance et diminuent le rendement [I.38]. La Figure I.10(a) et la Figure I.10(b) montrent un module PV unique et des modules connectés en série.



**Figure I.10.** (a) Module unique et (b) modules connectés en série

### I.8.7.2. Configuration parallèle

Dans ce cas, différents modules PV sont connectés en parallèle les uns aux autres. Cela donne la même tension et des courants multiples. Les Figures I.11. (a) et (b) montrent les modules connectés en parallèle.



**Figure I.11.** (a) Module unique et (b) modules connectés en parallèle

### I.8.7.3. Configuration série-parallèle

Dans la configuration SP, les modules PV sont d'abord connectés en série, puis ces chaînes de séries sont connectées en parallèle. Dans une connexion série-parallèle, le courant et la tension sont multiples par rapport au nombre de modules. Selon les Figures I.11. (a) et (b), un seul module a 21,6V et 5,56A. Lorsque quatre modules sont connectés en parallèle et en série, la configuration produit une tension multiple de 43,2V et un courant multiple de 11,12A. Une revue de la littérature montre que les modules photovoltaïques connectés en parallèle ont une tension multiple de 43,2V et un courant multiple de 11,12A, offrent de meilleures performances que les modules connectés en série ou en série-parallèle.

### I.8.8. Systèmes solaires photovoltaïques

Les systèmes photovoltaïques sont classés en deux catégories : les systèmes isolés ou autonomes et les systèmes connectés au réseau.

#### I.8.8.1. Systèmes autonomes

Les systèmes photovoltaïques autonomes sont généralement une alternative à l'alimentation par le service public. Ils comprennent généralement des modules de charge solaire, des batteries de stockage et des commandes ou régulateurs, comme montre dans la Figure I.12. Les systèmes installés au sol ou sur un toit nécessitent une structure de montage et, si l'on souhaite une alimentation en courant alternatif, un onduleur est également nécessaire. Dans de nombreux systèmes PV autonomes, des batteries sont utilisées pour le stockage de l'énergie, car elles peuvent représenter jusqu'à 40% du coût global du système PV autonome sur sa durée de vie [I.39].

#### I.8.8.2 Systèmes connectés

Les systèmes photovoltaïques (PV) connectés au réseau attirent de plus en plus l'attention de l'industrie et du monde universitaire comme moyen de fournir une alternative à la production conventionnelle de combustibles fossiles. Dans les systèmes photovoltaïques connectés au réseau, la conception et le fonctionnement des convertisseurs de puissance et la manière d'obtenir un rendement élevé pour différentes configurations de puissance sont des éléments clés comme montré dans la Figure I.13. Les exigences relatives à la connexion des convertisseurs sont les suivantes : point de puissance maximale, rendement élevé, puissance de contrôle injectée dans le réseau et faible distorsion harmonique totale des courants injectés dans le réseau [I.40].

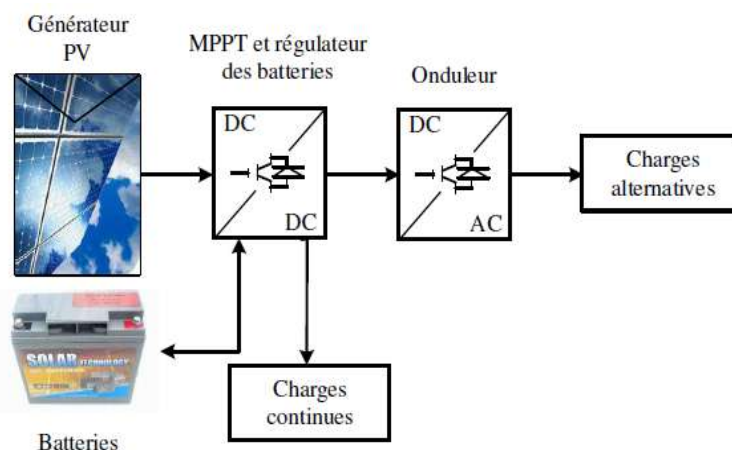


Figure I.12. Système photovoltaïque autonome



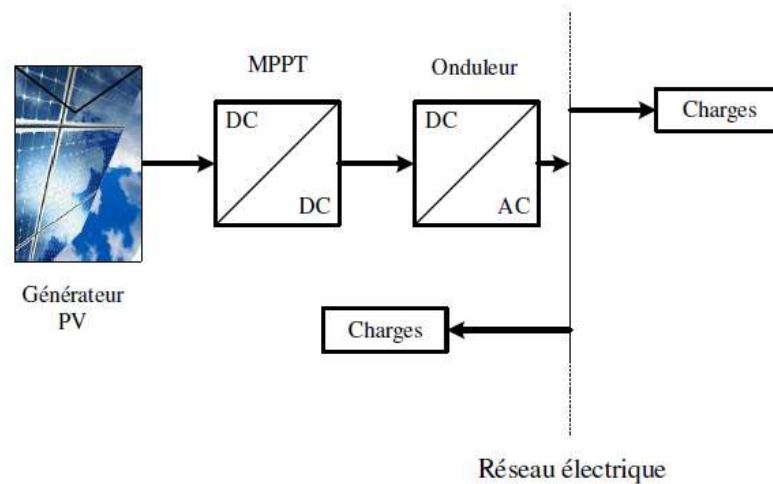


Figure I.13. Système photovoltaïque connecté

## I.8.9. Avantages et les inconvénients de l'énergie photovoltaïque [I.41]

### I.8.9.1. Avantages

- La conversion de l'énergie solaire photovoltaïque ne comporte aucune pièce coulissante ou mobile.
- Elle est facile à construire.
- Elle est facile à faire fonctionner.
- Sa conception est facile.
- Elle peut résister à une longue durée de vie.
- C'est un processus continu jusqu'à la présence de la lumière.
- Il n'émet pas de gaz nocifs.
- Il nécessite peu d'entretien.
- C'est un système non polluant.
- Il a un rapport puissance/poids élevé.

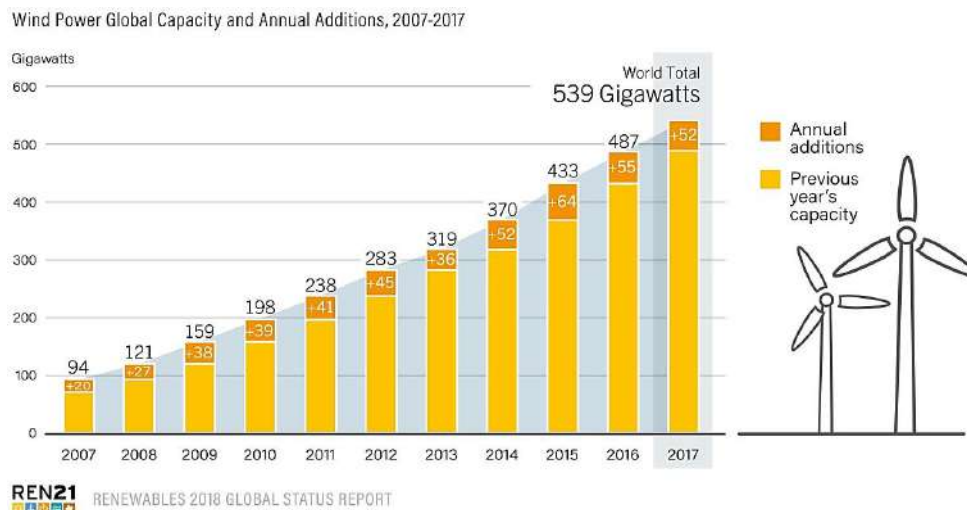
### I.8.9.2. Inconvénients de l'énergie solaire photovoltaïque [I.41]

- Le coût est élevé.
- Le taux de production d'énergie est faible.
- Le fonctionnement d'un système solaire photovoltaïque dépend de la lumière du soleil.
- Occupe plus d'espace.

## I.9. Énergie éolienne

Au vu des ressources énergétiques conventionnelles limitées comme le pétrole, le charbon et le gaz naturel, des sources illimitées comme le soleil, le vent et l'eau ont été identifiées au cours des récentes décennies pour la génération d'énergie électrique.

La production éolienne attire plus d'attention que les autres sources d'énergie propre et est perçue comme ayant les impacts environnementaux les plus faibles de toutes les sources d'énergie, ce qui conduit aujourd'hui à plus de 90 pays dans le monde avec des générations éoliennes commerciales, 9 d'entre eux avec plus de 10 000 MW, et 30 avec plus de 1 000 MW à travers l'Europe, l'Asie, l'Amérique du Nord, l'Amérique latine et l'Afrique. Les installations totales en 2017 ont atteint 52,492 GW, la Chine ayant installé 19,7 GW ; ce qui porte le total mondial à 539,123 GW. Les installations totales cumulées devraient atteindre 840 GW d'ici la fin 2022, selon le conseil mondial de l'énergie éolienne (GWEC) [I.42]. La Figure I.14 montre les versements annuels de la capacité éolienne cumulée au cours de la dernière décennie [I.43].



**Figure I.14.** Développement de la production d'énergie éolienne au cours des dix dernières années [I.44]

En 1980, le tout premier parc éolien a commencé à produire de l'électricité, à *Crotched Mountain*, dans le sud-ouest du New Hampshire, aux États-Unis. L'Allemagne, le Danemark et l'Espagne ont suivi les États-Unis. Dans les années 1990, le marché a commencé à inclure l'Italie, les Pays-Bas, le Royaume-Uni et la Suède, puis la Chine, le Japon, le Canada et l'Australie. À la fin des années 2000 et au début de la nouvelle décennie, le Brésil, le Mexique et l'Afrique du Sud, ainsi que l'Égypte, le Maroc et le Chili ont rejoint le marché de l'éolien. Le vent est le résultat des variations de la lumière du soleil, et peut être transformé en énergie cinétique qui peut ensuite être convertie en énergie mécanique à l'aide de turbines éoliennes. Au fil des ans, des systèmes de conversion de l'énergie éolienne (*WECS*) ont été mis au point pour extraire la plus grande partie de l'énergie captée par les pales, où les pales sont reliées à

une turbine qui est reliée à l'arbre du générateur par l'intermédiaire d'une boîte de vitesses, le tout étant monté sur une tour.

### I.9.1. Type d'éolienne

Les éoliennes sont rapides et faciles à installer et peuvent être à axe vertical (VAWT) ou à axe horizontal (HAWT) [I.45].

#### I.9.1.1. Éoliennes à axe vertical

Dans les éoliennes verticales, l'axe de rotation est perpendiculaire au sol. Le générateur et le multiplicateur se trouvent à la base de la tour. Elle peut fonctionner à des vitesses de vent faibles et est indépendante de la direction du vent. Les avantages du VAWT sont que le coût d'installation n'est pas élevé par rapport au HAWT et qu'il nécessite moins de maintenance. D'un autre côté, elle n'est pas aussi efficace que la HAWT ; elle n'est donc pas couramment utilisée dans les parcs éoliens.

#### I.9.1.2. Turbines éoliennes à axe horizontal

Contrairement aux VAWT, l'axe de rotation est parallèle au sol et le générateur et la boîte de vitesse se trouvent au sommet de la tour, où ils font face à la direction du vent. Les HAWT sont principalement constituées de deux ou trois pales, et la hauteur de la tour est considérée comme élevée afin de capturer le vent sans aucun obstacle. Elles sont donc plus efficaces mais leur coût d'installation est élevé. La Figure I.15 montre la différence entre les VAWT et les HAWT.

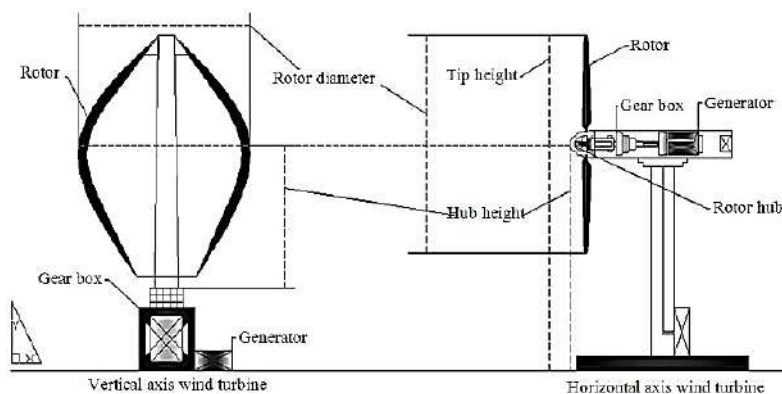


Figure I.15. HAWT et VAWT [46]

### I.9.2. Système de conversion de l'énergie éolienne

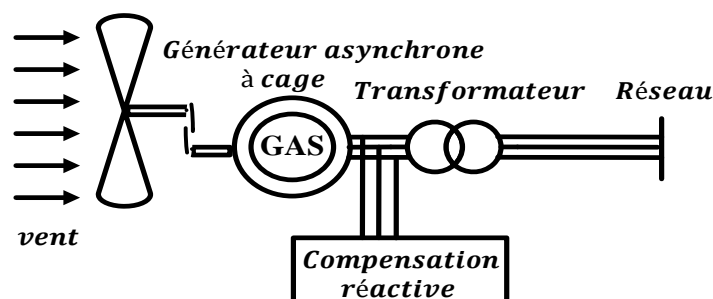
Le système de conversion de l'énergie éolienne (WECS) dépend principalement de l'éolienne qui entraîne un générateur et d'une topologie de contrôle pour extraire le maximum d'énergie électrique produite tout en offrant une grande fiabilité et moins de dépenses. Les systèmes de

conversion de l'énergie éolienne peuvent être classés en deux catégories : les systèmes à vitesse fixe et les systèmes à vitesse variable [I.47].

### I.9.2.1. Turbine éolienne à vitesse fixe

Le WECS à vitesse fixe se compose principalement d'un générateur à induction à cage d'écureuil (SCIG), connu pour son fonctionnement à vitesse constante et capable de transférer l'énergie produite directement au réseau, comme le montre la Figure I.16. Cette configuration utilise une batterie de condensateurs pour la compensation de la puissance réactive, car le SCIG tire la puissance réactive du réseau. Le système nécessite un démarreur progressif composé de thyristors et de contacteurs afin de limiter le courant d'appel du stator et de connecter progressivement le générateur au réseau. À faible vitesse de vent, un générateur à 8 pôles peut être utilisé, tandis qu'à vitesse de vent moyenne, des SCIG à 4 ou 6 pôles sont utilisés.

Ce type de fonctionnement est connu pour sa simplicité par rapport au fonctionnement à vitesse variable qui est plus coûteux mais plus efficace. Le fonctionnement à vitesse fixe transfère toutes les variations de la vitesse du vent au réseau, ce qui peut entraîner de fortes fluctuations de tension. De plus, il ne peut pas suivre la vitesse du vent pour extraire la puissance optimale [I.48].



**Figure I.16.** Éolienne à vitesse fixe à base de la machine asynchrone à cage

### I.9.2.2. Éolienne à vitesse variable

Les éoliennes à vitesse variable sont plus compliquées que les éoliennes à vitesse fixe en raison de l'utilisation de convertisseurs électroniques de puissance, où la vitesse du générateur peut être contrôlée pour extraire la puissance maximale indépendamment des variations de la vitesse du vent.

Les générateurs à induction à double alimentation (DFIG) avec un convertisseur partiel connecté entre le réseau et les enroulements du rotor, et les générateurs synchrones à aimant

permanent (PMSG) avec un convertisseur dos à dos (BTB) sont des machines électriques couramment utilisées dans les WECS à vitesse variable.

### I.9.3. Principaux constituants d'une éolienne à axe horizontal

On peut considérer trois composants essentiels dans une éolienne à axe horizontale, le rotor, la nacelle et la tour, comme illustré sur la Figure I.17 [I.49].



Figure.I.17. Composants d'une éolienne [I.50]

- Rotor
- Pales
- Nacelle
- Multiplicateur de vitesse
- Arbre secondaire
- Anémomètre
- Girouette
- Système d'orientation
- Génératrice

C'est un alternateur qui convertit l'énergie mécanique en énergie électrique. Les plus simples et robustes sont des générateurs synchrones à aimant permanent.

### I.9.4. Topologies de génératrices éoliennes à vitesse variable

Les trois types de topologies indéniables pour des éoliennes à vitesses variables sont : la Machine Asynchrone (MAS) avec deux convertisseurs sont alors dimensionner pour la pleine

puissance avec un multiplicateur de vitesse (Figure I.19), la Machine Asynchrone Double Alimentation (MADA) (Figure I.20) et la Machine Synchrone (MS) avec et sans réducteur de vitesse représentée dans la Figure I.21.

#### I.9.4.1. Système utilisant une génératrice asynchrone

Il s'agit d'un concept de VSWT à vitesse de rotor variable dans lequel le MAS est directement connecté à la turbine par le biais d'un réducteur à plusieurs étages. Le stator est connecté au réseau par un redresseur non contrôlé et un onduleur PWM à commutation forcée. L'objectif est de contenir le flux de puissance sur la liaison CC.

Il utilise un convertisseur de puissance dos à dos à pleine échelle à la place d'une batterie de condensateurs et d'un démarreur progressif. Il s'agit d'une machine très populaire en raison de sa simplicité mécanique et de sa construction. Les méthodes de contrôle comprennent un redresseur non contrôlé avec un convertisseur de fréquence à pleine puissance, un thyristor et un contrôleur VAR statique, un convertisseur matriciel [I.51].

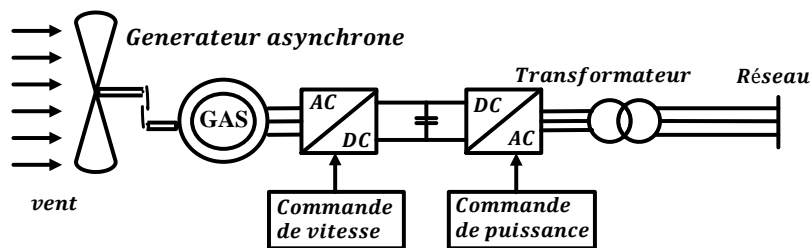


Figure I.18. Éolienne à vitesse variable basée sur une machine asynchrone

#### A. Avantages

- Il capte une meilleure énergie que le concept MAS à vitesse fixe.
- Il n'y a pas besoin de batterie de condensateurs.
- Le concept de vitesse variable réduit la contrainte mécanique sur la turbine.
- Isolation électrique du réseau.

#### B. Inconvénients

- Le problème de l'entretien de la boîte de vitesses demeure.
- Le problème de l'obtention du courant d'excitation aux bornes du stator reste le même.
- La puissance du convertisseur est élevée, ce qui augmente le coût du convertisseur.

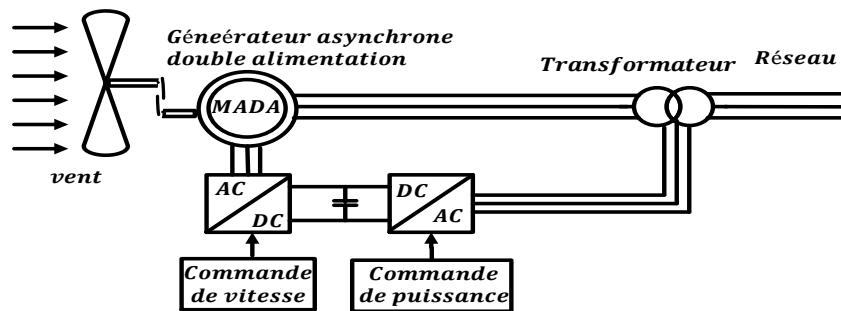
#### I.9.4.2. Système utilisant la génératrice asynchrone à double alimentation

Il se compose d'un stator connecté directement au réseau et d'un rotor - via des bagues collectrices - connecté au réseau par l'intermédiaire d'un convertisseur de courant alternatif à courant alternatif à quatre quadrants basés sur des transistors bipolaires à grille isolée (IGBT). Ce système offre les avantages suivants :

- Réduction du coût de l'onduleur, car la puissance de l'onduleur représente presque 30 % de la puissance totale du système.
- Amélioration de l'efficacité du système.
- Le contrôle du facteur de puissance peut être mis en œuvre à moindre coût sans l'utilisation d'une batterie de condensateurs.
- Il a un contrôle complet de la puissance active et réactive.

Le générateur à induction à double alimentation avec un contrôleur de puissance, comme le montre la Figure I.19, est un moyen simple et hautement contrôlable de transformer l'énergie du rotor à vitesse variable en un réseau électrique à fréquence constante.

La principale raison de la popularité des DFIG connectés aux réseaux nationaux est leur capacité à fournir de l'énergie à une tension et une fréquence constante alors que la vitesse du rotor varie.



**Figure I.19.** Eolienne à vitesse variable basée sur une MADA

#### A. Avantages

- Capacité à produire plus de puissance que sa puissance nominale sans être surchauffé.
- Capacité à transférer une puissance maximale en mode sub-synchrone et super-synchrone.
- Le convertisseur est connecté au rotor, sa puissance nominale est donc réduite et toute la puissance passe par le stator.

#### B. Inconvénients

- Entretien de la boîte de vitesses.
- Contrôle compliqué.
- Oscillations mécaniques.

#### I.9.4.3. Système utilisant une génératrice synchrone

Le générateur synchrone, comme son nom l'indique, est une machine électrique dont le rotor tourne exactement à la vitesse synchrone, c'est-à-dire que la vitesse du flux du stator et du

rotor est la même. Le rotor est magnétisé par un champ d'excitation produit électriquement ou par un aimant permanent. Le rotor est l'ensemble tournant au centre du générateur et le stator est l'armature stationnaire qui est connectée électriquement à une charge ou au réseau.

Un ensemble de trois conducteurs constitue l'enroulement de l'induit dans l'équipement standard des services publics, connecté aux lignes de transmission. La force électromagnétique d'excitation dans le rotor produit la force électromagnétique d'excitation, tandis que la combinaison vectorielle de la réaction de l'induit avec la force électromagnétique d'excitation produit la force électromagnétique résultante.

Lorsque la tension d'excitation précède vectoriellement la tension d'entrefer d'un angle  $\delta$ , cela implique que l'énergie mécanique de la machine motrice est transférée au rotor dans le domaine magnétique qui la transfère ensuite au stator sous forme électrique. Il existe deux types de générateur synchrone :

- *Générateur synchrone à rotor bobiné (GSRB)* : Également appelé générateur synchrone à excitation électrique, il est généralement construit avec le rotor portant un système de champ doté d'une excitation à courant continu. Le stator porte un enroulement triphasé similaire à celui d'une machine à induction. Le rotor peut avoir des pôles saillants ou être de type cylindrique. Les pôles saillants sont plus courants dans les machines à basse vitesse et peuvent donc être la version la plus utile pour l'application aux éoliennes à entraînement direct.

#### **A. Avantages**

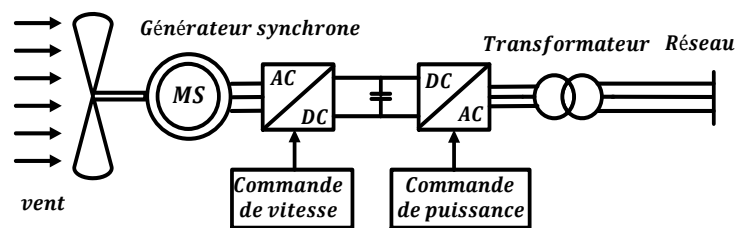
- Convient à la production de forte puissance.
- Contrôle indépendant de la puissance réelle et active.
- Facteur de puissance amélioré car c'est un générateur auto-excité.
- Il n'y a pas besoin de boîte de vitesses.

#### **B. Inconvénients**

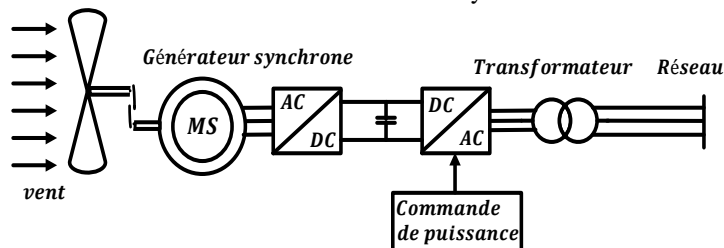
- Afin de disposer d'un espace pour l'enroulement d'excitation et les pièces polaires, le pas des pôles doit être assez grand pour les grands diamètres, ce qui implique un plus grand nombre de pièces et d'enroulements en font une solution lourde et coûteuse.
- Il est nécessaire d'exciter le rotor en courant continu, avec des bagues collectrices et des brosses ou sans balais.
- Générateur synchrone à aimant permanent : est un générateur où le champ d'excitation est fourni par un aimant permanent au lieu d'une bobine. Le rotor contient l'aimant



permanent et le stator est l'armature stationnaire qui est connectée électriquement à une charge. Un ensemble de trois conducteurs constitue l'enroulement de l'induit dans l'équipement standard des services publics, placés à  $120^\circ$  l'un de l'autre, ce qui permet d'obtenir une force ou un couple uniforme sur le rotor du générateur. L'uniformité du couple est due au fait que le champ magnétique résultant des courants dans les trois conducteurs de l'enroulement d'induit se combine dans l'espace de manière à ressembler au champ magnétique d'un seul aimant en rotation. La topologie de convertisseur la plus populaire pour les VSWT basés sur PMSG est le convertisseur de fréquence dos à dos comme monter dans la Figure I.20. Les avantages de cette technologie sont qu'elle permet de contrôler la puissance active et réactive et d'augmenter le facteur de puissance grâce aux techniques de modulation de largeur d'impulsion.



(a) Éolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone directement couplée à la turbine



(b) Éolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone couplée à la turbine via un multiplicateur et redresseur à diodes

**Figure I.20.** Éolienne à vitesse variable basée sur une machine synchrone

De nos jours, dans le domaine de la conversion de l'énergie éolienne, l'intérêt se porte sur l'utilisation de génératrices électriques tournant à basse vitesse sans multiplicateur. Celui-ci est en effet une source de bruit et de pannes fréquentes. **Cette machine sera adoptée pour le reste du travail de thèse.**

### A. Avantages

- Poids léger et petite taille dans la construction.
- Faibles pertes et haut rendement.

- Pas besoin de courant d'excitation externe.
- Pas besoin de boîte de vitesses.

**B. Inconvénients**

- Il est utile pour les petites éoliennes, mais pour les grandes éoliennes, la taille de l'aimant doit être augmentée.

**I.10. Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons défini le concept d'hybridation dans les énergies renouvelables et présenté son importance dans l'économie des carburants et par conséquent dans la réduction des gaz à effet de serre. Nous avons présenté aussi les différentes notions qui entrent dans la conception des deux énergies : solaire photovoltaïque et éolienne. D'autre part, nous avons évoqué tous les éléments constitutifs des deux systèmes photovoltaïques et éoliens, ainsi que leurs principes de fonctionnements, ce qui permet d'introduire l'analyse du système hybride formé par ces deux systèmes dans le chapitre II.

## I.11. Références Bibliographiques

- [I.1] Bob Dudley et al. Bp statistical review of world energy. London, UK, 2012.
- [I.2] Global Energy Statistical Yearbook. Electricity consumption. Enerdata.[access: yearbook. enerdata. net], 2019.
- [I.3] Jacques Percebois and Claude Mandil. Rapport énergies 2050. Le nucléaire un an après Fukushima, (1):13, 2012.
- [I.4] John Conti, Paul Holtberg, Jim Diefenderfer, Angelina LaRose, James T Turnure, and Lynn Westfall. International energy outlook 2016 with projections to 2040. Technical report, USDOE Energy Information Administration (EIA), Washington, DC (United States), 2016.
- [I.5] Linda Capuano. International energy outlook 2018 (ieo2018). US Energy Information Administration (EIA): Washington, DC, USA, 2018:21, 2018.
- [I.6] Ottmar Edenhofer, Ramón Pichs-Madruga, Youba Sokona, Kristin Seyboth, Susanne Kadner, Timm Zwickel, Patrick Eickemeier, Gerrit Hansen, Steffen Schlömer, Christoph von Stechow, et al. Renewable energy sources and climate change mitigation: Special report of the intergovernmental panel on climate change. Cambridge University Press, 2011.
- [I.7] Qu'est-ce qu'une énergie fossile ? 2013. url : <http://www.connaissancedesenergies.org/quest-ce-qu-une-energie-fossile-131029> (visité le 09/03/2017).
- [I.8] BP Statistical Review of World Energy 2016.
- [I.9] Qu'est-Ce Que l'énergie Nucléaire ? 2015. url : <https://www.edf.fr/groupe-edf/espacesdedies/l-energie-de-a-a-z/tout-sur-l-energie/produire-de-l-electricite/qu-estce-que-l-energie-nucleaire> (visité le 10/03/2017).
- [I.10] Uranium 2016: Resources, Production and Demand. url : <https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2016/7301-uranium-2016.pdf>.
- [I.11] Chad Augustine, Richard Bain, Jamie Chapman, Paul Denholm, Easan Drury, Douglas G Hall, Eric Lantz, Robert Margolis, Robert Thresher, Debra Sandor, et al. Renewable electricity futures study. volume 2: Renewable electricity generation and storage technologies. Technical report, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2012.
- [I.12] SR Tewfik. Biomass utilization facilities and biomass processing technologies. Energy Education Science and Technology, 14:1–19, 2004.
- [I.13] Bahman Zohuri. Hybrid Energy Systems: Driving Reliable Renewable Sources of Energy Storage. Springer, 2017.
- [I.14] Ayhan Demirbas. Potential applications of renewable energy sources, biomass combustion problems in boiler power systems and combustion related environmental issues. Progress in energy and combustion science, 31(2):171–192, 2005.
- [I.15] Samah Elsayed Sonia Rueda Iana Arkhipova drian Whiteman, Javier Esparrago and Gerardo Escamilla. Renewable energy statistics 2019. Technical report, The International Renewable Energy Agency (IRENA), 2019.
- [I.16] Global Energy Statistical Yearbook. Electricity consumption. Enerdata.[access: yearbook. enerdata. net], 2019.
- [I.17] Aerowatt and edf-sei. enerstock: cahier des charges du stockage, 2011.
- [I.18] J Pestourie. Les enr intermittentes. cas des réseaux insulaires. Technical report, Technical report, EDF R&D, 2012.
- [I.19] Joakim Widén, Nicole Carpman, Valeria Castellucci, David Lingfors, Jon Olauson, Flore Remouit, Mikael Bergkvist, Mårten Grabbe, and Rafael Waters. Variability assessment and forecasting of renewables: A review for solar, wind, wave and tidal resources. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 44:356–375, 2015.
- [I.20] Mathieu David, Faly H Ramahatana Andriamasomanana, and Olivier Liandrat. Spatial and temporal variability of pv output in an insular grid: Case of reunion island. Energy Procedia, 57:1275–1282, 2014.
- [I.21] Hadja Maïmouna Diagne. Gestion intelligente du réseau électrique réunionnais. Prévision de la ressource solaire en milieu insulaire. PhD thesis, Université de la Réunion, 2015.

- [I.22] V Kostylev, A Pavlovski, et al. Solar power forecasting performance—towards industry standards. In 1st international workshop on the integration of solar power into power systems, Aarhus, Denmark, 2011.
- [I.23] C Monteiro, H Keko, R Bessa, V Miranda, A Botterud, J Wang, G Conzelmann, et al. A quick guide to wind power forecasting: state-of-the-art 2009. Technical report, Argonne National Lab.(ANL), Argonne, IL (United States), 2009.
- [I.24] Elke Lorenz, Annette Hammer, Detlev Heinemann, et al. Short term forecasting of solar radiation based on satellite data. In EUROSUN2004 (ISES Europe Solar Congress), pages 841–848, 2004.
- [I.25] D. Bellala: « Contribution À L'optimisation Des Systèmes De Conversion D'énergie Application Aux Systèmes Photovoltaïques », Thèse De Doctorat Université De Batna 2010.
- [I.26] T. L. Jensen, « Renewable Energy On Small Islands », Forum For Energy And Development (Fed), Second Edition Danemark August 2000.
- [I.27] Lazarov, V. D., Notton, G., Zarkov, Z., Bochev, I., (2005). Hybrid power systems with renewable energy sources – types, structures, trends for research and development. Proceedings of International Conference ELMA2005, Sofia, Bulgaria, pp. 515-520, 2005.
- [I.28] Bernard Multon. L'énergie électrique : analyse des ressources et de la production. In Journées de la section électrotechnique du club EEA 1999, page 22p, 1999.
- [I.29] S Astier. Conversion photovoltaïque : du rayonnement solaire à la cellule, techniques de l'ingénieur, vol. D3935, 2008.
- [I.30] Gunnar Wettermark, Bo Carlsson, and Hans Stymne. Storage of heat : a survey of e\_orts and possibilities. NASA STI/Recon Technical Report N, 79, 1979.
- [I.31] W Pluta. Solar electricity. an economic approach to solar energy, 1978.
- [I.32] Noble Duncan and K Swartman Robert. The canadian renewable energy guide. Burns town, General Store Publishing House, 1995.
- [I.33] A Aziz, Ka Kassmi, K Kassmi, F Olivié, R Maimouni, G Sarrabayrouse, and A Martinez. Modélisation des panneaux solaires dans l. Environnement Orcad.
- [I.34] A Labouret, P Cumunel, JP Braun, and B Faraggi. Cellules solaires, les bases de l'énergie photovoltaïque 4ème édition, 2010.
- [I.35] Stéphan Astier. Conversion photovoltaïque : du la cellule. Ed. Techniques Ingénieur, 2013.
- [I.36] Alain Ricaud. Modules photovoltaïques : Filières technologiques. Techniques de l'ingénieur. Génie électrique, 7(D3940), 2005.
- [I.37] Kamelia, H. (2012). Modélisation d'une cellule photovoltaïque: Etude comparative. Mémoire de Magistère, UMMTO.
- [I.38] Petibon Stéphane « Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques ». Thèse de doctorat, Université de Toulouse, 2009.
- [I.39] Parimita Mohanty, Tariq Muneer, and Mohan Kolhe. Solar photovoltaic system applications : a guidebook for o\_-grid electri\_cation. Springer, 2015.
- [I.40] Adel A Elbaset and Mohamed Salah Hassan. Design and Power Quality Improvement of Photovoltaic Power System. Springer, 2017.
- [I.41] Elisa Skoplaki and John A Palyvos. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance : A review of e\_ciency/power correlations. Solar energy, 83(5) :614\_624, 2009.
- [I.42] M. Update, GWEC Global Wind Report\_April 2018\_Final. 2017.
- [I.43] G. S. Report, Renewables 2017 global status report 2017. 2017.
- [I.44] Abdelkhalek, N. M., Abdelsalam, I., & Marei, M. I. (2018, June). A reduced cost wind energy conversion system based on permanent magnet synchronous generator with a parallel connected AC-DC buck-boost converter. In 2018 IEEE International

Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe) (pp. 1-5). IEEE.

- [I.45] M. A. Parker, C. Soraghan, and A. Giles, "Comparison of Power Electronics Lifetime Between Vertical- and Horizontal-Axis Wind Turbines," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 10, no. 5, pp. 679–686, 2015.
- [I.46] B. Hughes and C. H N, "Computational Analysis of Dyanmic Architecture," *J. power energy*, vol. 225, pp. 85–95, 2010.
- [I.47] H. L. Z. Chen, "Overview of different wind generator systems and their comparisons," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 2, no. 2008, pp. 123–138, 2008.
- [I.48] H. Polinder et al., "Trends in Wind Turbine Generator Systems," *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 1, no. 3, pp. 174–185, 2013.
- [I.49] EL AIMANI, Salma. Modélisation des différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension. 2004. Thèse de doctorat. Ecole Centrale de Lille.
- [I.50] Site internet sur les énergies renouvelables, disponible à partir de : <http://www.wind power dk/>.
- [I.51] ABU-TABAK, Nesmat. Stabilité dynamique des systèmes électriques multimachines: modélisation, commande, observation et simulation. 2008. Thèse de doctorat. Ecole Centrale de Lyon.

# CHAPITRE II

## Modélisation des composants du système hybride

### Sommaire

---

<b>II.1. Introduction.....</b>	.....
<b>II.2. Modélisation d'un système hybride .....</b>	.....
II.2.1. Composition de générateur photovoltaïque .....	.....
II.2.2. Modèle d'une cellule solaire photovoltaïque.....	.....
II.2.3. Paramètres externes d'une cellule photovoltaïque.....	.....
II.2.4. Rendement énergétique maximum $n_m$ .....	.....
II.2.5. Simulation d'un module PV avec le modèle à une seule diode.....	.....
II.2.6. Modélisation de générateur éolien.....	.....
II.2.7. Composition du système de production éolienne.....	.....
II.2.9. Modèle d'éolienne .....	.....
II.2.10. Modélisation de la GSAP.....	.....
II.2.11. Modélisation de la pile à combustible.....	.....
II.2.12. Modélisation de système de stockage.....	.....
II.2.13. Modélisations des convertisseurs de puissance .....	.....
II.2.14. Modélisation du bus continu.....	.....
II.2.15. Modélisation du filtre.....	.....
II.2.16. Modélisation du réseau électrique.....	.....
<b>II.3. Conclusion.....</b>	.....
<b>II.4. Références bibliographiques.....</b>	.....

## II.1. Introduction

Il est important de connaître le comportement du système en fonction des données disponibles afin de choisir une méthode de contrôle et d'optimisation hybride appropriée. La modélisation et la simulation sont utilisées pour obtenir ces informations. Une pile à combustible, un générateur solaire, un générateur éolien et un système de stockage sont tous des composants du système physique que ce document propose d'utiliser. Pour préparer la simulation de l'ensemble de la chaîne énergétique hybride avec les différents algorithmes de contrôle utilisés au chapitre III, nous modéliserons et simulerons la conception et le fonctionnement de chaque élément indépendamment les uns des autres dans le chapitre III.

## II.2. Modélisation d'un système hybride

La figure II.1 présente un résumé de la conception générale du système multi-sources qui a été prise en considération. Le photovoltaïque, l'éolien, les piles à combustible et les systèmes de stockage sont tous inclus dans le système énergétique hybride autonome proposé (batterie, supercondensateur).

Pour alimenter les charges en courant continu et en courant alternatif, tous ces composants sont couplés à un bus continu d'une tension nominale de 800 V. La charge en courant alternatif est reliée au bus continu à l'aide d'un onduleur triphasé.

D'après la Figure II.1, nous avons :

- Dans l'architecture ci-dessous, le système éolien formé par une turbine éolienne à axe horizontal à vitesse variable est couplé directement à la GSAP, via deux convertisseurs statiques de puissance à travers un bus continu qui permet d'obtenir le maximum de puissance de l'éolien grâce à l'utilisation d'un algorithme MPPT.
- Le système PV se composant de plusieurs panneaux photovoltaïques connectés au bus DC via un hacheur du type *boost* qui permet d'obtenir le maximum de puissance du GPV grâce à l'utilisation d'un algorithme MPPT.
- La pile à combustible (PàC) de type PEM est connectée au bus DC par un hacheur survolteur (*boost*)
- Le système de stockage est lié au bus DC à travers un convertisseur réversible en courant, il contrôle l'intensité du courant délivré ou consommé par la batterie ou le supercondensateur tout en assurant une adaptation de la tension entre la batterie et le bus DC.

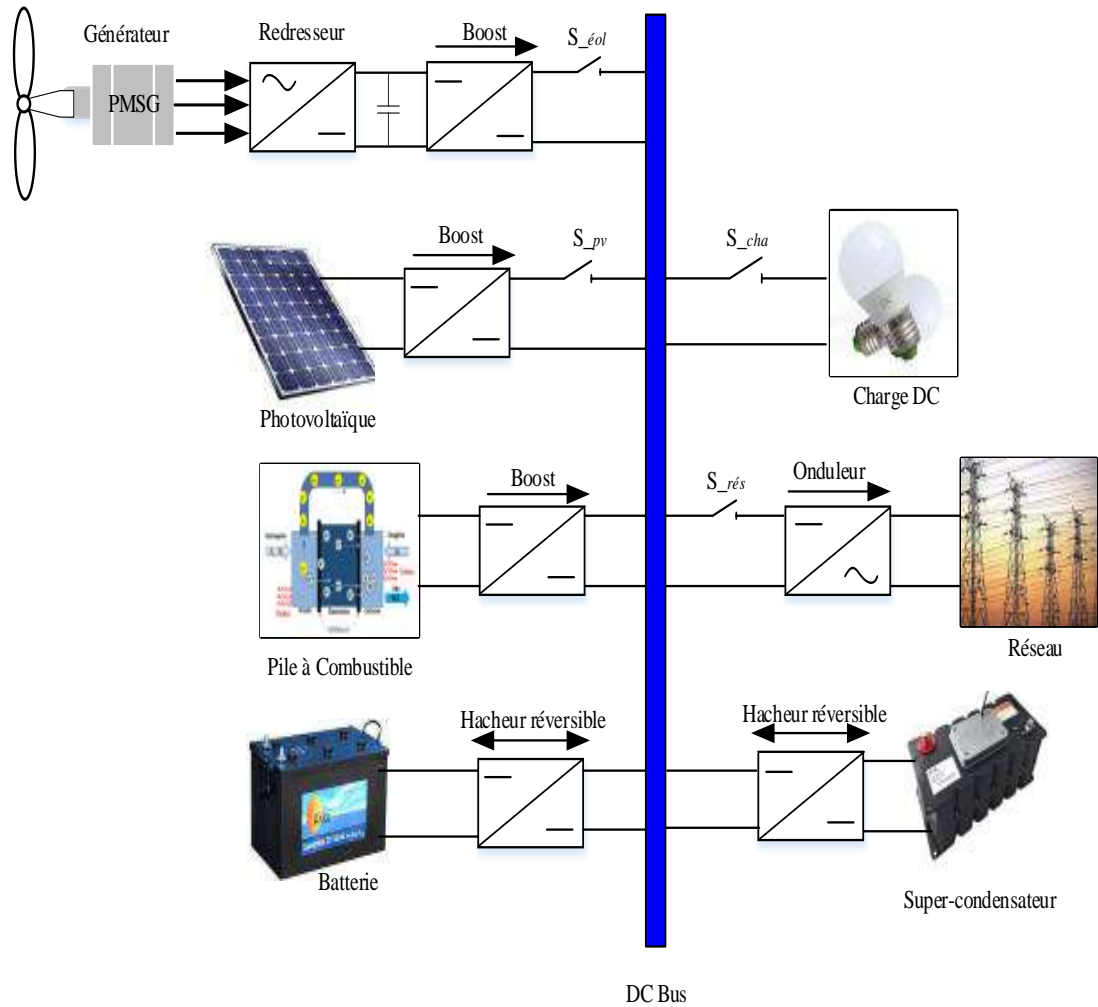


Figure II.1. Architecture du système d'énergie hybride

### II.2.1. Modèle du générateur photovoltaïque

Le système photovoltaïque se compose de plusieurs cellules photovoltaïques, connectées sous forme des modules en série ou en parallèle, pour obtenir une grande énergie produite après exposition au rayonnement solaire [II.1]. L'un des avantages les plus importants du système photovoltaïque est qu'il a une structure fixe et ne nécessite pas d'entretien, il est également considéré comme une énergie propre, ne pollue pas et ne génère pas de bruit [II.2].

### II.2.2. Modèle d'une cellule solaire photovoltaïque

Il est bien connu que le système d'énergie PV produit de l'énergie électrique en courant continu à partir du soleil et du rayonnement grâce à la mise en œuvre de modules PV. Ceux-ci peuvent être connectés en série ou en parallèle pour former des chaînes ou des réseaux PV. Pour alimenter les charges électriques à partir du système PV [II.3], il est nécessaire de mettre en œuvre un "onduleur

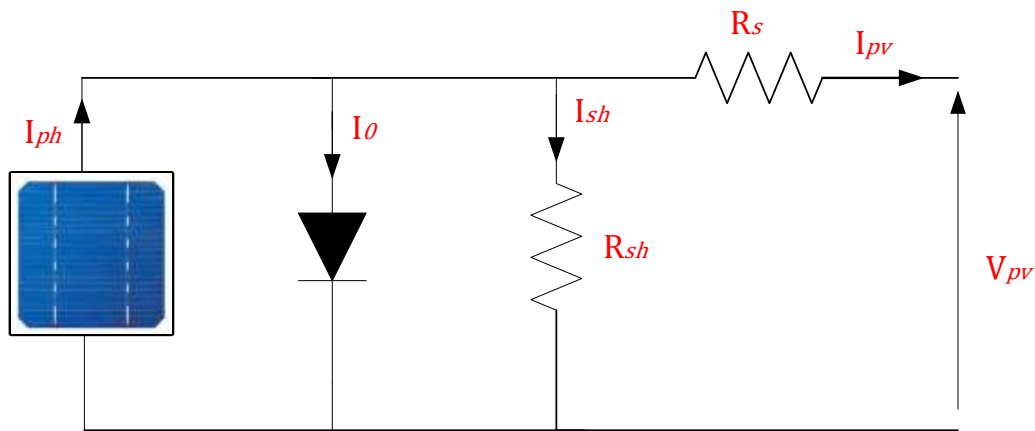


pour convertir le courant continu de sortie en courant alternatif afin de fournir aux charges l'énergie requise". La puissance de sortie générée par les systèmes PV est affectée par l'irradiation solaire, la température et le type de cellule. La puissance de sortie des systèmes PV varie inversement aux changements de température, bien qu'ils aient une relation directement proportionnelle aux changements du rayonnement solaire [II.4, II.5].

Le modèle de cellule PV utilisant une seule diode est présenté, sont base sur l'équation de diode bien connue de *Shockley* [II.6]. Le modèle est présenté dans la Figure II.2.

### II.2.2.1. Modèle à une diode (1LM5P)

En raison de sa simplicité, la forme à une diode (standard) est actuellement la plus utilisée. Elle est utilisée pour représenter le courant d'un module photovoltaïque en fonction de la tension appliquée à ses bornes dans diverses situations climatiques. Comme ce modèle comporte une diode de moins que le modèle à deux exponentielles, il comporte une exponentielle de moins dans l'équation de la caractéristique courant-tension [II.3]. Une source de courant  $I_{ph}$  qui modélise le flux lumineux  $I_{ph}$  et deux résistances, une résistance shunt  $R_{sh}$  et une résistance série  $R_s$ , constituent le circuit électrique de la Figure II.2 qui représente une cellule photovoltaïque [II.7, II.8].



**Figure II.2.** Schéma équivalent de cellule solaire simple [II.9]

Par référence à la loi de Kirchhoff, le courant produit par le module est déterminé dans le modèle une diode du générateur [II.10] :

$$I_{pv} = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (II.1)$$

Avec :

- $I_{pv}$  : Le courant délivré par le module.
- $I_{ph}$  : Photo courant.

- $I_d$  : Le courant de diode.
- $I_{sh}$  : Le courant shunt.

À l'aide de l'équation (II.2), le courant généré par le modèle est donné [II.11] :

$$I_{pv} = N_p I_{ph} - N_p I_{rs} \left[ e^{\frac{q(V_{pv} + R_s I_{pv})}{AKTN_s}} - 1 \right] - N_p \frac{q(V_{pv} + R_s I_{pv})}{N_s R_{sh}} \quad (\text{II.2})$$

La photo courant générée  $I_{ph}$  de la cellule peut être exprimé par :

$$I_{ph} = \frac{G}{1000} (I_{sc} + k_i (T - T_r)) \quad (\text{II.3})$$

Avec :

- $I_{rs}$  : Courant de saturation inverse des cellules.
- $V_{pv}$  : Tension de sortie de cellule (V).
- $A$  : Facteur d'idéalité de la photopile, compris entre 1 et 5 dans la pratique.
- $T$  : Température de fonctionnement de la cellule de référence
- $q$  : Charge d'électrons ( $1,60217646 \times 10^{-19}$  C).
- $k$  : Constante de Boltzmann ( $1,3806503 \times 10^{-23}$  J / K)
- $R_s$  et  $R_p$  : Résistances série et shunt de la cellule respectivement.
- $I_{sc}$  : Courant de court-circuit de la cellule à la température de référence et à l'irradiation
- $G$  : Irradiation solaire en  $W / m^2$ .
- $T_r$  : Température de référence de la cellule.
- $k_i$  : Coefficient de température du courant de court-circuit.

### II.2.3. Paramètres externes d'une cellule photovoltaïque

Ces paramètres peuvent être calculés en utilisant l'équation caractéristique ou les courbes courant-tension. Les suivantes [II.3, II.12] sont les plus typiques :

#### II.2.3.1. Courant de court –circuit $I_{CC}$

C'est le courant pour lequel il n'y a pas de tension aux bornes de la cellule [II.13]. Ce courant se confond avec le photo-courant  $I_{ph}$  dans la situation idéale (où  $R_s$  est nul et  $R_{sh}$  est infini), mais lorsque la tension  $V$  de l'équation (II.4) est annulée, nous obtenons les résultats suivants :

$$I_{CC} = I_{ph} - I_0 \left( e^{\frac{R_s I_{CC}}{AV_t}} - 1 \right) - \frac{R_s I_{CC}}{R_{sh}} \quad (\text{II.4})$$

Pour la plupart des photopiles (dont la résistance série est faible), on peut négliger le terme :

$$I_0 \left( e^{\frac{R_s I_{CC}}{AV_t}} - 1 \right) \text{ Devant } I_{ph} \text{ L'expression approchée du courant de court-circuit est alors :}$$

$$I_{CC} \approx \frac{I_{ph}}{\left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}}\right)} \quad (\text{II.5})$$

### II.2.3.2. Tension en circuit ouvert $V_{CO}$

C'est la tension pour laquelle le courant débité par le générateur photovoltaïque est nul (c'est la tension maximale d'une photopile ou d'un générateur photovoltaïque) [II.13].

$$0 = I_{ph} - I_0 \left( e^{\frac{V_{CO}}{AV_t}} - 1 \right) - \frac{V_{CO}}{R_{sh}} \quad (\text{II.6})$$

$$V_{CO} = V_t \ln \left( \frac{I_{ph}}{I_0} + 1 \right) \quad (\text{II.7})$$

### II.2.3.3. Puissance optimale $P_{max}$

La puissance utile maximale s'obtient en optimisant le produit courant tension, soit :

$$\frac{I_M}{V_M} = - \left( \frac{dI}{dV} \right) M \quad (\text{II.8})$$

La puissance des modules photovoltaïques s'exprime en Watts crête. Cette dernière représente la puissance que peut fournir un module lorsqu'il est fermé sur sa charge nominale (optimale), sous un éclairement de  $1000\text{W/m}^2$  et à une température de  $25^\circ\text{C}$  [II.14].

### II.2.3.4. Facteur de forme FF

Ce coefficient représente le rapport entre la puissance maximale que peut délivrer la cellule notée  $P_{Max}$  (Voir Figure II.3), et la puissance formée par le rectangle  $I_{CC} \cdot V_{CO}$  (Puissance optimale) [II.15]

$$FF = \frac{P_{max}}{P_{opt}} = \frac{I_m \cdot V_m}{I_{CC} \cdot V_{CO}} \quad (\text{II.9})$$

Plus la valeur de ce facteur sera grande, plus la puissance exploitable le sera également. Les meilleures cellules auront donc fait l'objet de compromis technologiques pour atteindre le plus possible les caractéristiques idéales.

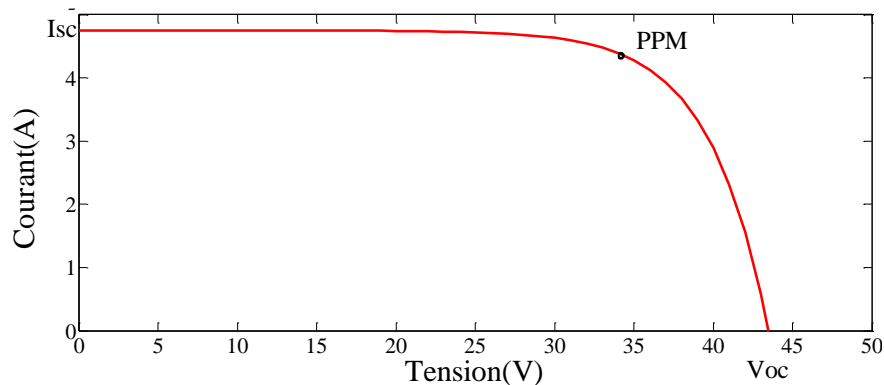


Figure II.3. Caractéristique courant – tension d'un module photovoltaïque

### II.2.4. Rendement énergétique maximum $n_m$

Le rendement de conversion de puissance  $n_m$  des cellules photovoltaïques détermine leur production maximale d'énergie. Sa définition est la suivante : il s'agit de la proportion de la puissance maximale de la cellule ( $P_{max}$ ) par rapport à la puissance du rayonnement solaire incident ( $P_i$ ).

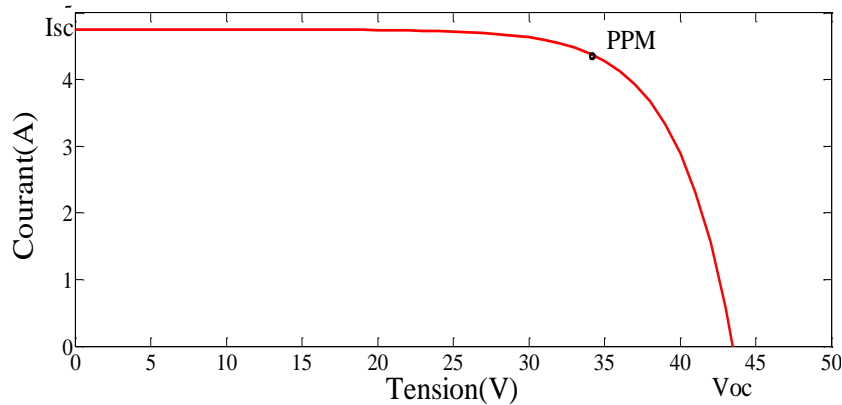
$$n_m = \frac{P_{max}}{P_i} = \frac{I_m \cdot V_m}{S \cdot \Phi} = \frac{FF \cdot V_{co} \cdot I_{CC}}{P_i} \quad (II.10)$$

- $S$ : Surface de la cellule solaire ( $m^2$ );
- $\Phi$ : Flux incident ( $W/m^2$ );
- $I_m, V_m$ : Coordonnées de point de fonctionnement.

En augmentant le facteur de forme, le courant de court-circuit et la tension de circuit ouvert, ces performances peuvent être améliorées [II.13].

#### II.2.4.1. Caractéristique I (V)

La caractéristique I-V, présentée dans la Figure II.4 comme la principale caractéristique de la cellule solaire, décrit comment une cellule solaire réagit à toutes les charges potentielles dans un ensemble spécifique de conditions d'ensoleillement et de température.



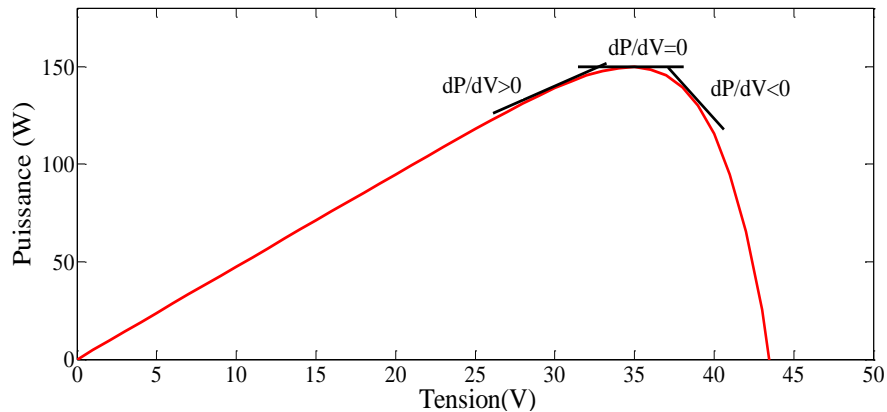
**Figure II.4.** Caractéristique typique I-V d'un module solaire

Cette courbe comporte trois points cruciaux :

- PPM : Le point de fonctionnement optimal auquel la cellule fournit sa puissance maximale.
- $I_{CC}$  : Le point où la tension est égale à zéro et le courant est en maximum.
- $V_{OC}$  : Le point où le courant est égal à zéro et la tension est en maximum.

#### II.2.4.2. Caractéristique P(V)

La variation de puissance en fonction de tension représente la caractéristique P (V) est illustrée sur la Figure II.5.

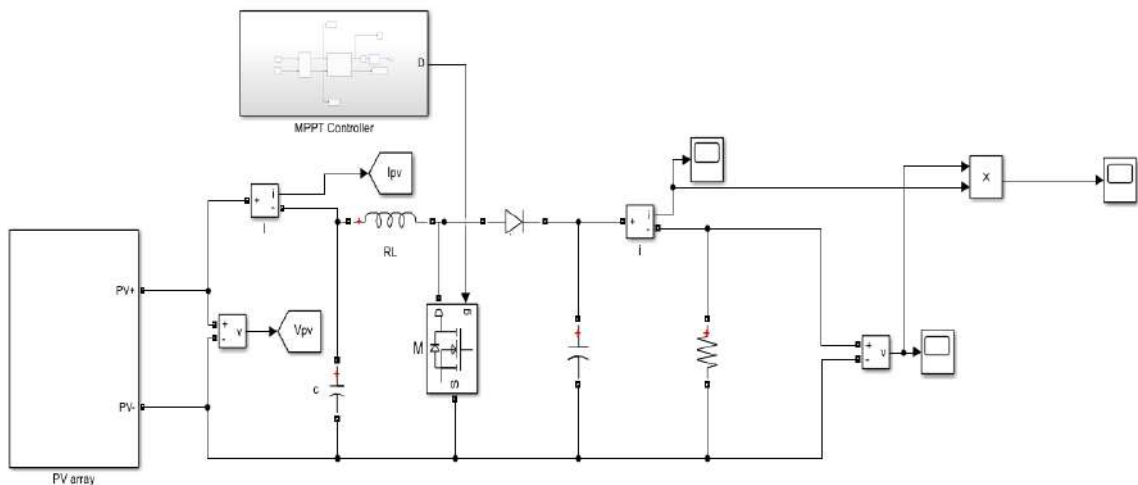


**Figure II.5.** Caractéristique typique P-V d'un module solaire

On remarque qu'en augmentant de la puissance proportionnellement avec l'augmentation de la tension jusqu'à la valeur maximale, mais lorsque la tension est égale à la tension de circuit ouvert, la puissance produite par un module solaire se réduit à zéro.

### II.2.5. Simulation d'un module PV avec le modèle à une seule diode

Un module PV BP SX 150 est développé dans l'environnement MATLAB/Simulink. En utilisant le modèle avec une seule diode. Ces caractéristiques sont données selon les conditions standards (1000 W/m<sup>2</sup>, Température de cellule : 25 °C). Le modèle Simulink est représenté dans la Figure II.6.



**Figure II.6.** Simulation du module PV

Caractéristiques électriques du module PV.

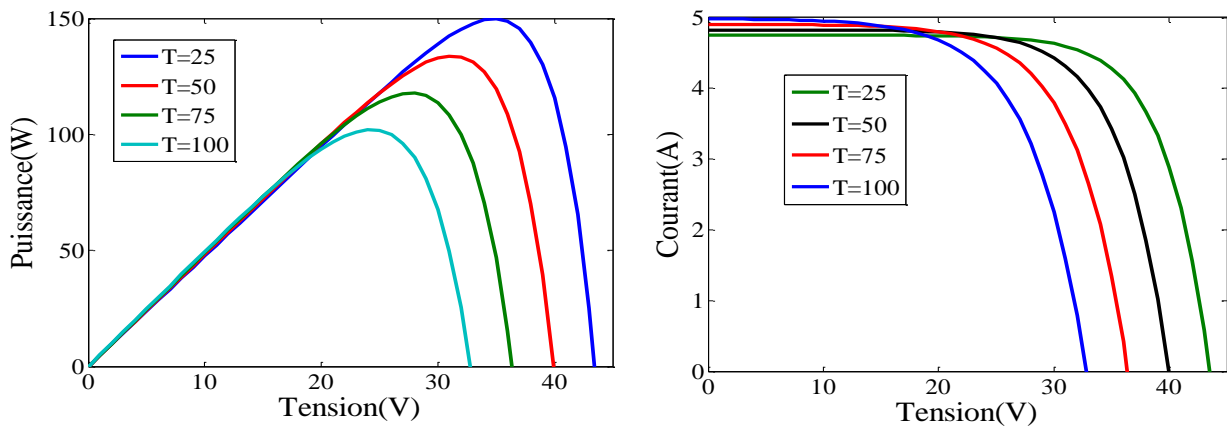
- Puissance maximale ( $P_{max}$ ) = 150w
- Tension à  $P_{max}$  ( $V_{mp}$ ) = 34.5 V

- Courant à  $P_{max}$  ( $I_{mp}$ )= 4.35 A
- Tension à circuit ouvert ( $V_{oc}$ )= 43.5 V
- Courant de court-circuit ( $I_{sc}$ )= 4.75 A
- Coefficient de température de ( $I_{sc}(a)$ )  $0.065 \pm 0.015\% /C^\circ$

### II.2.5.1. Influence de la température sur les modules

Les caractéristiques tension-courant/tension-puissance pour différentes températures de fonctionnement du module PV sont présentées dans la Figure II.7 ci-dessous afin de pouvoir étudier l'impact de la température sur le système photovoltaïque. Il faut savoir que la température affecte à peine la valeur du courant de court-circuit.

En revanche, lorsque la température augmente, la tension de circuit ouvert chute de manière assez importante, ce qui réduit la quantité de puissance extraite.

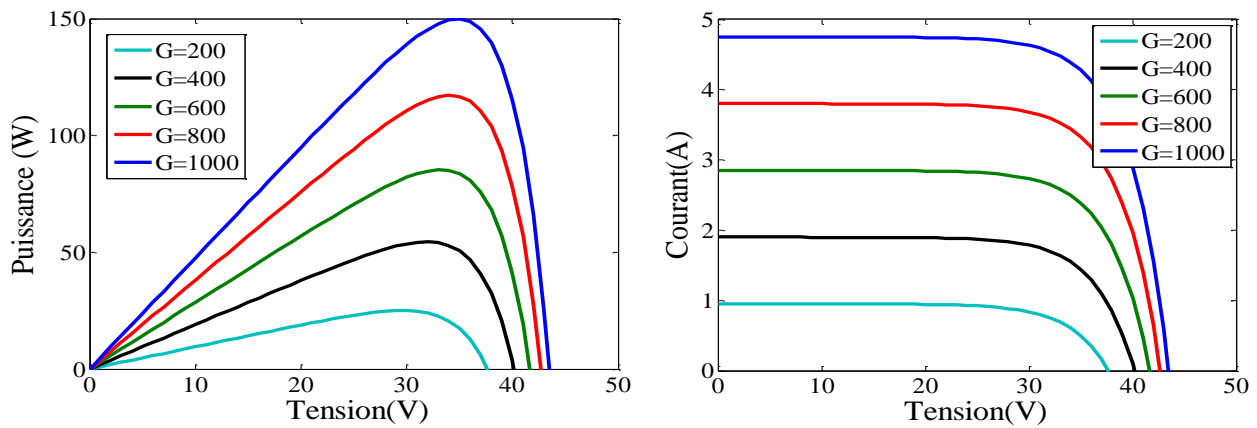


**Figure II.7.** Effet de la température sur la caractéristique P-V, I-V

La Figure II.7 montre comment une augmentation de la température entraîne également une baisse de la puissance maximale disponible.

### II.2.5.2 Influence du rayonnement sur les modules

La Figure II.8 montre l'effet du rayonnement pour puissance, courant et tension du module photovoltaïque afin d'étudier l'effet du rayonnement sur le système photovoltaïque. Nous pouvons voir que les valeurs de courant de court-circuit et de puissance sont directement proportionnelles à l'intensité d'éclairement. La tension en circuit ouvert, par contre, ne change pas de la même manière.



**Figure II.8.** Effet de l'éclairement sur la caractéristique P-V, I-V

### II.2.6. Modélisation de générateur éolienne

L'énergie éolienne est une forme particulière d'énergie cinétique dans l'air lorsqu'il s'écoule. L'énergie cinétique contenue dans le vent est transformée en partie en énergie mécanique par les pales de la turbine, puis en énergie électrique via un générateur.

L'énergie cinétique d'une colonne d'air en mouvement peut être déterminée comme suit [II.16] :

$$dE_c = \frac{\rho S dx v^2}{2} \quad (\text{II.11})$$

$dx$ : Longueur de colonne d'air,  $S$ : Section,  $\rho$ : Masse volumique,  $v$ : Vitesse

### II.2.7. Composition du système de production éolienne

Afin d'établir le contrôle du système, le WECS examiné est présenté dans cette section. La Figure II.9 illustre une topologie représentative du WECS considéré. Le lecteur peut voir une turbine à trois pâles de longueur  $R$  avec un axe horizontal tournant à une vitesse  $\Omega t$ , le rotor de la VSWT est connecté directement sans boîte de vitesses à l'arbre de la PMSG [II.17].

Les dispositifs électroniques de puissance (AC/DC) fournissent l'énergie du générateur utilisé au réseau via un bus DC commun [II.18].

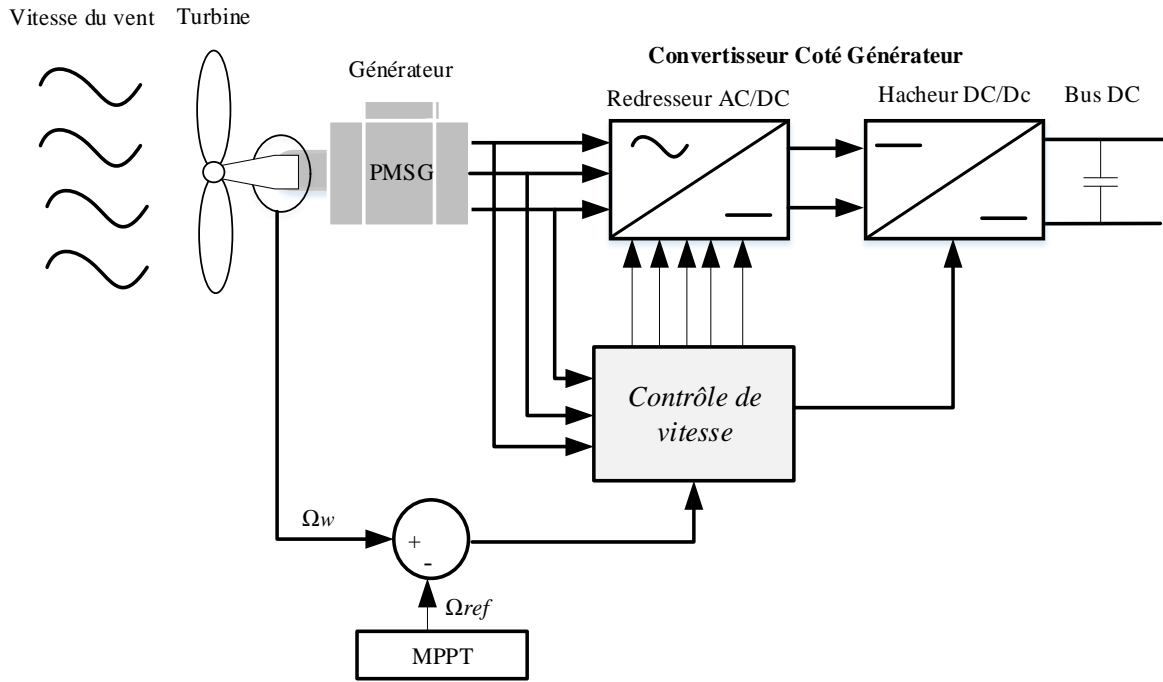


Figure II.9. Configuration du système éolien étudié [II.17]

### II.2.8. Modèle d'éolienne

La voile à vent convertit une quantité d'énergie de la masse d'air en mouvement, lors de la circulation du vent dans une surface active ( $S$ ), la puissance de la masse d'air ( $P_\omega$ ) [II.26] est donnée par l'équation (II.12) :

$$P_\omega = \frac{1}{2} \rho \cdot S \cdot v^3 \quad (\text{II.12})$$

Elle sera transmise à l'arbre du générateur sous forme de puissance aérodynamique ou de puissance de turbine [II.27], comme l'exprime l'équation (II.13) suivante :

$$P_k = \frac{1}{2} \rho \cdot S C_p(\lambda, \beta) \cdot V_k^3 \quad (\text{II.13})$$

Où  $\lambda$  présente la relation entre la vitesse angulaire de la turbine et la vitesse du vent. Il est appelé rapport de vitesse de pointe (TSR) et est donné par l'équation (II.14) :

$$\lambda = \frac{R \times \Omega_k}{V_k} \quad (\text{II.14})$$

Alors que  $\rho$  est la densité de l'air,  $V_k$  est la vitesse du vent,  $R$  est le rayon de la pàle de vent,  $\beta$  est l'angle de tangage, et  $C_p$  est le coefficient de puissance [II.28].



### II.2.8.1. Le coefficient de puissance $C_p$ (power coefficient)

Comme il a été mentionné précédemment, nous ne sommes pas en mesure d'utiliser pleinement la puissance générée par la masse d'air  $P_{mt}$ , car il faudrait pour cela que la vitesse du vent soit nulle après l'organe capteur. La définition suivante s'applique au coefficient de puissance :

$$C_p = \frac{P_m}{P_{mt}} = \frac{P_m}{\frac{1}{2}\rho S v^3} \quad (\text{II.15})$$

Le coefficient de performance  $C_p$  exprime l'efficacité de la conversion de la quantité de vent en énergie mécanique en termes de la vitesse spécifique  $\lambda$  et d'angle de calage  $\beta$ . Le coefficient de puissance varie en fonction du type de l'éolienne [II.16]. Théoriquement, la valeur optimale est 0,5926 et est connue sous le nom de limite de Betz. En pratique, cette valeur atteint environ 0,5 pour les grandes éoliennes et est bien inférieure à la limite théorique. On peut aussi calculer le facteur de puissance  $C_p(\lambda)$  pour différentes valeurs de  $\beta$  comme indiqué sur la figure II.10. Utilisez la régression polynomiale dans l'expression analytique pour un angle calage donné  $\beta$  [II.29].

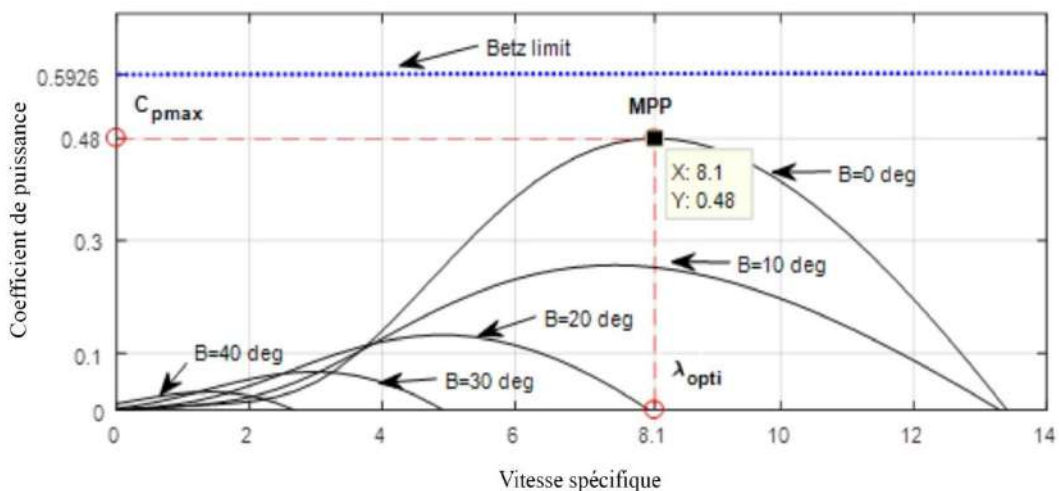
$$C_p(\lambda, \beta) = \sum_{i=0}^{n_c} a_i \lambda_i \quad (\text{II.16})$$

$$C_p = 0.073 \left( \frac{151}{\lambda_i} - 0.058\beta - 0.002\beta^{2.14} - 13.2 \right) e^{-\frac{18.4}{\lambda_i}} \quad (\text{II.17})$$

Où  $\lambda_i$  peut être donné par Eq (II.22):

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda - 0.02\beta} - \frac{0.003}{\beta^2 + 1}} \quad (\text{II.18})$$

Selon  $\lambda$ , l'efficacité aérodynamique change, lorsque  $\lambda_{opti}$  est optimal, le  $C_{pmax}$  maximum est atteint. Lorsque  $\beta$  est fixé, la résultante  $C_p$  en fonction de la variation de  $\lambda$  [II.17].



**Figure II.10.** Modèle de coefficient de puissance  $C_p$  avec courbe de rapport de vitesse spécifique ( $\lambda$ )

### II.2.8.2. Le coefficient de couple (torque coefficient) $C_t$

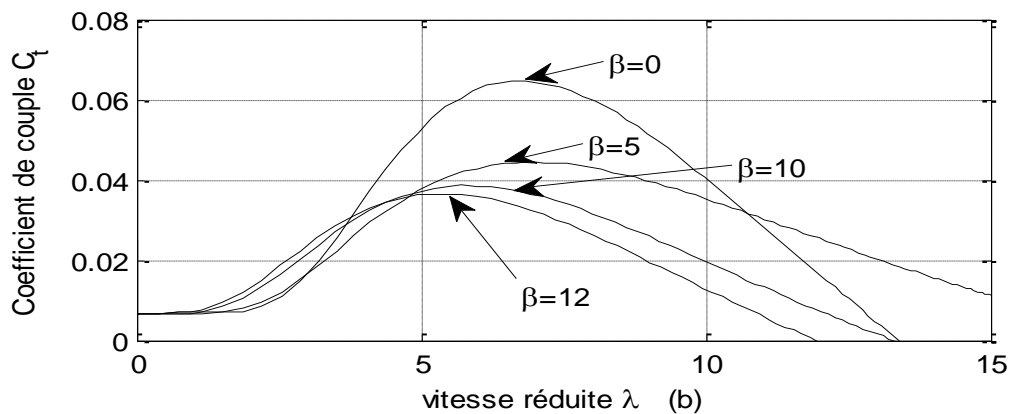
En particulier à vitesse nulle  $\Omega_t$ , le coefficient de couple est très utile pour calculer la valeur des couples produits pour différents points de fonctionnement. Bien que la puissance soit nulle au démarrage, il existe en fait un couple sur l'arbre causé par la force du vent sur les pales, ce qui équivaut à une valeur nulle pour  $C_p$ . Le couple peut être exprimé comme suit :

$$T_m = \frac{P_m}{\Omega_t} = \frac{R_t P_m}{\lambda} = \frac{C_p}{\lambda} \frac{1}{2} \rho \pi R_t^3 v^2 \quad (\text{II.19})$$

Et alors, la valeur du coefficient de couple  $C_t$  est déterminée par la formule suivante :

$$C_t = \frac{C_p}{\lambda} = \frac{T_m}{\frac{1}{2} \rho \pi R_t^3 v^2} \quad (\text{II.20})$$

Le coefficient  $C_t$  s'exprime, comme le coefficient  $C_p$ , en fonction de la vitesse du vent  $v$  et de la vitesse de rotation de la turbine  $\Omega_t$ , donc en fonction du ratio de vitesse  $\lambda$ , comme représenté dans la Figure II.11 [II.30].



**Figure II.11.** Allure de coefficient  $C_t$  en fonction de la vitesse spécifique  $\lambda$  et l'angle de calage  $\beta$

### II.2.8.3. Modélisation de l'arbre

L'équation suivante est l'équation dynamique de base qui décrit le comportement mécanique de l'ensemble turbine-alternateur :

$$J \frac{d\Omega_t}{dt} = T_e \quad (\text{II.21})$$

La turbine et le générateur sont directement connectés dans notre analyse, car nous supposons que le rapport multiplicateur  $G = 1$

$$\begin{cases} \Omega_t = G\Omega = \Omega \\ T_G = \frac{1}{G} T_m = T_m \end{cases} \quad (\text{II.22})$$

Le couple mécanique total  $T_m$  appliqué au rotor de l'éolienne permet de calculer l'évolution de la vitesse mécanique à l'aide de l'équation fondamentale de la dynamique. Le couple électromagnétique  $T_e$  est de signe négatif lorsqu'un générateur fonctionne :

$$\frac{d\Omega_t}{dt} = \frac{1}{J_t} T_e + \frac{D_G}{J_t} \Omega_t - \frac{1}{J_t} T_m \quad (\text{II.23})$$

La Figure II.12 est un schéma fonctionnel basé sur la modélisation de l'éolienne associée au modèle du générateur :

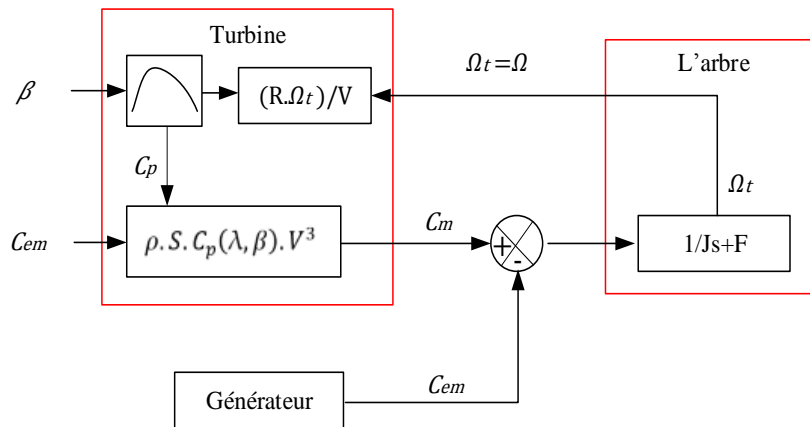


Figure II.12. Modèle de l'arbre de l'éolienne

#### II.2.8.4. Modélisation de vitesse du vent

Dans cette étude, nous avons besoin de connaître un profil de vent, qui simule avec précision la vitesse réelle du vent, comme la montre dans la Figure II.13 [II.31] :

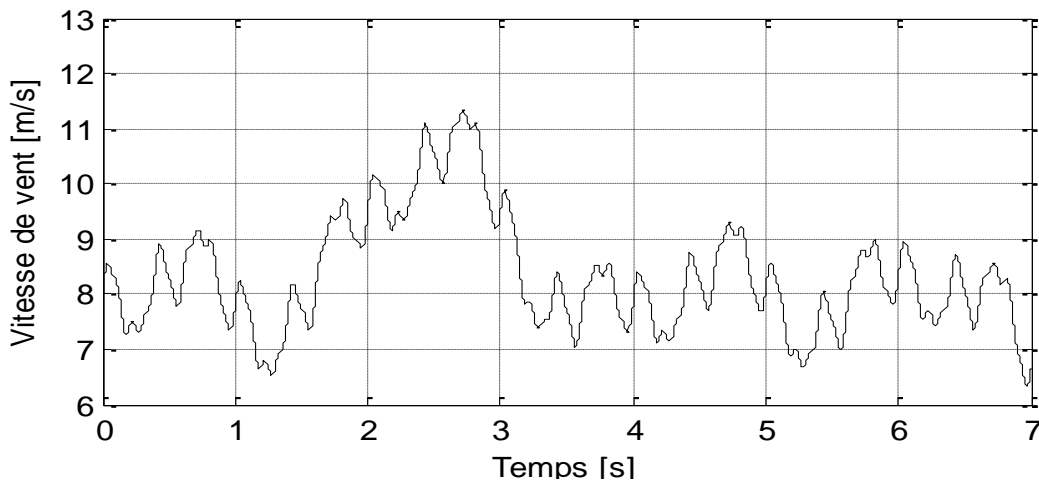


Figure II.13. Allure de vitesse du vent

Le modèle sinusoïdal de vitesse variable du vent est utilisé comme suit [II.32] :

$$v(t) = A + \sum_{n=1}^i (a_n \cdot \sin(b_n \cdot W_v \cdot t)) \quad (\text{II.24})$$

### II.2.8.5. Hypothèses simplificatrices pour la modélisation mécanique de la turbine

La partie mécanique de la turbine éolienne qui sera étudiée, est composée de trois pâles identiques et orientables avec une longueur  $R_t$ , fixées sur un arbre d'entraînement tournant à une vitesse  $\Omega_t$  qui est relié à un multiplicateur de gain  $G$ . Ce multiplicateur entraîne une génératrice électrique comme indiqué dans la Figure II.14. Dans notre cas, le gain de multiplicateur  $G = 1$ , donc l'arbre de la turbine relié directement à la génératrice.

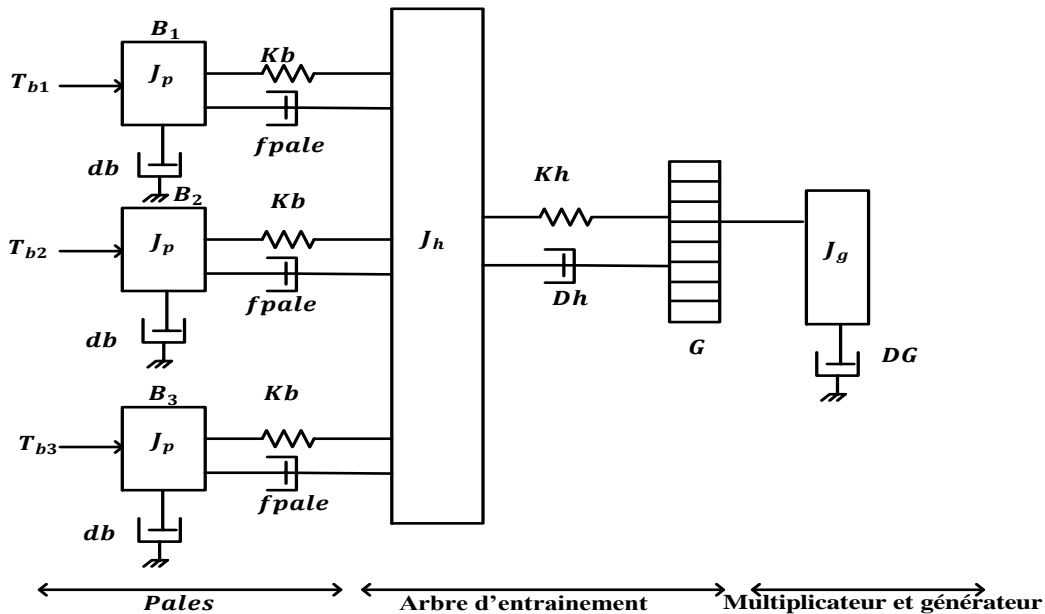


Figure II.14. Système mécanique de l'éolienne [II.16]

Les trois pâles sont considérées de conception identique et possèdent donc :

- la même inertie  $J_p$
- le même coefficient de frottement par rapport à l'air  $K_b$
- la même élasticité  $d_b$

Ces pâles sont orientables et possèdent le même coefficient de frottement par rapport au support  $f_{pale}$ . Chaque pale reçoit une force  $T_{b1}$ ,  $T_{b2}$  et  $T_{b3}$  qui dépend de la vitesse du vent, qui lui est appliquée [II.33].

L'arbre d'entraînement des pâles est caractérisé par :

- son inertie  $J_h$
- son élasticité  $K_h$
- son coefficient de frottement par rapport au multiplicateur  $D_h$

Le rotor de la génératrice possède :

- Une inertie  $J_G$
- Un coefficient de frottement  $D_G$

Si on considère une répartition uniforme de la vitesse du vent sur toutes les pales, on aura une égalité des forces de poussées ( $T_{b1}=T_{b2}=T_{b3}$ ). On peut faciliter l'ensemble des trois pales comme un seul système mécanique caractérisé par la somme de toutes les caractéristiques mécaniques. La conception aérodynamique des pales et leurs coefficients de frottement par rapport à l'air  $d_b$  est très faible, donc on peut la négliger. De même, la vitesse de la turbine est très faible, les pertes par frottement sont ignorées par rapport aux pertes par frottement du côté « génératrice ».

### II.2.9. Modélisation de la GSAP

Aujourd'hui, les génératrices synchrones représentent une part importante du marché des convertisseurs électromécaniques de puissance et offrent une très large gamme de puissance à partir de quelques MW. La production d'électricité s'est généralement faite à des niveaux de puissance élevés. La génératrice synchrone à aimant permanent GSAP, l'un des différents types de machines synchrones à courant alternatif, a récemment gagné en popularité en tant qu'option technologique de production éolienne en raison de certaines de ses propriétés positives [II.20, II.21]. Pour les raisons suivantes, les GSAPs sont de plus en plus utilisées dans une variété d'applications :

- Efficacité.
- Couple élevé à la masse.
- Couple volumétrique élevé.
- Pertes minimales du rotor
- Pas de système de balais collecteurs.
- Excellent facteur de puissance
- Peu ou pas d'entretien.
- Simple à produire.

#### II.2.9.1. Composition de la GSAP

Le rotor de la génératrice synchrone triphasée tourne le long de l'axe de symétrie de la machine, et le stator est immobile (II.12). Les encoches régulièrement réparties sur la surface interne du stator abritent trois enroulements identiques avec  $p$  paires de pôles ; leurs axes sont séparés les uns des autres par un angle électrique égal à  $\frac{2}{3p}$  [II.22]. Un enroulement monophasé excité par un courant continu ou un aimant permanent peuvent tous deux réaliser la structure du rotor. Pour la conception de la roue, on utilise soit des pôles saillants, soit des pôles lisses. On admettra que la

machine pourrait être équipée d'enroulements amortisseurs qui jouent les rôles suivants pour cette dernière structure :

- Permettent à la machine de s'opposer à des régimes de déséquilibres.
- Augmentent le couple électromagnétique.

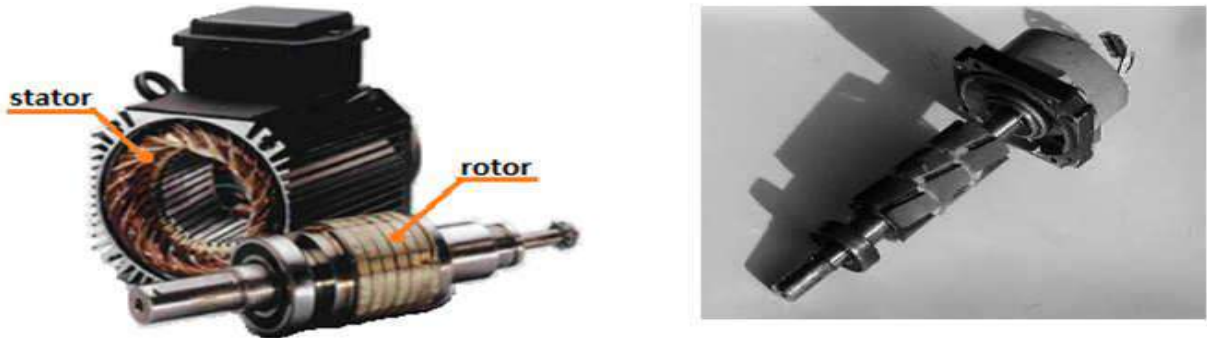


Figure II.15. Constitution de la GSAP [II. 16]

- **Le nombre de pôles de la GSAP**

Le nombre de pôles d'un GSAP est imposé par la vitesse du rotor et par la fréquence du courant à produire. On en déduit que la fréquence est donnée par l'équation [II.25] :

$$F = \frac{p\Omega_t}{120} \quad (\text{II.25})$$

- **Le stator**

D'un point de vue électrique, le stator d'une GSAP est exactement comme le stator d'une machine asynchrone triphasée. Il est composé d'un noyau laminé avec des fentes qui abrite les conducteurs d'un enroulement triphasé en forme de cylindre vide. Le conducteur neutre est toujours disponible pour la mise à la terre, et l'enroulement est toujours connecté en étoile ou en triangle.

- **Le rotor**

Les trois enroulements du stator sont soumis à des tensions triphasées lorsque le rotor tourne, en raison des lignes de flux produites par les pôles des aimants. Selon qu'ils fonctionnent à basse vitesse pour les turbines à eau ou à haute vitesse pour les turbines à vapeur, les rotors sont à pôles saillants ou à pôles lisses.

### II.2.9.2. Circuit équivalent d'un GSAP

On peut représenter un GSAP triphasé par un circuit qui montre trois tensions induites  $E_0$  correspondant à chacune des phases. Chaque phase contient une résistance

$R_s$  en série avec une réactance  $X_s$  au moins 10 fois plus grand que la valeur de  $R_s$ . On peut donc négliger la résistance, ce qui donne le circuit simple de la Figure II.16. Évidemment, on doit tenir compte de cette résistance en ce qui concerne les pertes et l'échauffement du stator.

Selon le type de construction de l'alternateur, la valeur de la réactance synchrone peut varier entre 0,8 et 2 fois l'impédance de la charge nominale. Malgré cette impédance interne élevée, GSAP peut débiter des puissances très importantes, car la réactance synchrone ne consomme aucune puissance active.

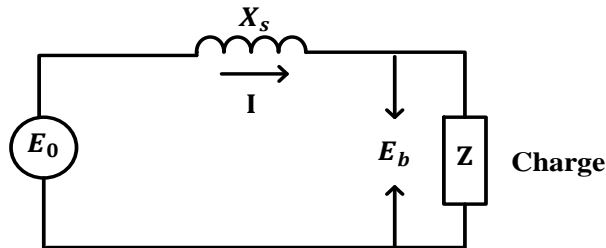


Figure II.16. Le circuit équivalent d'une phase de la MSAP

### II.2.9.3. Hypothèses simplificatrices

Le modèle mathématique de la MSAP obéit à certaines hypothèses essentielles simplificatrices [II.34].

- L'absence de saturation dans le circuit magnétique.
- La distribution sinusoïdale de le FMM créée par les enroulements du stator.
- L'hystérésis est négligée avec les courants de Foucault et l'effet de peau.
- L'effet d'encochage est négligeable.
- La résistance des enroulements ne varie pas avec la température.

La structure de la GSAP comporte un enroulement triphasé au stator. L'excitation rotorique est créée par des aimants permanents au rotor. Ces aimants sont supposés rigides et de perméabilité voisine de celle de l'air.

### II.2.9.4. Équations électriques dans un repère naturel

Les équations de tensions des phases statorique servent au point de départ pour l'élaboration du modèle dynamique de la MSAP. La structure électrique d'une MSAP triphasée est constituée un stator (enroulement triphasé) représenté par les trois axes (a, b, c) décalés, l'un par rapport à l'autre, d'un angle de  $120^\circ$  électrique.

Les tensions s'expriment en fonction des courants et des flux par les équations suivantes :

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = R_s \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_a \\ \psi_b \\ \psi_c \end{bmatrix} \quad (\text{II.26})$$

- $[V_a \ V_b \ V_c]^t$ : Vecteur tension des phases statoriques.
- $[I_a \ I_b \ I_c]^t$ : Vecteur courant des phases statoriques.
- $[\psi_a \ \psi_b \ \psi_c]^t$ : Vecteur des flux traversant les bobines statoriques.
- $R_s$ : La résistance des phases statoriques.

Dans ces équations  $\psi_n$  correspond au flux magnétique total induit à travers chacun des bobinages (abc). Le flux total dans chaque phase peut être écrit par les équations qui suivent

$$\begin{cases} \psi_a = \psi_f \cos(p\theta) \\ \psi_b = \psi_f \cos(p\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \psi_c = \psi_f \cos(p\theta - \frac{4\pi}{3}) \end{cases} \quad (\text{II.27})$$

Comme les enroulements statoriques de la MSAP considérée sont reliés en étoile avec un neutre isolé, il n'y a pas de courant homopolaire et la somme instantanée des courants statoriques est nulle. Le couple n'est donc pas affecté par une tension homopolaire ou une composante de flux [II.16, II.34]. Par conséquent, deux variables indépendantes servent à représenter le comportement de la machine.

### II.2.9.5. Passage au repère de Park

Afin de simplifier le modèle dynamique de la machine, on applique un changement de repère. Cette transformation mathématique, transforme les trois bobines statoriques fixes déphasées de  $\frac{3p}{2}$  en deux bobines fictives équivalentes déphasées de  $\frac{p}{2}$  et situées sur le rotor Figure II.17.

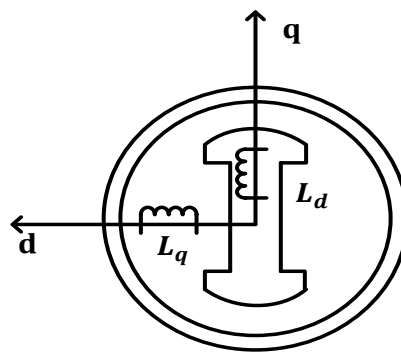
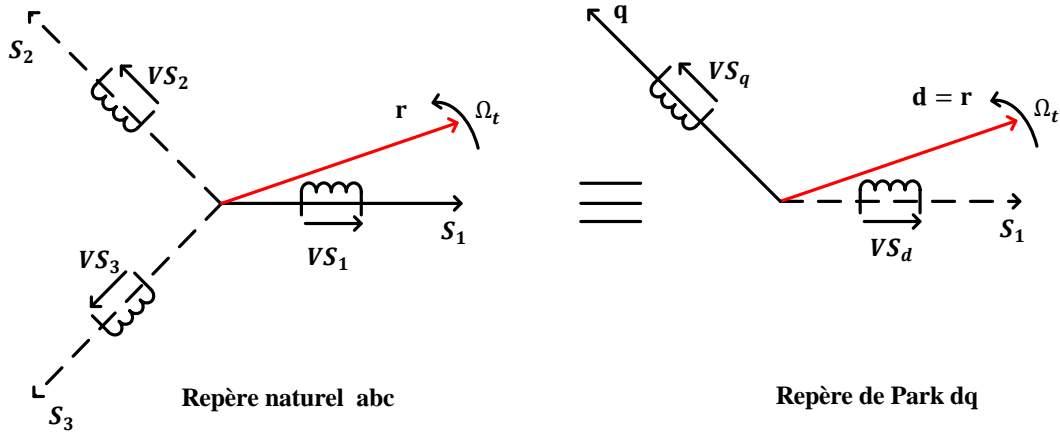


Figure II.17. Représentation de la MSAP dans le repère dq de Park



Les deux bobines d et q, tournent avec le rotor, produisant le même effet que les trois bobines fixes. Les variations exprimées dans ce nouveau repère dq, nous permettent de passer de repère naturel au repère de Park comme montre dans la Figure II.18, et d'avoir ainsi un modèle relativement simple de la MSAP [II.16].



**Figure II.18** Passage du repère naturel abc du stator au repère dq de Park

En appliquant la transformation de Concordia définit par :

$$\begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} = T_{32} \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (\text{II.28})$$

$$\text{Avec: } T_{32} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{II.29})$$

En appliquant la transformation de Park au système d'équations (II.31), on peut exprimer tous les vecteurs dans un repère lié au rotor. Si  $\theta$  est l'angle électrique désignant la position du rotor par rapport au stator, nous avons :

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = R_s \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} + \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \psi_d \\ \psi_q \end{bmatrix} + \theta p \left( \frac{\pi}{2} \right) \begin{bmatrix} \psi_d \\ \psi_q \end{bmatrix} \quad (\text{II.30})$$

$$\text{Où: } \begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} = p(-\theta) \begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} \quad \text{et} \quad p(\theta) = \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin -\theta \\ \sin \theta & \cos \theta \end{bmatrix} \quad (\text{II.31})$$

$[V_d, V_q, I_d \text{ et } I_q]$  sont les composantes directe et en quadrature de tension et de courant,  $[\psi_d \text{ et } \psi_q]$  sont les composantes directe et en quadrature du flux.

### II.2.9.6. Équations magnétiques

Dans les machines synchrones à répartition sinusoïdale des conducteurs,  $\psi_d$  et  $\psi_q$  sont fonctions linéaires des courants  $I_d$  et  $I_q$ .

$$\begin{cases} \psi_d = L_d I_d + \psi_f \\ \psi_q = L_q I_q \end{cases} \quad (\text{II.32})$$

$L_d, L_q$  sont les inductances directe et en quadrature, et elles sont supposées indépendantes de  $\theta$ .  $\psi_f$  représente le flux des aimants. En remplaçant les expressions des flux dans l'équation (II.35), on aboutit à :

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = R_s \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_d & 0 \\ 0 & L_q \end{bmatrix} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} + \omega p \left( \frac{\pi}{2} \right) \begin{bmatrix} L_d & 0 \\ 0 & L_q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e_d \\ e_q \end{bmatrix} \quad (\text{II.33})$$

Où  $\omega = p\Omega_t$ ,  $p$  étant le nombre de paires de pôles et  $\Omega_t$  la vitesse angulaire du rotor.  $e_d, e_q$  sont les composantes directe et en quadrature de F.E.M. données par :

$$\begin{cases} e_d = 0 \\ e_q = p\psi_f\Omega_t \end{cases} \quad (\text{II.34})$$

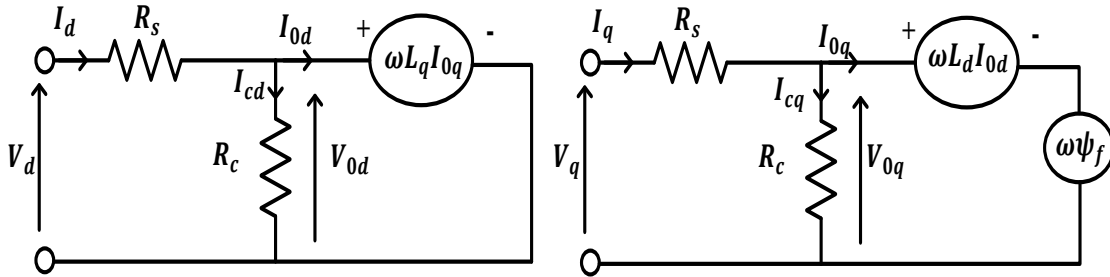


Figure II.19. Circuit équivalent de MSAP –convention moteur

En utilisant la convention génératrice; on inverse le sens des courants  $I_d, I_q$  dans les repères de Park comme montré dans la Figure II.20 et le modèle de la génératrice synchrone à aimants permanents ainsi obtenu peut s'écrire sous la forme [II.27, II.35].

$$\begin{cases} V_d = R_s I_d + L_d \frac{dI_d}{dt} - \omega L_q I_q \\ V_q = R_s I_q + L_q \frac{dI_q}{dt} + \omega (L_d I_d + \psi_f) \end{cases} \quad (\text{II.35})$$

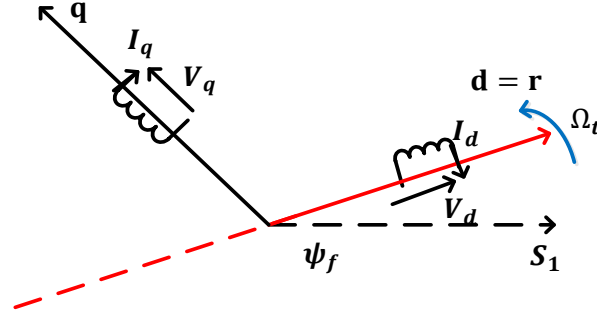


Figure II.20. Modèle de Park pour la GSAP

### II.2.9.7. Puissance et couple électromagnétique

La puissance est exprimée par la relation suivante :

$$P_s = V_d I_d + V_q I_q \quad (\text{II.36})$$

$$P_s = R_s (I_d^2 + I_q^2) + (I_d \frac{d}{dt} \psi_d + I_q \frac{d}{dt} \psi_q) + \frac{d\theta}{dt} (\psi_d I_q - \psi_q I_d) \quad (\text{II.37})$$

$R_s (I_d^2 + I_q^2)$  : Représente la puissance dissipée en pertes Joule dans les enroulements du stator [II.17].

$(I_d \frac{d}{dt} \psi_d + I_q \frac{d}{dt} \psi_q)$  : Représente la variation de l'énergie magnétique emmagasinée dans les enroulements du stator [II.34].

$\frac{d\theta}{dt} (\psi_d I_q - \psi_q I_d)$  : Représente la puissance électromagnétique [II.16].

Sachant que :

$$p\Omega_t = \omega, P_s = T_e \Omega_t \quad (\text{II.38})$$

L'expression du couple électromagnétique peut être exprimé par :

$$T_e = p(\psi_d I_q - \psi_q I_d) \quad (\text{II.39})$$

Après affectation des opérations nécessaires, on peut écrire [II.36].

$$T_e = p(L_d - L_q)I_d I_q + I_q \psi_f p \quad (\text{II.40})$$

### II.2.9.8. Équation mécanique

La dynamique de la machine est donnée par l'équation de mouvement suivante :

$$\frac{d\Omega_t}{dt} = \frac{1}{J_G} T_e + \frac{DG}{J_G} \Omega_t - \frac{1}{J_G} T_m \quad (\text{II.41})$$

### II.2.9.9. Simulation de la GSAP

Pour étudier l'effet de la charge électrique sur les performances du générateur en fonction de la puissance mécanique fournie, un couple moteur sous forme de paliers variables (d'escalier) est appliqué au générateur équipé d'une charge entièrement résistive.

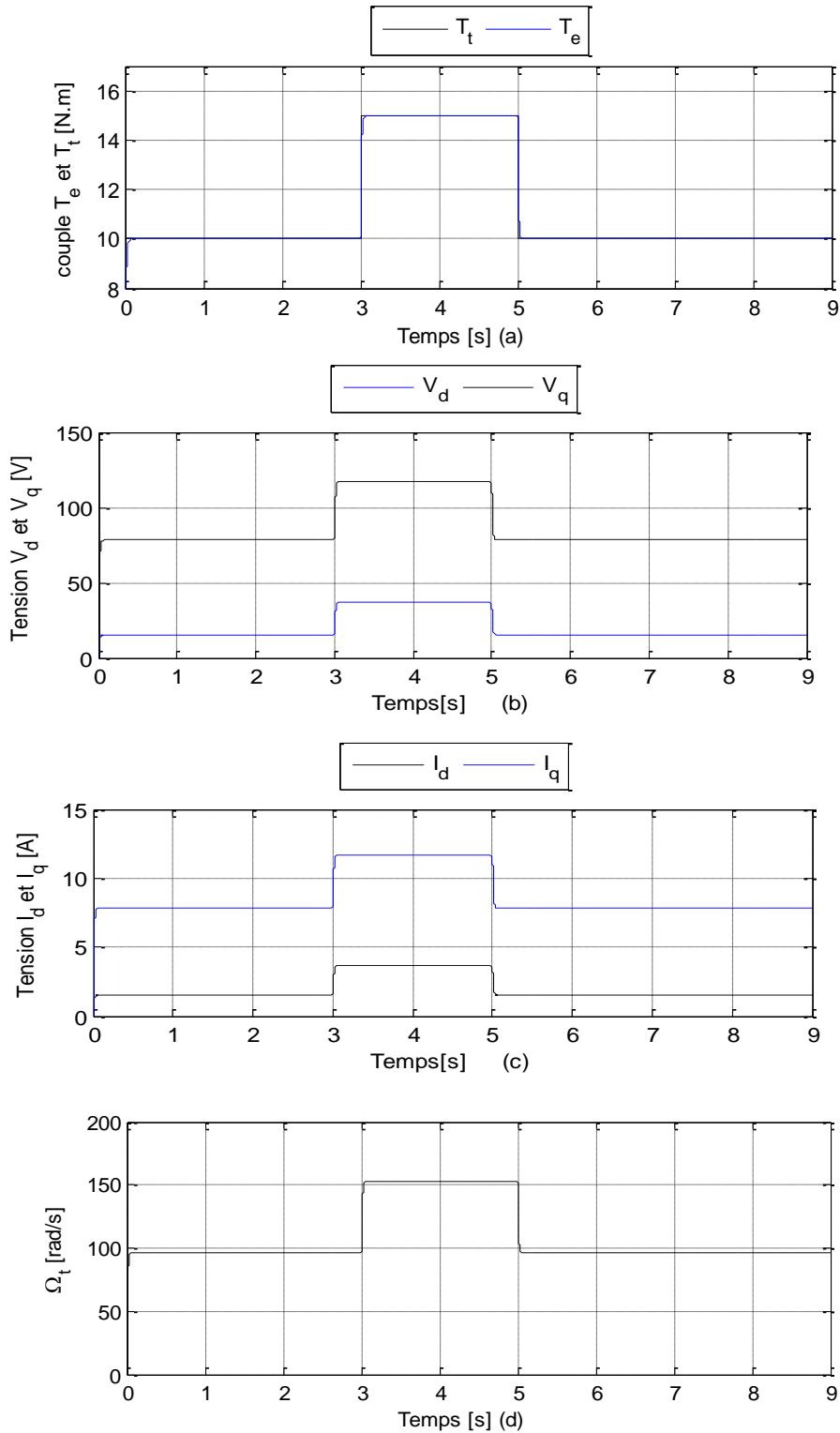


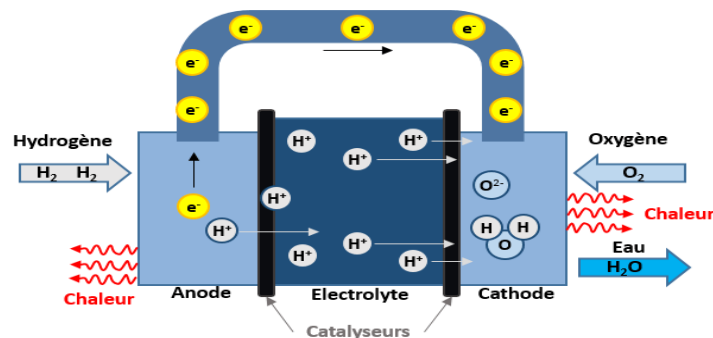
Figure II.21. Simulation de GSAP sur une charge résistive séparée

A travers la Figure II.21.(a), (b), (c) et (d), nous remarquons que la variation du couple mécanique affecte l'augmentation ou la diminution des courbes de tension, de courant et de vitesse de rotation. Par conséquent, nous concluons que la puissance mécanique fournie et la charge fournie sont liées à la puissance électrique de la charge.

### II.2.10. Modélisation de la pile à combustible

Une pile à combustible est un dispositif électrochimique qui utilise l'oxygène et l'hydrogène pour transformer directement l'énergie chimique en énergie électrique et thermique sans émettre d'émissions nocives dans l'environnement. L'électrolyte polymère placé entre l'anode et la cathode est le principal composant d'une pile à combustible [II.37].

Des réactions chimiques ont lieu à l'anode et à la cathode, alors que l'électrolyte polymère permet simplement le passage de particules sans électrons. Les électrons doivent alors emprunter le circuit extérieur pour se rendre de l'anode à la cathode. Le type de pile à combustible peut être choisi en fonction du type d'application. La Figure II.22 présente le principe de fonctionnement d'un PàC [II.38].



**Figure II.22.** Schéma de principe d'une pile à combustible

La pile à combustible PEM fonctionne selon les réactions suivantes :

- À l'anode l'hydrogène est oxydé en protons :



- A l'anode La réduction de l'oxygène se produit comme suit :



- À la cathode les protons réagissent avec l'oxygène pour former de l'eau et absorber les électrons [II.39].



L'équation de la réaction électrochimique globale d'une PàC :



- L'expression suivante peut être utilisée pour représenter la tension de sortie de chaque cellule [II.40] :

$$V_{pc} = +E_{theo} - V_{act} - V_{ohm} - V_{con} \quad (II.46)$$

- $E_{theo}$ : Tension théorique
- $V_{act}$ : Tension d'activation
- $V_{ohm}$ : Tension ohmique
- $V_{con}$ : Tension concentration

Tension d'activation représentée par l'équation suivante [II.39] :

$$V_{act} = \zeta_1 + \zeta_2 \cdot T + \zeta_3 \cdot T \cdot \ln(C_{O_2}) + \zeta_4 \cdot T \cdot \ln(i_{PaC}) \quad (II.47)$$

- $\zeta_{1,2,3,4}$ : Coefficients paramétriques pour chaque cellule
- $C_{O_2}$ : Concentration d'oxygène

Tension linéaire ohmique représentée par l'équation suivante [II.39] :

$$V_{ohm} = R_{ohm} \cdot i_{PaC} \quad (II.48)$$

- $R_{ohm}$ : La somme de la résistance de contact  $R_c$  et de la résistance de membrane  $R_m$ .

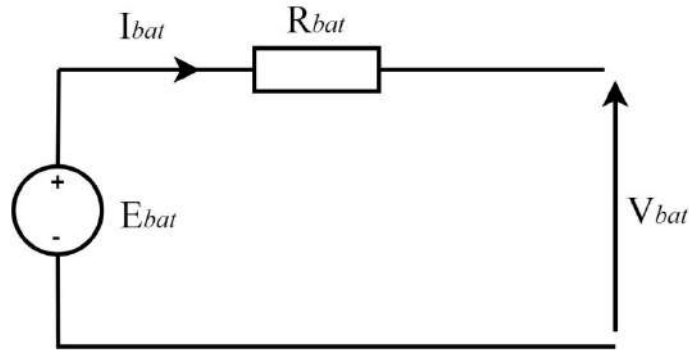
Tension de concentration représentée par l'équation suivante :

$$V_{con} = -b \cdot \ln \left( 1 - \frac{i_{PaC}/A}{i_{max}} \right) \quad (II.49)$$

- $b$ : Constante de perte de concentration
- $A$ : Zone active de la cellule
- $i_{max}$ : Densité de courant maximale.

### II.2.11. Modélisation de la batterie

On adopte la batterie au plomb utilisée dans cette étude. Le circuit équivalent [II.27] de la batterie, qui est représenté sur la Figure II.23. Afin de garantir que la charge obtienne l'énergie nécessaire en toutes circonstances, l'énergie supplémentaire générée par rapport à celle nécessaire à la charge serait stockée (charge de la batterie) et utilisée comme supplément (décharge de la batterie) [II.38, II.41].



**Figure II.23.** Circuit équivalent de la batterie

La relation suivante donne l'expression de la tension aux bornes de la batterie ( $V_{bat}$ ) :

$$V_{bat} = E_{bat} - R_{bat(t)} \cdot I_{bat} \quad (\text{II.50})$$

Les paramètres internes de la batterie, tels que le courant de la batterie, le phénomène d'hystérésis de la batterie tout au long des cycles de charge et de décharge, et la capacité extraite, affectent tous la tension de la charge nominale pendant la charge ou la décharge de la batterie [II.18, II.27].

- **Modèle de la charge de la batterie**

Quand la puissance des sources renouvelable (Photovoltaïque, éolien) ou sources de secours (Pile à combustible) est plus grand que la charge, les batteries sont en état de charge, et la capacité des batteries au l'instant t peut donner par [II.42]:

$$C_{bat(t)} = C_{bat(t)}(t-1) \cdot (1 - \sigma) + \left( \frac{P_{pv}(t) + P_{eol}(t) + P_{pac}(t) - P_L(t)}{\eta_{ond}} \right) \eta_{Bat} \quad (\text{II.51})$$

$C_{bat(t)}$  et  $C_{bat(t)}(t-1)$  Sont les quantités de la charge et la décharge des batteries au temps ( $t$ ) et ( $t-1$ ) respectivement,  $\sigma$  est le taux horaire de la charge spontanée,  $P_{pv}$  est la puissance de générateur photovoltaïque,  $P_{eol}$  est la puissance d'éolien,  $P_{pac}$  est la puissance de générateur pile à combustible,  $P_L$  est la charge demandée au temps t,  $\eta_{ond}$  et  $\eta_{Bat}$  sont les rendements de l'onduleur et de la batterie successivement.

Pendant la charge de la batterie, le rendement est entre 0.65-0.85 selon la charge de courant par contre pendant le processus de décharge, le rendement de batterie a été mis égal à 1.

- **Modèle de la décharge de la batterie**

Quand la demande de charge est plus grande que la puissance produite, la capacité des batteries au temps t peut exprimer comme suite :

$$C_{bat(t)} = C_{bat(t)}(t-1) \cdot (1 - \sigma) + \left( \frac{P_L(t)}{\eta_{ond} - P_{pv}(t) + P_{eol}(t) + P_{pac}(t)} \right) \quad (\text{II.52})$$

A tout moment, la quantité de charge des batteries est sujette aux contraintes suivantes :

$$C_{batmin} \leq C_{bat} \leq C_{batmax} \quad (II.53)$$

Ici, la capacité de la batterie maximale prend la valeur de la capacité nominale de la batterie  $C_{batmin} = C_{batmax}$ , et la capacité minimum est déterminée par la profondeur de la charge (DOD).

$$C_{batmin} = DOD \cdot C_{batN} \quad (II.54)$$

La valeur maximale de l'état de charge (SOC) est égale à 1, et le minimum est déterminé par la maximum profondeur de décharge,  $SOC_{min} = 1 - DOD$ .

### II.2.12. Modélisation de super condensateur (SC)

On l'appelle un condensateur électrique à double couche [II.13]. Pour améliorer la capacité, ils prennent en sandwich des couches liquides polarisées entre un électrolyte ionique conducteur et une électrode conductrice. Les facteurs les plus importants sont le rendement élevé et la tension maximale relativement faible de 3V, qui dépend de l'état de charge. Le SES est utilisé dans le système de conversion de l'énergie éolienne pour réduire les fluctuations rapides de l'énergie éolienne, mais seulement sur une courte échelle de temps. Ils sont généralement utilisés en conjonction avec un système de batteries dans un système de stockage hybride et ne peuvent donc être considérés que comme un support pour les installations d'éoliennes.

Les condensateurs à double couche et les condensateurs électrochimiques sont les deux principales catégories de super-condensateurs. Les premiers sont basés sur un mécanisme à double couche qui sépare les charges au point où la surface de carbone actif ou de fibre de carbone d'une électrode rencontre une solution électrolytique.

Les super-condensateurs à oxyde métallique et les super-condensateurs à polymère conducteur sont des exemples de condensateurs électrochimiques. L'utilisation d'un matériau d'électrode active détermine principalement leur capacité. La tension de fonctionnement du condensateur électrochimique est généralement inférieure à quelques volts. Le super-condensateur hybride combine l'anode du condensateur électrolytique avec la cathode du condensateur électrochimique sur la base de la tension de fonctionnement élevée du condensateur électrolytique, ce qui lui confère les meilleures caractéristiques de capacité et de haute densité énergétique du condensateur électrochimique.

Sans interconnecter de nombreuses cellules en série, les condensateurs peuvent fonctionner à haute tension. La capacité (C) est l'une des caractéristiques les plus importantes d'un super-condensateur [II.43]. Le condensateur électrique sert de composant jumeau de l'inducteur. En utilisant un convertisseur électronique de puissance (Hacheur), [II.37, II.44] un condensateur peut



être chargé et déchargé. Il peut être utilisé pour le stockage d'énergie selon la relation suivante :

$$E = \frac{1}{2}CU^2 \quad (\text{II.55})$$

Où:

- C : La valeur de la capacité (F).
- U : La valeur de la tension aux bornes du condensateur (V) [II.32]

### II.2.13. Modélisations des convertisseurs de puissance

Dans un SEH, les convertisseurs sont utilisés pour charger les systèmes de stockage, convertir le courant continu en courant alternatif, et plus encore. Les trois principaux types de convertisseurs que l'on trouve dans les SEH sont les redresseurs, les onduleurs et les hacheurs. Les redresseurs effectuent la conversion du courant alternatif en courant continu. La charge des batteries à partir d'une source de courant alternatif est souvent utilisée dans les HSE. Ce sont des outils relativement simples, abordables et efficaces.

Les onduleurs sont utilisés pour convertir le courant continu en courant alternatif. Pour alimenter des charges en CA, ils peuvent fonctionner seuls ou de concert avec d'autres sources de CA. Ils deviennent indépendants lorsqu'ils appliquent leur propre fréquence à la charge. L'onduleur non autonome ne peut fonctionner qu'en présence d'électricité CA.

En outre, certains onduleurs peuvent fonctionner simultanément avec un autre générateur ou indépendamment. Ce sont les plus adaptables, mais ils sont aussi les plus chers. Parfois, un seul appareil fonctionne simultanément comme un onduleur et un redresseur.

#### II.2.13.1. Modélisation d'un redresseur MLI dans le repère naturel

L'étude ci-dessous est essentiellement basée sur [II.16]. Nous modélisons l'onduleur de tension fonctionnant en mode redresseur, c'est-à-dire côté générateur comme représenté dans la Figure II.24.  $L_s$  et  $R_s$  représentent respectivement l'inductance et la résistance de la source d'alimentation, c'est-à-dire l'enroulement statorique de la génératrice. Pour le convertisseur côté réseau fonctionnant en onduleur, l'inductance sera celle du filtre de réseau  $L_f$  et la résistance est celle de la ligne notée  $R_f$ . Le courant en sortie des convertisseurs n'est pas sinusoïdal mais il sera filtré.

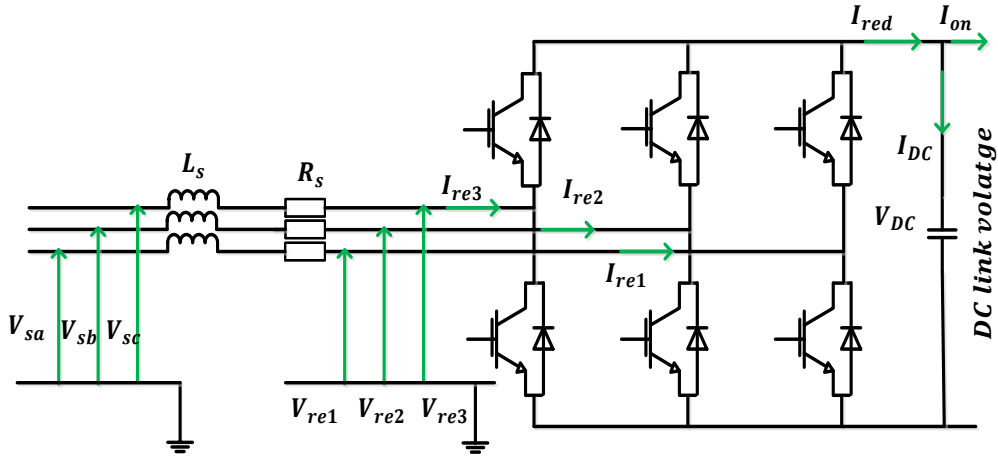


Figure II.24. Convertisseur de tension fonctionnant en mode redresseur [II.45]

On peut faciliter la modélisation en appliquant les hypothèses suivantes :

- Interrupteurs parfaits : la commutation des interrupteurs est instantanée ; la résistance est nulle à l'état passant et infinie à l'état bloqué.
- Sources parfaites : la tension continue, nous donnent le dipôle, est constante et ne varie pas avec la puissance échangée.

On peut faciliter la modélisation et réduire le temps de simulation en modélisant le redresseur par un ensemble d'interrupteurs idéaux, ces interrupteurs étant complémentaires, leur état est défini par la fonction suivante [II.16].

$$S_i = \begin{cases} +1, \bar{S}_i = -1 \\ -1, \bar{S}_i = +1 \end{cases} \text{ Pour } i = 1,2,3 \quad (\text{II.56})$$

En notant,  $V_{rei}$  les tensions simples triphasées aux bornes du redresseur.  $V_{sa}$ ,  $V_{sb}$  et  $V_{sc}$  présente les tensions induites dans les phases du stator de la génératrice.

$$\begin{cases} L_s \frac{dI_{re1}}{dt} + I_{re1}R_s = V_{sa} - V_{re1} \\ L_s \frac{dI_{re2}}{dt} + I_{re2}R_s = V_{sb} - V_{re2} \\ L_s \frac{dI_{re3}}{dt} + I_{re3}R_s = V_{sc} - V_{re3} \\ C \frac{dV_{DC}}{dt} = I_{red} - I_{on} \\ I_{red} = \sum_1^3 \frac{U_i I_{rei}}{2} \end{cases} \quad (\text{II.57})$$

On désigne par  $S_i$  la fonction de commutation relative à l'interrupteur haut du bras  $B_i$ . Celle-ci est prise égale à 1 si l'interrupteur correspondant est fermé et à -1 s'il est ouvert.

$$\begin{bmatrix} V_{re1} \\ V_{re2} \\ V_{re3} \end{bmatrix} = \frac{V_{DC}}{6} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_1 \\ S_2 \\ S_3 \end{bmatrix} \quad (\text{II.58})$$

On procède alors à un changement de variables sur les commandes :

$$\begin{bmatrix} w_1 \\ w_2 \\ w_3 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} S_1 \\ S_2 \\ S_3 \end{bmatrix} \quad (\text{II.59})$$

Ceci permet de mettre le modèle sous une forme découplée, chaque fonction de commutation  $w_i$  n'affectant que le courant correspondant  $I_{rei}$ .

$$\begin{cases} L_s \frac{di_{re1}}{dt} + I_{re1}R_s = V_{sa} - S_1 \frac{V_{DC}}{2} \\ L_s \frac{di_{re2}}{dt} + I_{re2}R_s = V_{sb} - S_2 \frac{V_{DC}}{2} \\ L_s \frac{di_{re3}}{dt} + I_{re3}R_s = V_{sc} - S_3 \frac{V_{DC}}{2} \\ C \frac{dV_{DC}}{dt} = I_{red} - I_{on} \\ I_{red} = \sum_1^3 \frac{S_i i_{rei}}{2} \end{cases} \quad (\text{II.60})$$

- **Modèle en triphasé**

$$\text{On note : } \begin{cases} L_s \frac{di_{re1}}{dt} + I_{re1}R_s = V_{sa} - S_1 \frac{V_{DC}}{2} \\ L_s \frac{di_{re2}}{dt} + I_{re2}R_s = V_{sb} - S_2 \frac{V_{DC}}{2} \\ L_s \frac{di_{re3}}{dt} + I_{re3}R_s = V_{sc} - S_3 \frac{V_{DC}}{2} \\ C \frac{dV_{DC}}{dt} = \sum_1^3 \frac{S_i i_{rei}}{2} - I_{on} \end{cases} \quad (\text{II.61})$$

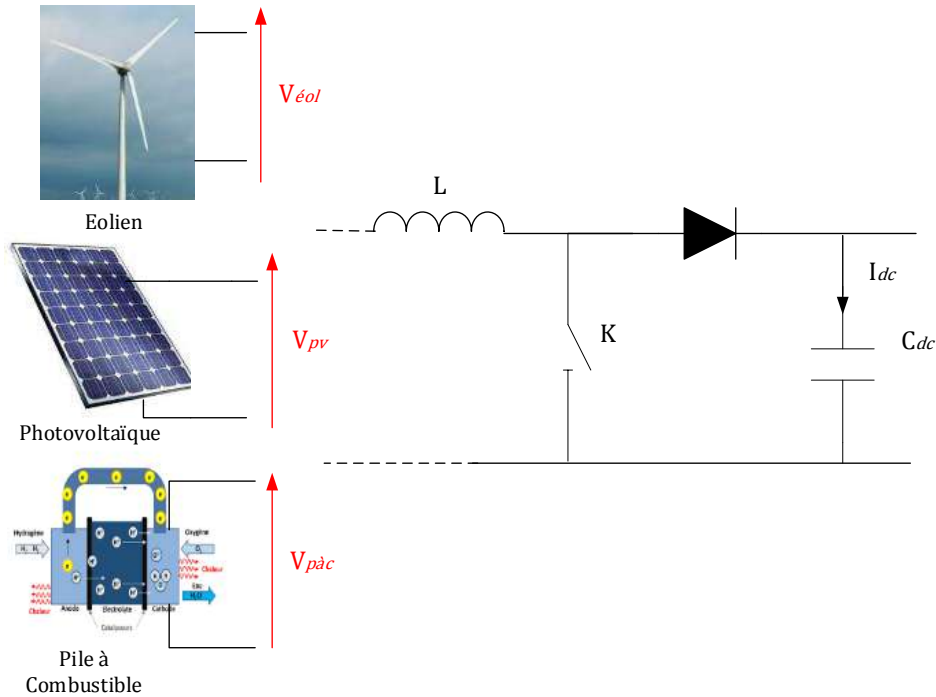
- **Modèle dans le référentiel de Park**

On obtient dans ce cas :

$$\begin{cases} L_s \frac{di_{red}}{dt} + I_{red}R_s = V_{sd} - S_d \frac{V_{DC}}{2} \\ L_s \frac{di_{req}}{dt} + I_{req}R_s = V_{sq} - S_q \frac{V_{DC}}{2} \\ C \frac{dV_{DC}}{dt} = I_{red} - I_{on} \\ I_{red} = \frac{1}{2} [S_d I_{red} - S_q I_{req}] \end{cases} \quad (\text{II.62})$$

### II.2.13.2. Modélisation du hacheur survolteur (Boost)

Afin de ramener la tension du bus CC à une valeur de référence en cas de déficit de puissance, la pile à combustible PEM est connectée au bus CC à l'aide d'un convertisseur élévateur. Le schéma fonctionnel d'un hacheur survolteur est illustré à la figure II.25. Selon que le commutateur K est ouvert ou fermé, un convertisseur élévateur peut fonctionner en deux phases de commutation [II.37, II.38].



**Figure II.25.** Schéma fonctionnel d'un hacheur survolteur (boost)

- Etat l'interrupteur K est fermé :

$$\begin{cases} V_{PàC} = L \frac{dI_{PàC}}{dt} \\ 0 = C \frac{dV_{dc}}{dt} + I_{dc} \end{cases} \quad (\text{II.63})$$

- Etat l'interrupteur K ouvert :

$$\begin{cases} V_{PàC} = L \frac{dI_{PàC}}{dt} + V_{dc} \\ I_{PàC} = C \frac{dV_{dc}}{dt} + I_{dc} \end{cases} \quad (\text{II.64})$$

On obtient l'ensemble suivant d'équations :

$$\begin{cases} L \frac{dI_{PàC}}{dt} = V_{PàC} - (1 - u)V_{dc} \\ C \frac{dV_{dc}}{dt} = -I_{dc} + (1 - u)I_{PàC} \end{cases} \quad (\text{II.65})$$

Représentées en considérant les interrupteurs irréprochables, tels que  $u$  indique la position de

l'interrupteur  $k$  pour chaque état :  $\begin{cases} \text{K est fermé } u = 1 \\ \text{K ouvert } u = 0 \end{cases}$

Modèle de convertisseur survolteur (boost) utilisant des équations de valeur moyenne, et le rapport cyclique  $D$  :

$$\begin{cases} L \frac{dI_{PaC}}{dt} = \frac{V_{PaC}}{L} - (1 - D) \frac{V_{dc}}{L} \\ C \frac{dV_{dc}}{dt} = -\frac{V_{dc}}{RC} + (1 - D) \frac{I_{PaC}}{C} \end{cases} \quad (\text{II.67})$$

### II.2.13.3. Modélisation du convertisseur réversible

Le convertisseur réversibilité utilisé dans le système de stockage un transfert de puissance réversible, pour réaliser la charge et la décharge de la batterie. Le schéma de principe d'un hacheur bidirectionnel est donné par la Figure II.26, la première direction correspond au mode décharge (comme convertisseur élévateur). Le convertisseur transfère l'énergie de la batterie vers le bus DC lorsque la production d'énergie renouvelable est déficitaire.

Le second représente le mode charge (comme convertisseur abaisseur). Quand il y a un excès, le convertisseur bidirectionnel transfère l'excès de puissance du bus DC vers la batterie, régule la tension du bus DC et contrôle le flux de puissance [II.46]

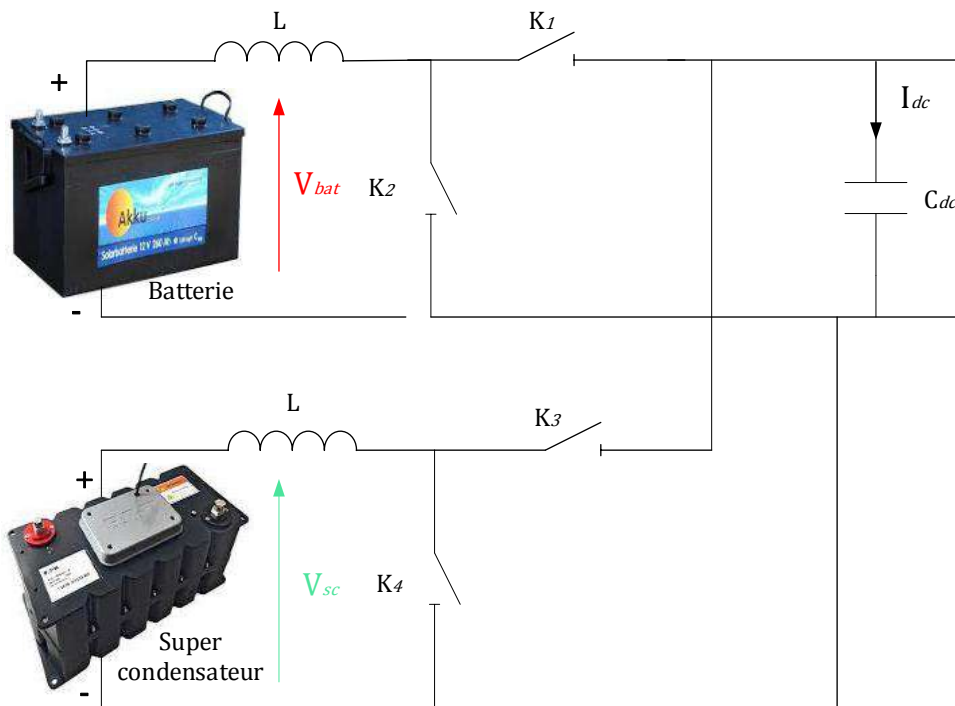


Figure II.26. Schéma électrique du hacheur DC/DC bidirectionnel

Les cycles cycliques (obtenus à partir d'un régulateur à flux) complémentaires coïncident avec le contrôle des interrupteurs. Selon le modèle de valeur moyenne, les équations différentielles qui déterminent le fonctionnement du courant réversible du hacheur sont résolues :

$$\left\{ \frac{dI_{bat}}{dt} = \frac{V_{bat}}{L} - \frac{V_{dc}}{L} D \right. \quad (\text{II.68})$$

### II.2.13.4. Modélisation de l'onduleur

Le courant en sortie des convertisseurs n'est pas sinusoïdal mais il sera filtré. En effet, on introduit un filtrage de la tension générée par l'onduleur à l'aide du filtre  $R_f, L_f$ .

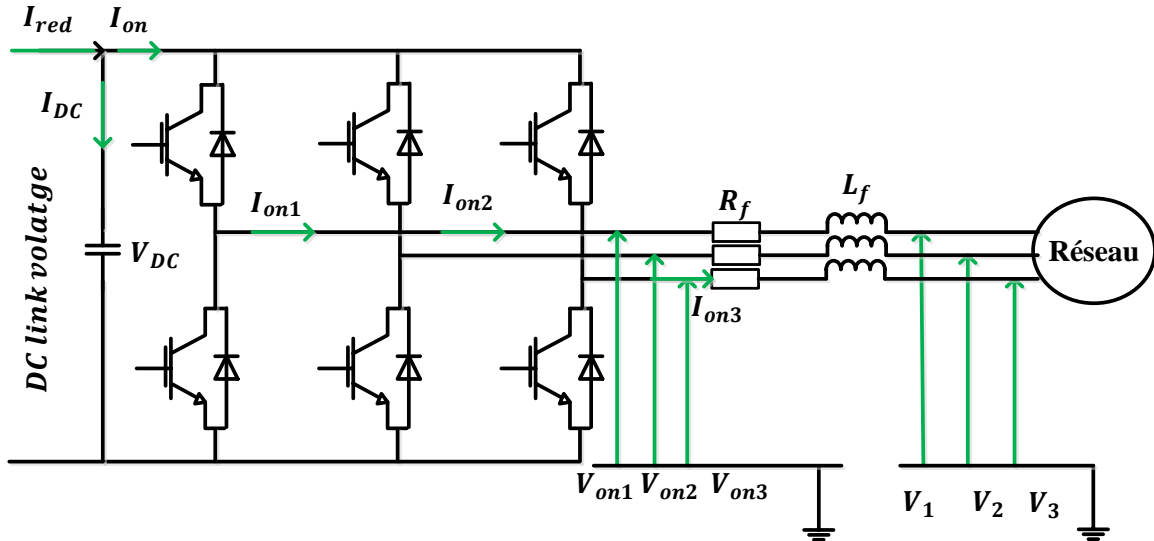


Figure II.27. Convertisseur de tension fonctionnant en mode onduleur

#### - Classification des onduleurs

##### • Modèle en triphasé

En suivant la même démarche que précédemment, le modèle s'écrit :

$$\begin{cases} L_f \frac{dI_{on1}}{dt} + I_{on1}R_f = V_1 - V_{on1} \\ L_f \frac{dI_{on2}}{dt} + I_{on2}R_f = V_2 - V_{on2} \\ L_f \frac{dI_{on3}}{dt} + I_{on3}R_f = V_3 - V_{on3} \\ C \frac{dV_{DC}}{dt} = I_{on} - I_{red} \\ C \frac{dV_{DC}}{dt} = \sum_1^3 \frac{S_i I_{oni}}{2} - I_{red} \end{cases} \quad (\text{II.71})$$

##### • Modèle dans le référentiel de Park

On obtient dans ce cas :

$$\begin{cases} L_f \frac{dI_{ond}}{dt} + I_{ond}R_f = V_{sd} - S_d \frac{V_{DC}}{2} \\ L_f \frac{dI_{onq}}{dt} + I_{onq}R_f = V_{sq} - S_q \frac{V_{DC}}{2} \\ C \frac{dV_{DC}}{dt} = I_{on} - I_{red} \\ I_{on} = \frac{1}{2} [S_d I_{ond} - S_q I_{onq}] \end{cases} \quad (\text{II.72})$$

### II.2.14. Modélisation du bus continu

La puissance fournie par les sources de système est collectée dans le bus DC comme le montre la Figure II.28. Après avoir décrit chaque modèle de base, nous avons couplé les sources en fonction de la disposition du bus continu, compte comme une capacité dans la modélisation.

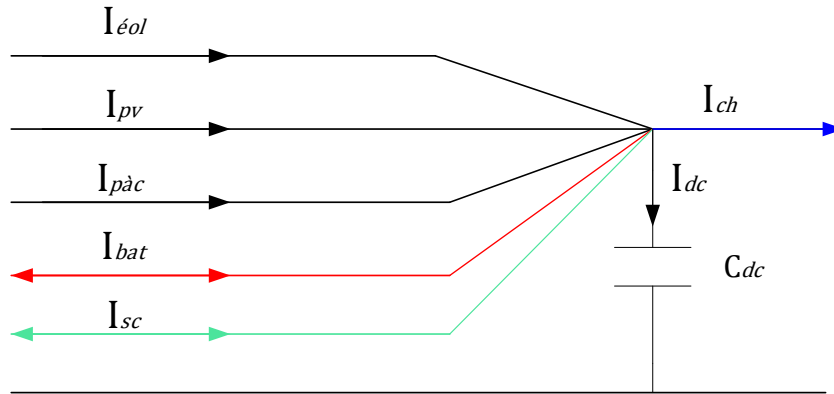


Figure II.28. Schéma électrique du bus continu

Le courant dans le bus est donné par l'équation suivante :

$$\frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{1}{C} I_{dc} \quad (\text{II.69})$$

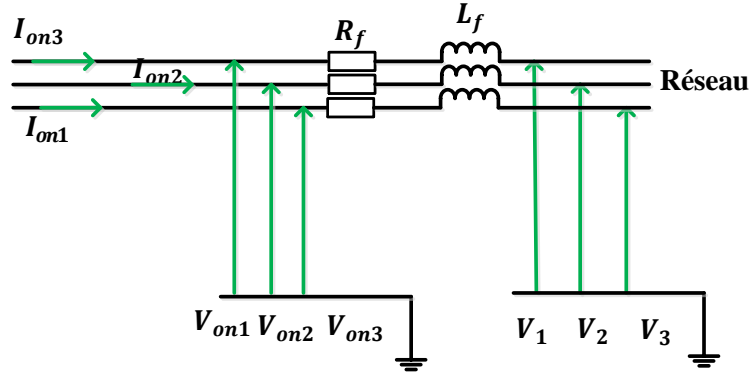
$$\text{Où : } I_{DC} = I_{éol} + I_{pv} + I_{pàc} \pm I_{pat} \pm I_{sup} - I_{ch} \quad (\text{II.70})$$

- $I_{éol}$  : Le courant de la chaîne éolienne.
- $I_{pv}$  : Le courant du générateur photovoltaïque.
- $I_{pàc}$  : Le courant de la pile à combustible.
- $I_{pat}$  : Le courant de la batterie.
- $I_{sup}$  : Le courant du super condensateur.
- $I_{ch}$  : Le courant de la charge.

### II.2.15. Modélisation du filtre

#### II.2.15.1. Modélisation du filtre dans le repère naturel

Il s'agit d'un filtre passif série ( $R_f, L_f$ ) raccordé entre le convertisseur de puissance et le réseau comme montré dans la Figure.II.29, pour réduire la propagation des harmoniques dans le réseau électrique.



**Figure II.29.** Schéma électrique du filtre [II.16]

Les courants traversant le filtre sont obtenus par intégration des tensions aux bornes des bobines :

$$\begin{cases} I_{t1}(t) = \int \frac{1}{L_f} V_{Lf1} + I_{t1}(t_0) \\ I_{t2}(t) = \int \frac{1}{L_f} V_{Lf2} + I_{t2}(t_0) \\ I_{t3}(t) = \int \frac{1}{L_f} V_{Lf3} + I_{t3}(t_0) \end{cases} \quad (\text{II.73})$$

$I_{t1}(t_0), I_{t2}(t_0)$  et  $I_{t3}(t_0)$  sont respectivement les courants  $I_{t1}, I_{t2}$  et  $I_{t3}$  à l'instant initial.

En peut noter que le courant dans la troisième phase est déduit à partir des deux premiers :

$$I_{t3} = -(I_{t1} + I_{t2}) \quad (\text{II.74})$$

Les tensions aux bornes des résistances sont données par :

$$V_{Rfi} = (R_{fi} I_{ti}) \quad (\text{II.75})$$

Les tensions aux bornes des inductances sont données par :

$$V_{Lfi} = \Delta V_i - V_{Rfi} \quad (\text{II.76})$$

Les tensions aux bornes des bobines peuvent être données en appliquant la loi des mailles :

$$\Delta V_i = V_{oni} - V_i \quad (\text{II.77})$$

### II.2.15.2. Modélisation du filtre dans le repère de Park

Les équations différentielles définissant le filtre peuvent être obtenues en regroupant les équations précédentes :

$$\begin{bmatrix} V_{on1} \\ V_{on2} \\ V_{on3} \end{bmatrix} = R_f \begin{bmatrix} I_{t1} \\ I_{t2} \\ I_{t3} \end{bmatrix} + L_f \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} I_{t1} \\ I_{t2} \\ I_{t3} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} \quad (\text{II.78})$$

L'application de la transformation de Park sur le système d'équations (II.48) nous donne :

$$V_{on(dq)} = R_f I_{t(dq)} + L_f \frac{d}{dt} I_{t(dq)} - L_f \omega_g I_{t(dq)} + V_{(dq)} \quad (\text{II.79})$$



### II.2.16. Modélisation du réseau électrique

Le modèle dynamique de la connexion au réseau, en repère tournant en synchronisme avec la tension du réseau, est donné comme suit :

$$V_{dg} = V_{di} - R_g I_{dg} - L_{dg} \frac{dI_{dg}}{dt} + L_{qg} \omega_g I_{qg} \quad (\text{II.80})$$

$$V_{qg} = V_{qi} - R_g I_{qg} - L_{qg} \frac{dI_{qg}}{dt} - L_{dg} \omega_g I_{dg} \quad (\text{II.81})$$

Les puissances active et réactive peuvent être obtenues à partir des équations suivantes :

$$P_g = \frac{3}{2} V_{dg} I_{dg} \quad (\text{II.82})$$

$$Q_g = \frac{3}{2} V_{dg} I_{qg} \quad (\text{II.83})$$

### II.3. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons modélisé un système multi-sources composé d'un générateur PV, d'un générateur éolien, d'un système de stockage et de convertisseurs. Un bus continu relie chacun de ces composants. Les concepts clés entourant la technologie employée dans le SEH ainsi que les nombreux modèles ont été fournis dans ce contexte. Afin d'utiliser les ressources renouvelables le plus efficacement possibles, les composants du SEH doivent être exploités et dimensionnés pour tenir compte des variations de la charge. Le chapitre suivant fournit des détails sur plusieurs techniques MPPT utilisées à cette fin sur des systèmes hybrides éoliens-photovoltaïques et d'optimiser la production d'énergie.

## Références Bibliographiques

- [II.1] Bun L. Détection et localisation de défauts pour un système PV. Thèse de doctorat. Université de Grenoble, 2011
- [II.2] Petibon S. Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques. Thèse de doctorat. Université de Toulouse III T-Paul Sabatier, 2010.
- [II.3] Aouchiche, N. (2020). *Conception d'une commande MPPT optimale à base d'intelligence artificielle d'un système photovoltaïque* (Doctoral dissertation, Université Bourgogne Franche-Comté).
- [II.4] Syed Irtaza M. Near-optimal standalone hybrid PV/WE system sizing method. *Sol Energy* 2017;157:727–34
- [II.5] Castro-Santos Laura, Garcia Geuffer Prado, Simões Teresa, Estanqueiro Ana. Planning of the installation of offshore renewable energies: a GIS approach of the Portuguese roadmap. *Renewable Energy* 2019;132:1251–62.
- [II.6] Hemeida, A. M., El-Ahmar, M. H., El-Sayed, A. M., Hasanien, H. M., Alkhalaf, S., Esmail, M. F. C., & Senjyu, T. (2020). Optimum design of hybrid wind/PV energy system for remote area. *Ain Shams Engineering Journal*, 11(1), 11-23.
- [II.7] D. Rekioua and E. Matagne, Optimization of photovoltaic power systems. book, Springer-Verlag London Limited 2012.
- [II.8] D. Sera, "Real-time modelling, diagnostics and optimised MPPT for residential PV systems." These Dr.Aalborg University, 2009.
- [II.9] S. Messalti, A. Harrag, and A. Loukriz, "A new neural networks MPPT controller for PV systems," in IREC2015 The Sixth International Renewable Energy Congress, 2015, pp. 1-6: IEEE.
- [II.10] I. BENDJAMAA, "Modélisation et commande d'un système de stockage photovoltaïque," 2012.
- [II.11] R. Andouisi, A. Mami, G. Dauphin-Tanguy, and M. Annabi, "Bond graph modelling and dynamic study of a photovoltaic system using MPPT buck-boost converter," in IEEE international conference on systems, man and cybernetics, 2002, vol. 3, p. 6 pp. vol. 3: IEEE.
- [II.12] R. Andouisi, "Etude d'une classe de systèmes photovoltaïques par une approche bond graph: modélisation, analyse et commande," Lille 1, 2001.
- [II.13] Boudia, Assam. *Contribution à l'étude d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique avec un système de stockage à base d'une inductance supraconductrice (SMES)*. Diss. Univ M'sila, 2020.
- [II.14] H. M. Ibrahim, J. Peng, and M. S. El Moursi, "Dynamic Analysis of Buck-Based Photovoltaic Array Model," *International Journal of Electrical Energy*, Vol. 1, No. 2, June 2013.
- [II.15] BENCHERIF, Mohamed. *Modélisation de systèmes énergétiques photovoltaïques et éoliens intégration dans un système hybride basse tension*. Diss. Université de Tlemcen-Abou Bekr Belkaid, 2014.
- [II.16] Billel, Meghni. *contribution à l'amélioration des performances d'une chaine énergétique éoliene*. Diss. These Doctorat, université Badji Mokhtar Annaba 2015.[4] Wikipedia, 1955.
- [II.17] Toumi, Ilham, et al. "Robust Variable-Step Perturb-and-Observe Sliding Mode Controller for Grid-Connected Wind-Energy-Conversion Systems." *Entropy* 24.5 (2022): 731.
- [II.18] Meghni, B.; Ouada, M.; Saad, S. A novel improved variable-step-size P&O MPPT method and effective supervisory controller to extend optimal energy management in hybrid wind turbine. *Electr. Eng.* **2020**, *102*, 763–778. <https://doi.org/10.1007/s00202-019-00911-9>.
- [II.19] H. Gouabi, A. Hazzab, and A. Cheriet, "Direct active and reactive power regulation of dfig using fuzzy adaptive pi controller," *International Journal Of Systems Applications, Engineering & Development*, vol. 13, pp. 161–165, 2019.
- [II.20] H. Li and Z. Chen, "Overview of different wind generator systems and their comparisons," *IET Renewable Power Generation*, vol. 2, no. 2, pp. 123–138, 2008.
- [II.21] H. Polinder, F. F. Van der Pijl, G.-J. De Vilder, and P. J. Tavner, "Comparison of direct-drive and geared generator concepts for wind turbines," *IEEE Transactions on energy conversion*, vol. 21, no. 3, pp. 725–733, 2006.

- [II.22] Latreche, Mohammed-Tahar. *Commande Floue de la Machine Synchrone à Aimant Permanent (MSAP) utilisée dans un système éolien*. Diss. 2018.
- [II.23] C. Anderson, *Wind turbines: Theory and practice*. Cambridge University Press, 2020.
- [II.24] Lopez, Miguel. *Contribution à l'optimisation d'un système de conversion éolien pour une unité de production isolée*. Diss. Université Paris Sud-Paris XI, 2008.
- [II.25] Mirecki, Adam. *Étude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance*. Diss. 2005.
- [II.26] Sitharthan, R.; Karthikeyan, M.; Sundar, D.S.; Rajasekaran, S. Adaptive hybrid intelligent MPPT controller to approximate effectual wind speed and optimal rotor speed of variable speed wind turbine. *ISA Trans.* **2020**, *96*, 479–489. <https://doi.org/10.1016/j.isatra.2019.05.029>.
- [II.27] Meghni, B.; Dib, D.; Azar, A.T. A second-order sliding mode and fuzzy logic control to optimal energy management in wind turbine with battery storage. *Neural Comput. Appl.* **2017**, *28*, 1417–1434. <https://doi.org/10.1007/s00521-015-2161-z>.
- [II.28] Ahmed, J.; Salam, Z. An enhanced adaptive P&O MPPT for fast and efficient tracking under varying environmental conditions. *IEEE Trans. Sustain. Energy* **2018**, *9*, 1487–1496. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2018.2791968>.
- [II.29] MACHMOUM, M., POITIERS, F., DARENGOSSE, C., et al. Dynamic performances of a doubly-fed induction machine for a variable-speed wind energy generation. In : *Power System Technology, 2002. Proceedings. PowerCon 2002. International Conference on*. IEEE, 2002. p. 2431-2436.
- [II.30] LECLERCQ, Ludovic. *Apport du stockage inertiel associé à des éoliennes dans un réseau électrique en vue d'assurer des services systèmes*. university of Lille in France, 2004.
- [II.31] Wang, Jie, and Didi Bo. "Adaptive fixed-time sensorless maximum power point tracking control scheme for DFIG wind energy conversion system." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 135 (2022): 107424.
- [II.32] Lepage, Richard. *Contribution à la commande par SMA d'un système hybride éolien-diesel avec stockage par air comprimé (SHEDAC)*. Diss. Université du Québec à Chicoutimi, 2021.
- [II.33] GHAZEL, A., DE FORNEL, B., et HAPIOT, J. C. Robustesse d'un contrôle vectoriel de structure minimale d'une machine asynchrone. *Journal de Physique III*, 1996, vol. 6, no 7, p. 943-958.
- [II.34] BETTAYEB, Adel Azzedine. *Pertes à haute fréquence dans les rotors des machines synchrones à aimants alimentées par onduleur de tension*. 2010. Thèse de doctorat. Supélec.
- [II.35] CHINCHILLA, Monica, ARNALTES, Santiago, et BURGOS, Juan Carlos. Control of permanent-magnet generators applied to variable-speed wind-energy systems connected to the grid. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, 2006, vol. 21, no 1, p. 130-135.
- [II.36] RAJU, A. B., FERNANDES, B. G., et CHATTERJEE, Kishore. A UPF power conditioner with maximum power point tracker for grid connected variable speed wind energy conversion system. In : *Power Electronics Systems and Applications, 2004. Proceedings. 2004 First International Conference on*. IEEE, 2004. p. 107-112.
- [II.37] Dahmane, Menad. *Gestion, optimisation et conversion des énergies pour habitat autonome*. Diss. Université de Picardie Jules Verne, 2015.
- [II.38] Madaci, Bouthaina, Rachid Chenni, and Kamel Eddine Hemsas. *Architectures intégrées de gestion de l'énergie pour les multisystèmes autonomes utilisant le stockage par accumulateurs*. Diss. Université Frères Mentouri-Constantine 1, 2018.
- [II.39] Bahri, Hamza, Abdelghani Harrag, and Hegazy Rezk. "Optimal configuration and techno-economic analysis of hybrid photovoltaic/PEM fuel cell power system." *Journal of New Materials for Electrochemical Systems* 25.2 (2022).
- [II.40] Bahri, Hamza, and Abdelghani Harrag. "PEM Fuel Cell Hydrogen Support Using PV-Electrolyzer Generation System." *Journal of New Materials for Electrochemical Systems* 24.2 (2021).
- [II.41] Hatti, Mustapha, ed. *Artificial Intelligence and Renewables Towards an Energy Transition*. Vol. 174. Springer Nature, 2020.
- [II.42] Mohammed, G. U. E. Z. G. O. U. Z. "Perfectionnement et expertise des systèmes énergétiques complexes incorporant des sources renouvelables: Application au système hybride éolien-PV avec batteries sur un site national."

- [II.43] Rafik, Fouad, et al. "Frequency, thermal and voltage supercapacitor characterization and modeling." *Journal of power sources* 165.2 (2007): 928-934.
- [II.44] Gil-González, Walter Julián, Alejandro Garcés, and Andrés Escobar. "A generalized model and control for supermagnetic and supercapacitor energy storage." *Ingeniería y Ciencia* 13.26 (2017): 147-171.
- [II.45] REFOUFI, L., AL ZAHAWI, B. A. T., et JACK, A. G. Analysis and modeling of the steady state behavior of the static Kramer induction generator. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, 1999, vol. 14, no 3, p. 333-339
- [II.46] Vechiu, Ionel. *Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome*. Diss. Université du Havre, 2005.
- [II.47] Mahammedi, Abdellatif. *Etude et optimisation d'un système hybride éolien-photovoltaïque*. Diss. 2018.

# CHAPITRE III

## Méthodes MPPT appliquées aux systèmes hybrides (Eolien Photovoltaïque)

### Sommaire

---

<b>III.1.Introduction.....</b>	.....
<b>II.2. Définition de la commande suivi du point de puissance maximale (MPPT) .....</b>	.....
III.2.1. État de l'art sur les différentes techniques MPPT.....	.....
<b>III.3. Algorithmes de maximisation de la puissance extraite pour les systèmes d'éolienne.....</b>	.....
III.3.1. Algorithme MPPT basé sur IPC.....	.....
III.3.2. Algorithme MPPT basé sur le DPC.....	.....
III.3.3. Algorithmes MPPT hybrides.....	.....
III.3.4. Algorithmes MPPT intelligents.....	.....
III.4.Classifications des algorithmes P&O.....	.....
III.4.1. Basés sur le type de taille de pas généré.....	.....
III.4.2. Basés sur la stratégie de suivi.....	.....
<b>III.5. Développements récents des algorithmes MPPT P&amp;O.....</b>	.....
III.5.1. Algorithmes P&O conventionnels à pas fixes.....	.....
III.5.2. Algorithmes de P&O modifiés à pas de perturbation ajustable.....	.....
III.5.3. Proposition d'algorithme " perturbation et observation variable " RVS-P&O.....	.....
III.5.4. Algorithme hybride proposé H-P&O.....	.....
<b>III.6. Résultats des simulations chaine éolienne.....</b>	.....
III.6.1. Résultats d'algorithme à " perturbation et observation Variable " RVS-P&O.....	.....
III.6.2. Résultats d'algorithme " perturbation et observation hybride " HP&O.....	.....
III.6.3. Algorithme d'estimation de la vitesse du vent.....	.....
<b>III.7. Algorithmes de maximisation de la puissance extraite pour les systèmes photovoltaïque.....</b>	.....
<b>III.8. Classification des technique MPPT pour PV.....</b>	.....
III.8.1. Techniques de la MPPT classique.....	.....
III.8.2. Techniques Intelligentes à MPPT.....	.....
III.8.3. Techniques Hybrides à MPPT.....	.....
<b>III.9. Simulation d'un système photovoltaïque.....</b>	.....
<b>III.10. Conclusion.....</b>	.....
<b>III.11.Références bibliographiques.....</b>	.....

### III.1. Introduction

Afin d'obtenir une production d'énergie efficace, différentes techniques MPPT mises en œuvre sur des systèmes hybrides sont examinées dans ce chapitre. L'accent est mis sur les techniques MPPT qui ne nécessitent pas de capteurs mécaniques pour différents paramètres comme la vitesse de vent et du rotor pour les éoliennes, l'irradiation et la température pour les panneaux solaires. Par conséquent, nous allons développer de nouveaux algorithmes robustes qui seront appliqués au système hybride pour surmonter les inconvénients des stratégies conventionnelles actuellement publiées.

### III.2. Définition de la commande suivie du point de puissance maximale (MPPT)

La quantité d'énergie qui peut être tirée des sources d'énergie renouvelables, notamment des systèmes photovoltaïques (PV), hydroélectriques et de conversion de l'énergie éolienne (WECS), fluctue tout au long de la journée et dépend de la condition climatique (vitesse de vent (pour les systèmes de conversion de l'énergie éolienne), un rayonnement et une température (pour les systèmes PV). Il y a un point optimal de fonctionnement où la puissance maximale de ces systèmes peut être extraite. La capacité du contrôleur MPPT à identifier les points de puissance maximale détermine avec précision la quantité de puissance de sortie qui peut être obtenue. Les variations de la vitesse du vent affectent la puissance de sortie du WECS en fonction de la vitesse du rotor. Solaire en fonction de la variation de l'irradiation et de la température, du rayonnement solaire, de la température ambiante et de la température de la cellule solaire. La tension à laquelle le module PV peut produire une puissance maximale est appelée "point de puissance maximale" (PPM).

#### III.2.1. État de l'art sur les différentes techniques MPPT

En fait, pour améliorer les performances dynamiques, les techniques MPPT ont récemment gagné un intérêt significatif dans la littérature [III.1, III.2]. La Figure III.1 illustre trois catégories d'algorithmes MPPT, à savoir le contrôleur de puissance indirect (IPC), le contrôleur de puissance direct (DPC) et le contrôleur l'intelligence artificielle (AI) [III.3, III.4].

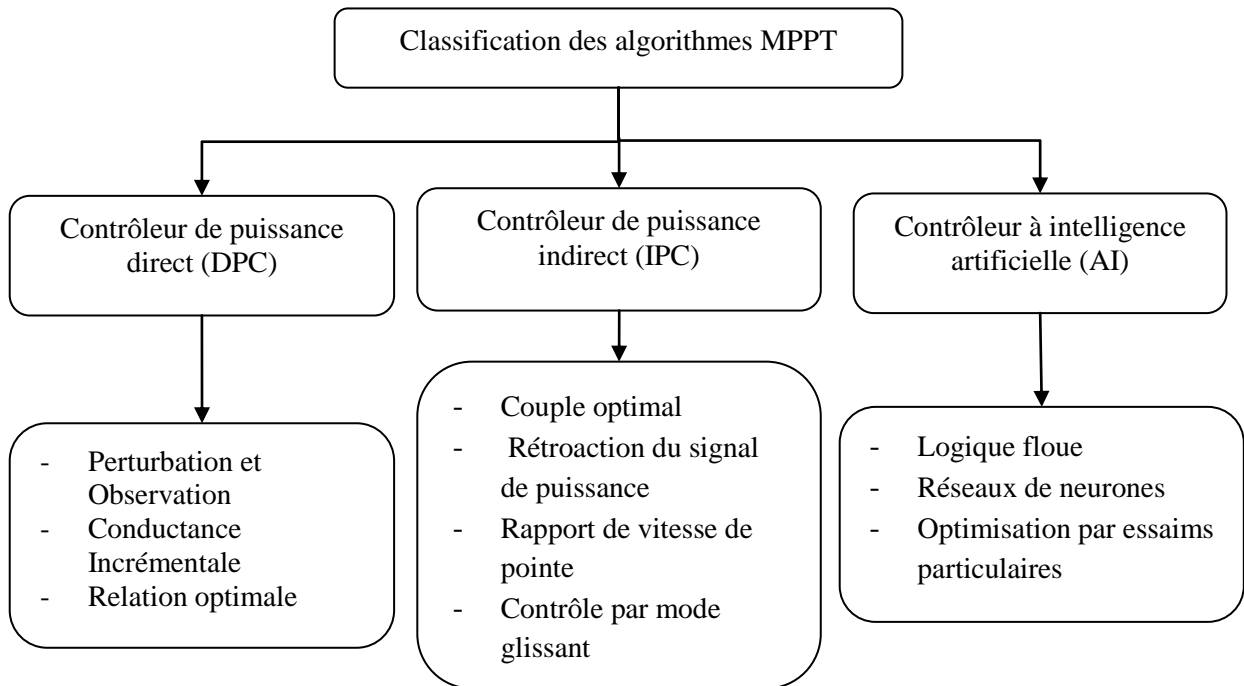
La première catégorie (IPC) implique les techniques suivantes : Couple optimal (*Optimal Torque*, OT) [III.5], rétroaction du signal de puissance (*Power Signal Feedback*, PSF) [III.6], rapport de vitesse de pointe (*Tip Speed Ratio*, TSR) [III.7] et contrôle par mode glissant (SMC) [III.8]. Le MPPT basé sur le TSR est la technique la plus simple avec un temps de réponse rapide. Dans cette méthode, les données de vitesse du vent sont requises en utilisant des anémomètres. La disponibilité de capteurs de vitesse augmente la complexité du système éolien, ainsi que les coûts

de mise en œuvre et de maintenance. Il convient de souligner que dans [III.9], les auteurs ont utilisé des techniques d'estimation de la vitesse du vent (WSE) (« *Wind Speed Estimator* ») au lieu des anémomètres.

Dans les techniques OT et PSF, la connaissance préalable du modèle mathématique du turbogénérateur est nécessaire pour prédéterminer la vitesse de la PMSG, le rapport de vitesse de pointe et la constante de couple. Cependant, il est difficile de suivre avec précision la MPP lorsque la vitesse du vent est faible en raison de la relativité entre la vitesse de suivi et l'inertie du générateur. La technique SMC est largement proposée dans la littérature [III.10, III.11, III.12], mais son principal inconvénient est le phénomène bien connu du "*chattering*", où des oscillations à haute fréquence autour de la MPP se produisent dans un état stable, en raison de la nature de la fonction de signe [III.13].

La deuxième catégorie basée sur le MPPT (DPC) suit le MPP en contrôlant la fluctuation de puissance donnée par la vitesse mécanique sous la variation de la vitesse du vent, de la température et de l'irradiation. Cette famille comprend les techniques Perturbation et Observation (P&O) [III.2], Conductance Incrémentale (INC) [III.12, III.14], et l'algorithme MPPT basé sur la relation optimale (ORB) [III.5]. Les techniques INC conventionnelles donnent de bons résultats dans des conditions de vitesse de vent constante [III.1]. Cependant, leurs performances ne sont pas garanties [III.15, III.16].

La méthode d'hybridation qui utilise typiquement des techniques traditionnelles telles que (P&O, INC, TSR, etc) avec des techniques d'IA basée sur la logique floue, les réseaux de neurones (« *ANN : Artificial Neural Networks* »), l'Optimisation par essaims particulaires (« *PSO : Particle Swarm Optimization* », ...etc.) divise la courbe  $P = f(\Omega)$  en différents secteurs basés sur l'erreur observée entre les vitesses mesurée et sa référence.



**Figure III.1.** Structure de la classification des algorithmes MPPT

### III.3. Algorithmes de maximisation de la puissance extraite pour les systèmes éolienne

#### III.3.1. Algorithme MPPT basé sur Contrôleur de puissance indirect (IPC)

##### III.3.1.1. Algorithme MPPT TSR

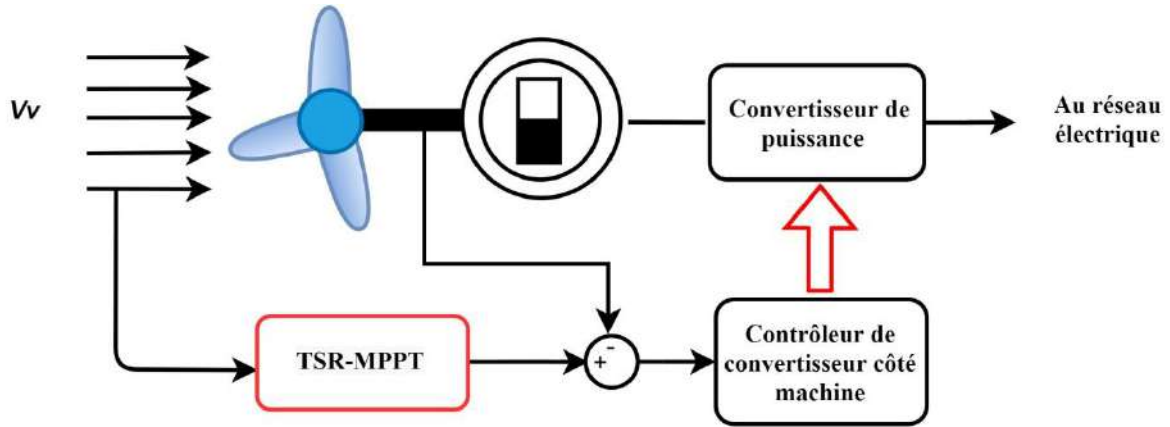
Dans l'algorithme de contrôle TSR, il est demandé de maintenir le TSR à une valeur optimale à laquelle la puissance extraite est maximisée en régulant la vitesse de rotation du générateur [III.3, III.17, III.18]. Cet algorithme nécessite la valeur mesurée de la vitesse du vent ainsi que la vitesse du générateur pour obtenir le TSR optimal ( $\lambda_{opt}$ ) de la turbine afin que le système soit en mesure d'extraire la puissance maximale atteignable [III.19].

A partir de l'équation (II.14), la vitesse de rotation optimale est déterminée comme suit :

$$\Omega_{opt} = \frac{\lambda_{opt} \cdot V_t}{R_t} \quad (III.1)$$

Le schéma fonctionnel de la Figure III.2 montre un WECS avec une commande TSR [III.20]. Dans ce schéma, la vitesse de rotation optimale est comparée à la valeur réelle et la différence est ensuite donnée au contrôleur, qui modifie la vitesse du générateur pour réduire cette erreur. On en conclut que cet algorithme force la puissance mécanique du générateur à suivre la puissance mécanique maximale.





**Figure III.2.** Algorithme TSR MPPT de WECS.

L'algorithme TSR est très efficace et réagit rapidement [III.21]. Mais la nécessité d'un anémomètre précis pour mesurer la vitesse du vent rend le système plus coûteux, en particulier pour les WECS à petite échelle.

### III.3.1.2. Algorithme MPPT OT

Dans cet algorithme [III.20, III.22], le couple du générateur est contrôlé pour obtenir la courbe de référence optimale du couple en fonction de la puissance maximale de l'éolienne à une vitesse de vent donnée.

A partir des équations (II.14) et (II.21), le couple mécanique de l'éolienne peut être déterminé en fonction de  $\lambda$  et  $\Omega_m$ . Si le rotor fonctionne à  $\lambda = \lambda_{opt}$ , il fonctionnera également à  $C_p = C_{p max}$ . Ainsi, l'expression du couple mécanique optimal de la turbine peut être écrite comme suit :

$$T_{opt} = \frac{1}{2} \rho \pi R^5 \frac{C_{p max}}{\lambda_{opt}^3} = K_{opt} \Omega_m^2 \quad (III.2)$$

Donc, Il s'agit d'un algorithme basé sur le contrôle du couple optimal, est représentée dans la Figure III.3. L'expression du couple optimal dans l'Equation (III.2) est donnée comme un couple de référence pour le contrôleur MPPT qui est connecté à l'éolienne [III.22].

Ce couple de référence optimal est soustrait du couple réel pour donner le signal de commande au contrôleur, qui minimise alors la différence entre les deux. Bien que cet algorithme soit largement utilisé dans les WECS, il nécessite des informations sur la densité de l'air et les paramètres mécaniques de la turbine, qui varient dans différents systèmes.

De plus, la courbe OT, qui est principalement obtenue via des tests expérimentaux, va changer lorsque le système vieillit [III.18]. Cela affectera également l'efficacité du MPPT.

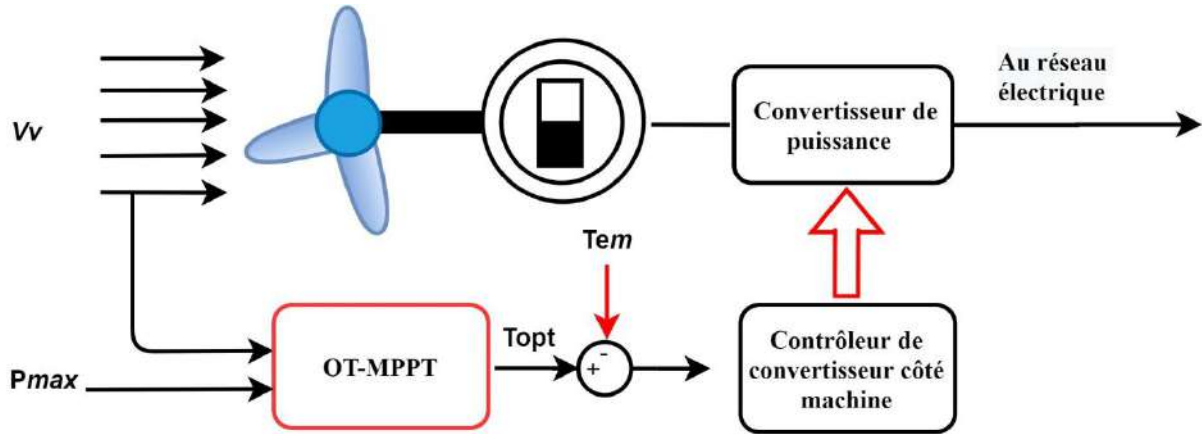


Figure III.3. Algorithme OT MPPT de WECS.

### III.3.1.3. Algorithme MPPT basé sur PSF

Cet algorithme nécessite la connaissance de la courbe de puissance maximale de l'éolienne, qui est suivie par ses mécanismes de contrôle [III.23]. Les courbes de puissance maximale peuvent être obtenues par des simulations ou des tests expérimentaux sur des éoliennes individuelles [III.24]. La Figure III.4 montre le schéma fonctionnel d'un WECS avec une commande PSF [III.24]. Dans cette méthode, la puissance optimale  $P_{max}$  est générée soit à l'aide d'une courbe puissance-vitesse pré-obtenu [III.25], soit à l'aide de l'expression de la puissance de sortie de la turbine Eq (II.13), où la vitesse du vent ou la vitesse de la turbine est utilisée comme entrée. Le contrôleur réduit l'erreur entre la puissance optimale et la puissance réelle.

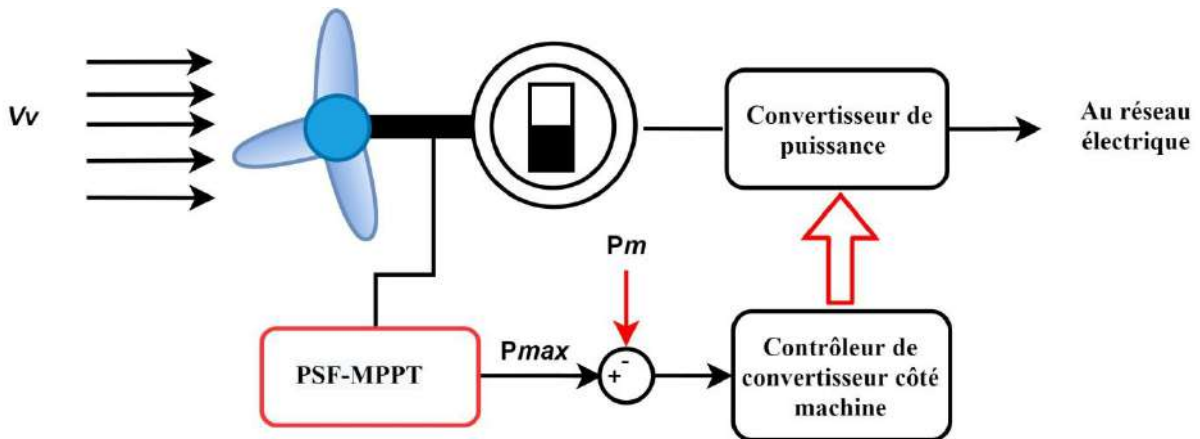


Figure III.4. Algorithme PSF MPPT de WECS.

### III.3.2. Algorithme MPPT basé sur le contrôleur de puissance direct (DPC)

#### III.3.2.1. Algorithme MPPT P&O

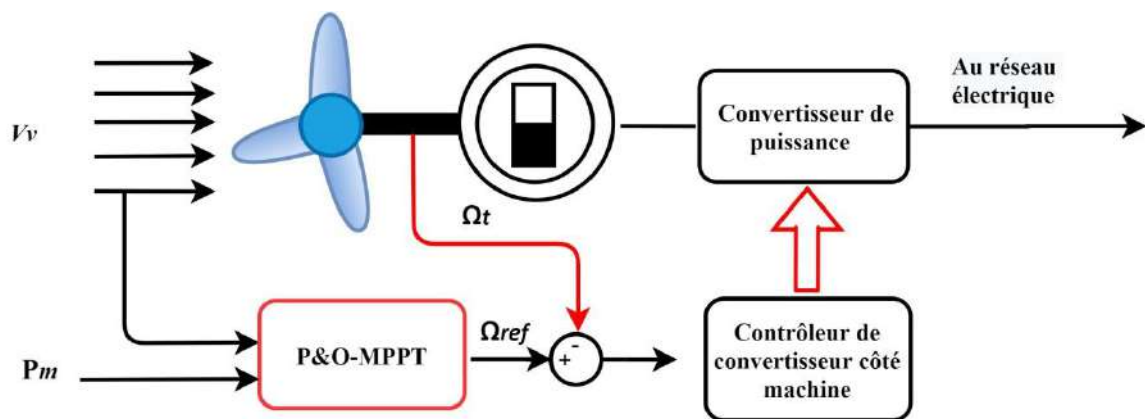
L'algorithme P&O est appliqué pour perturber diverses variables de contrôle telles que la vitesse du rotor ou la tension continue de liaison et observer leur influence sur le WECS. Pour poursuivre

le MPP, l'algorithme MPPT de P&O conventionnel (CPO) modifie largement la puissance produite avec la vitesse du générateur jusqu'à ce que la pente de la courbe  $P-\omega$  devienne nulle. Par conséquent, l'algorithme CPO ne nécessite pas de connaissance préalable des paramètres du WT ni des anémomètres [III.26].

L'algorithme CPO ajuste les variables de contrôle avec une taille de pas précise et détecte la réalisation de la fonction de but jusqu'à ce que la place MPP soit obtenue. Si le point de puissance effective est situé sur le côté gauche du MPP ( $\Delta P_\omega > 0$ ), le pas incrémental de la variable de contrôle est utilisé vers le MPP. Sinon, la direction de la perturbation est inversée. Comme le montre dans la Figure III.5.

Sans une relation bien définie entre le pas de perturbation et la vitesse actuelle du vent, l'échec du suivi du MPP apparaît en cas d'instabilité de la vitesse du vent. Ainsi, le principal défi consiste à sélectionner avec précision la taille du pas requis afin d'assurer une rapidité de correction des perturbations (un temps de stabilisation réduit et des faibles oscillations une fois le point MPP est obtenu).

En utilisant une grande taille de pas, le temps de stabilisation est amélioré, mais les oscillations augmentent, ce qui a le pire effet sur les machines à grande échelle [III.15, III.17]. D'autre part, l'utilisation d'une petite taille de pas minimise les oscillations en régime permanent, mais cela diminue également la vitesse de convergence et augmente la perte de puissance. A partir de là, les chercheurs mettent en œuvre de nouveaux algorithmes P&O modifiés pour éviter ces limitations.



**Figure III.5.** Algorithme de la méthode de perturbation et d'observation (P&O)

### III.3.2.2. Algorithme MPPT- INC

Cet algorithme est indépendant des exigences des capteurs et des spécifications de la turbine et du générateur, ce qui améliore la fiabilité et réduit le coût du système [III.27, III.28]. La puissance de sortie de la turbine peut être représentée comme une fonction de la tension de la liaison DC ( $V_{dc}$ )

[III.28, III.29]. Il existe également une  $V_{dc}$  optimale ( $V_{ref}$ ) qui maximise la puissance de sortie du générateur en l'analysant immédiatement à l'aide de l'algorithme INC. Comme la puissance est égale au produit du courant ( $I_{dc}$ ) et de la tension ( $V_{dc}$ ), le calcul de cette pente est donné par :

$$\frac{dP_{dc}}{dV_{dc}} = \frac{d(V_{dc} \cdot I_{dc})}{dV_{dc}} = I_{dc} + V_{dc} \frac{dI_{dc}}{dV_{dc}} \quad (\text{III.3})$$

L'expansion de cette dérivée pour la MPP, nous donne :

$$\frac{I_{dc}}{V_{dc}} + \frac{dI_{dc}}{dV_{dc}} = 0 \quad (\text{III.4})$$

Le principe de base est défini comme suit : la pente de la tangente  $\frac{i}{v} + \frac{di}{dv}$  de la caractéristique puissance-tension doit être nulle au MPP, positive sur le côté gauche et négative sur le côté droit du MPP, comme décrit à la Figure III.6.

Les équations ci-dessus signifient qu'au lieu d'observer les paramètres dépendant de la météo comme la vitesse et la direction du vent, le MPP peut être suivi en regardant la puissance de sortie du redresseur.

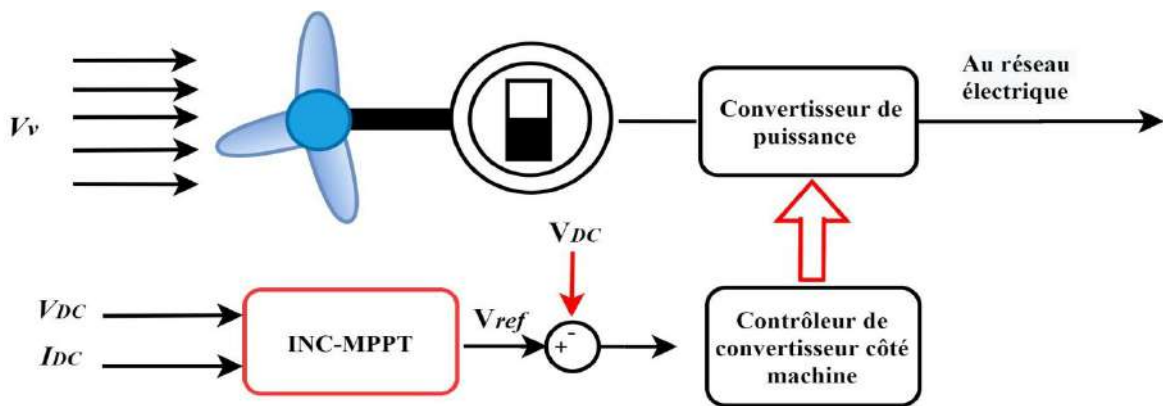


Figure III.6. Organigramme de l'algorithme d'Inc-Cond

### III.3.2.3. Algorithme MPPT ORB

Cet algorithme MPPT dépend des relations optimales entre des quantités telles que la vitesse du vent, la puissance de sortie de l'éolienne, la tension CC du convertisseur, le courant, la puissance, etc. [III.30] Il a l'avantage de ne pas nécessiter de capteur pour mesurer la vitesse, ni de table de conversion. Il fonctionne sur la base d'une courbe système préétabli [III.31].

Les courbes de courant continu en fonction de la puissance de la figure montrent clairement que le MPP peut être suivi en travaillant sur la courbe de courant optimale à tout moment [III.32]. La figure montre également que la commande de courant pour une vitesse de vent spécifique ne doit pas dépasser la courbe de courant maximale pour poursuivre la production [III.33].

### III.3.3. Algorithmes MPPT hybrides

Une solution simple et efficace pour surmonter les inconvénients de l'algorithme MPPT conventionnel est l'hybridation de deux ou plusieurs algorithmes MPPT [III.33]. La Figure III.7 illustre l'algorithme MPPT ORB combiné à une capacité d'autoréglage à l'aide de l'algorithme P&O conventionnel [III.32, III.33]. Dans cet algorithme, il existe deux modes de fonctionnement : le premier est un mode P&O, dans lequel l'algorithme MPPT P&O conventionnel à pas fixe est initialement activé pour rechercher un MPP quel que soit la vitesse de vent. Une fois que le MPP est détecté et que la tension et le courant sont mesurés, le paramètre inconnu ( $k$ ) dans l'algorithme ORB est facilement calculé. Une fois que le  $k$  est extrait, il sera utilisé pour calculer la courbe de courant optimale, et à ce moment-là, l'algorithme MPPT hybride passe au deuxième mode, qui peut suivre le MPP sur la base de l'équation de l'algorithme ORB [III.34].

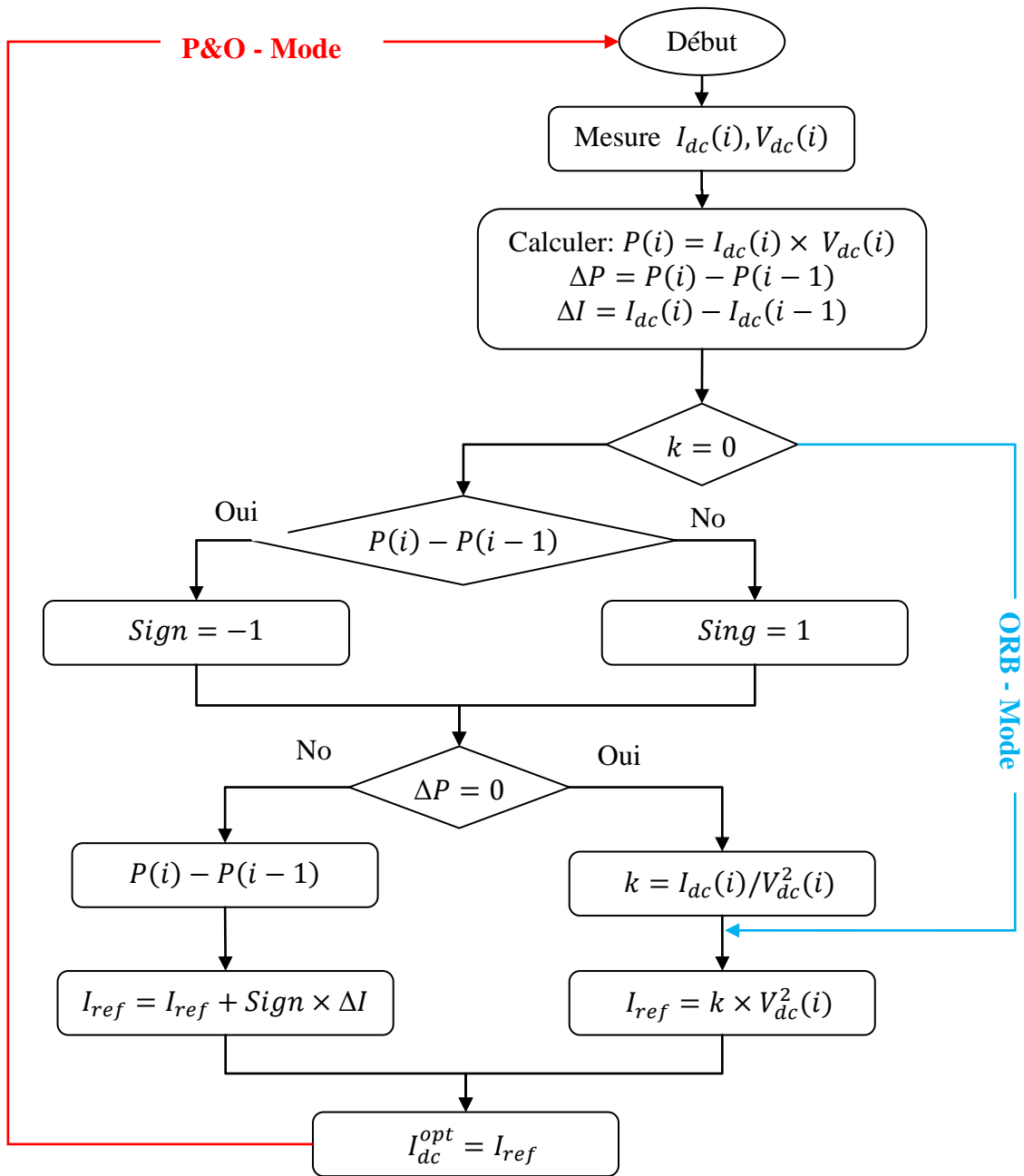


Figure III.7. Organigramme de l'hybride de l'algorithme MPPT ORB et P&O

### III.3.4. Algorithmes MPPT intelligents

En outre, plusieurs autres algorithmes MPPT sont utilisés en appliquant des contrôleurs intelligents, par exemple, le contrôleur à logique floue (FLC), le réseau neuronal (NN), et d'autres algorithmes MPPT à calcul doux [III.16, III.18]. "De plus, d'autres MPPT basés sur des algorithmes d'optimisation méta-heuristiques, tels que l'algorithme génétique, l'optimisation par essaims de particules (PSO), l'optimisation par colonies de fourmis (ACO) et l'optimisation basée sur l'enseignement et l'apprentissage (TLBO), sont envisagés pour éviter les restrictions des

algorithmes MPPT traditionnels [III.35]. De nos jours, les algorithmes de calcul logiciel constituent une solution vitale pour les applications WECS car ils ne nécessitent aucun paramètre du WECS [III.36]. Cependant, leur réponse optimale aux variables de contrôle n'est pas précisément exacte. Ainsi, de nombreux algorithmes adaptatifs n'utilisant pas de capteurs mécaniques sont conçus pour traiter l'incertitude du système pour des conditions optimales, comme discuté dans [III.37].

#### *III.3.4.1. Algorithmes MPPT à contrôleur à logique floue*

Pour adopter une réponse rapide et de faibles oscillations autour du MPP, les FLC sont utilisés pour les algorithmes MPPT sans modélisation mathématique précise du WECS. Mais ils requièrent toujours les meilleures connaissances du concepteur pour spécifier l'erreur de surface appropriée, les niveaux des fonctions d'appartenance et le choix de la couche de base des règles avec un besoin considérable d'espace mémoire [III.2, III.9]. Plusieurs articles ont proposé différentes stratégies de FLC basées sur des algorithmes MPPT, comme le montrent [III.38, III.39].

#### *III.3.4.2. Algorithmes MPPT à réseau neuronal*

Grâce au développement des algorithmes d'informatique douce, les algorithmes NN sont largement étendus aux applications MPPT comme les FLC [III.40]. En général, la construction d'un NN contient trois couches : une couche d'entrée, une couche cachée et une couche de sortie, avec des variations du nombre de nœuds en fonction du jugement de l'utilisateur [III.41]. Les algorithmes NN régulent la condition optimale des différentes variables de contrôle avec les entrées et les poids appropriés des couches [III.2].

De nombreux chercheurs ont appliqué les algorithmes NN à leurs propositions d'algorithmes MPPT, comme le montrent les articles [III.42]. Dans [III.43], la revue de la littérature examine les applications des algorithmes NN basées sur les approches MPPT.

### **III.4. Classifications des algorithmes P&O**

Pour évaluer pleinement le fonctionnement des algorithmes de P&O, on peut les diviser en deux groupes principaux selon la nature des tailles de pas ou la stratégie de suivi.

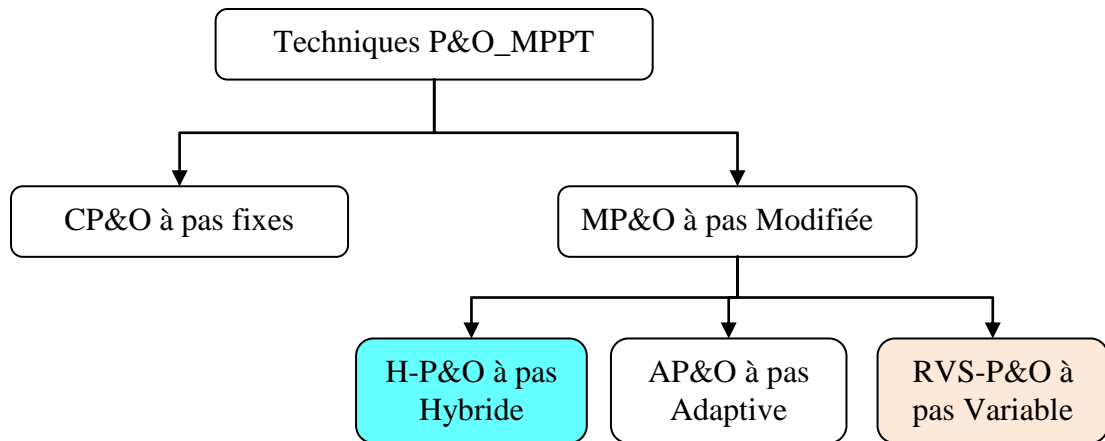
#### *III.4.1. Basé sur le type de taille de pas généré*

En analysant la nature des tailles de pas générées pour perturber les variables de contrôle, les tailles de pas peuvent être classées comme suit :

- ✓ Tailles de pas fixes : dans lequel la variable de contrôle est perturbée avec une taille de pas fixe pendant le processus de suivi.
- ✓ Tailles de pas variables : on utilise donc des amplitudes variables des tailles de pas. Chaque taille de pas est appliquée pour la région spécifique de la courbe de puissance principale.
- ✓ Tailles de pas adaptatives : la taille de pas de la perturbation est basée sur une fonction objective générale par laquelle elle est habilement modifiée à chaque point de fonctionnement.
- ✓ Tailles de pas hybrides : l'algorithme peut combiner deux types de tailles de pas générées pendant la poursuite du MPP.

#### III.4.2. Basé sur la stratégie de suivi

Pour refléter le processus de suivi réel, il est essentiel de mettre en évidence une autre classification en fonction de la stratégie de suivi, comme le montre la Figure III.8 qui passe en revue les publications relatives aux différentes stratégies des WECS basés sur l'algorithme P&O. Elle implique plusieurs critères tels que le type de générateur, la variable de contrôle, l'efficacité, la classification des pas générés, les entrées de l'algorithme mis en œuvre, la méthode vérifiée.



**Figure III.8.** Classification des algorithmes P&O-MPPT

### III.5. Développements récents des algorithmes MPPT-P&O

Afin d'obtenir une production d'énergie efficace, un système de turbine éolienne (WT) nécessite des techniques précises de suivi du point de puissance maximale (MPPT). Par conséquent, deux stratégies sont proposées dans cette partie :

1. Algorithme modifié de perturbation et d'observation (RVS-P&O), la stratégie de contrôle a été appliquée à un générateur synchrone à aimant permanent (PMSG) basé sur une éolienne afin de surmonter les inconvénients des méthodes MPPT P&O actuellement publiées. En particulier, deux points principaux ont été impliqués.



2. Dans cette stratégie, un système de logique floue (FLS) est développé pour ajuster continuellement la référence de vitesse de manière à compenser la perturbation de la vitesse du vent. Pour cela, le système flou a deux variables système comme entrées relatives à la puissance et au vent. La sortie calculée est l'ajustement par étapes de la référence de vitesse de la turbine. Les règles floues sont développées sur la base des courbes caractéristiques puissance-vitesse et de l'effet de la perturbation du vent.

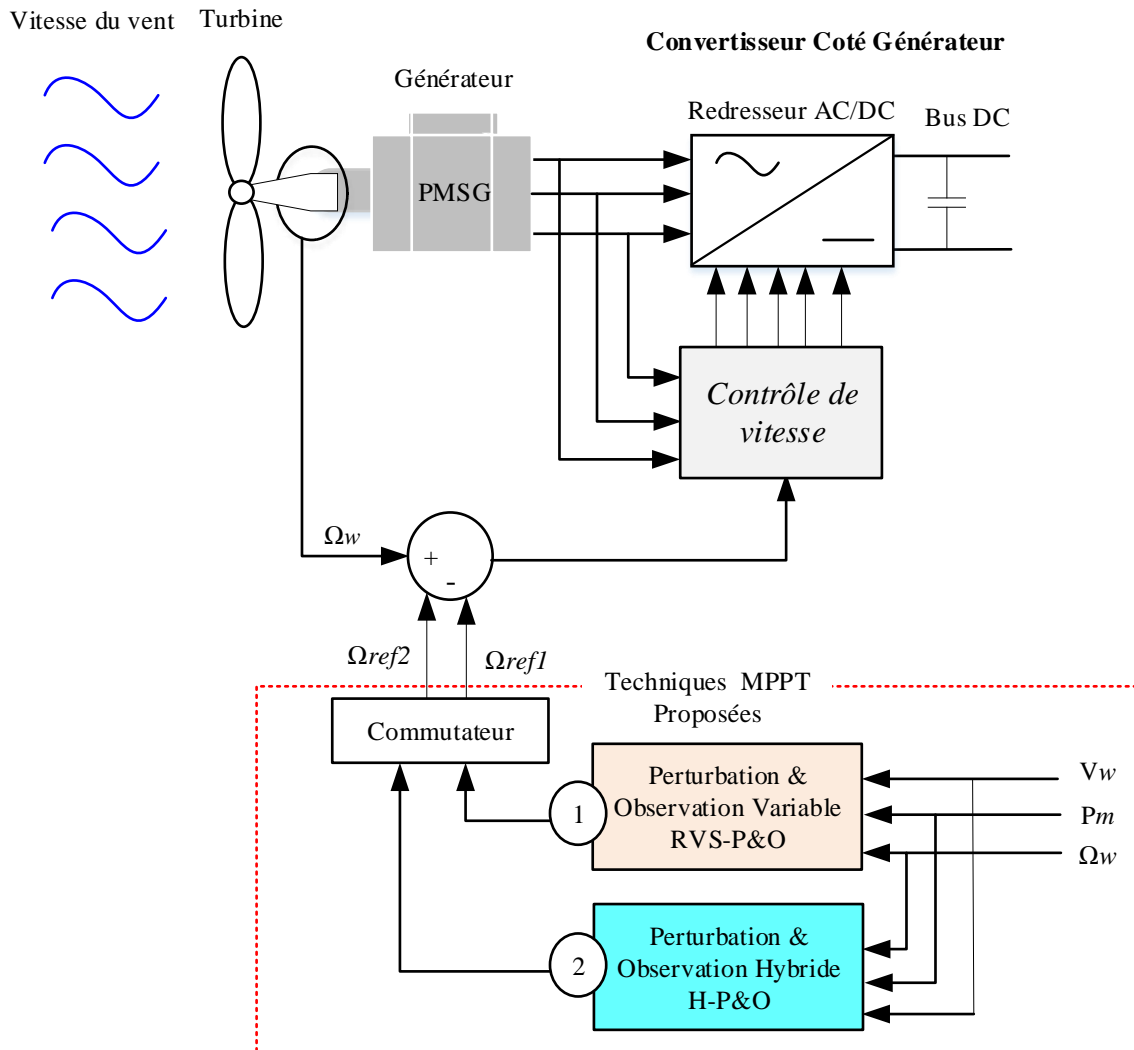


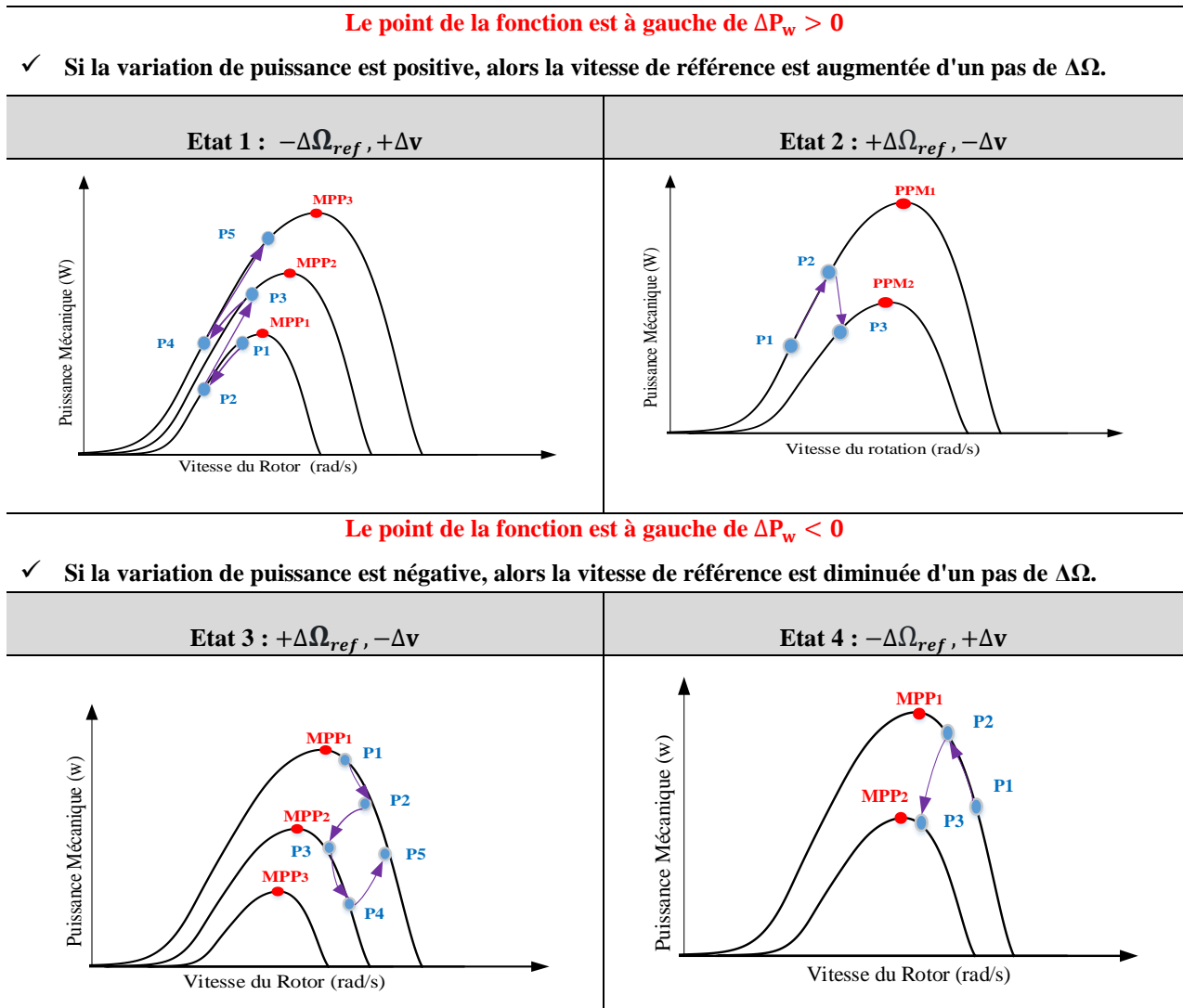
Figure III.9. La description complète du contrôle du système éolien étudié.

### III.5.1. Algorithmes P&O conventionnels à pas fixes

Parmi les méthodes utilisées dans le MPPT, nous trouvons la perturbation et l'observation (P&O), qui est une technique d'optimisation mathématique simple à mettre en œuvre [III.44]. Elle est utilisée pour trouver le point optimal d'une fonction donnée. Cette technique ne nécessite pas l'exigence de capteurs et de spécifications du système ; elle est donc plus fiable et réduit le coût. Le principal défaut de cet algorithme est que le choix d'une taille de pas adéquate pour la

perturbation peut être difficile car il influence les performances d'éolienne. Des pas plus grands provoquent des oscillations à proximité du MPP. Des pas plus petits, en revanche, entraînent des réactions plus lentes et des temps de convergence plus longs. Un autre problème est que le MPP peut être perdu dans le vent à différentes vitesses [III.45].

**Tableau III.1.** Étude des cas de diminution du coefficient de puissance de l'algorithme P&O classique.



### III.5.2. Algorithmes de P&O modifiés à pas de perturbation ajustable

Plusieurs approches sont proposées pour améliorer les performances de l'algorithme CPO en créant des tailles de pas modifiables, qui peuvent être variables ou adaptatives en fonction de l'évaluation de la variation de puissance, afin de respecter la trajectoire MPP. L'implémentation de tailles de pas doubles dans [III.46] comprend des limites inférieures et supérieures pour empêcher la perturbation du cycle de fonctionnement du convertisseur. D'autres algorithmes utilisent des

relations optimales ou des valeurs prédéfinies pour changer la taille du pas dans chaque direction de perturbation [III.47]. La première vitesse idéale du rotor est estimée, suivie d'une taille de pas minuscule, afin d'abrégier la trajectoire MPP [III.48]. D'autres techniques [III.49] utilisent des tailles de pas variables au lieu de tailles de pas constantes pour accélérer la convergence. Des techniques simples sont décrites dans la littérature [III.50, III.51, III.52] pour modifier les pas générés de diverses variables de commande ( $\Delta\omega_{ref}$ ), dans lesquelles une fonction cible ( $g_n$ ) est appliquée en fonction de diverses constantes et conditions ( $a_n$ ), comme le montre la Figure III.9. La vitesse de suivi est augmentée par les pas variables et adaptatifs, bien que les restrictions de l'algorithme CPO conservent.

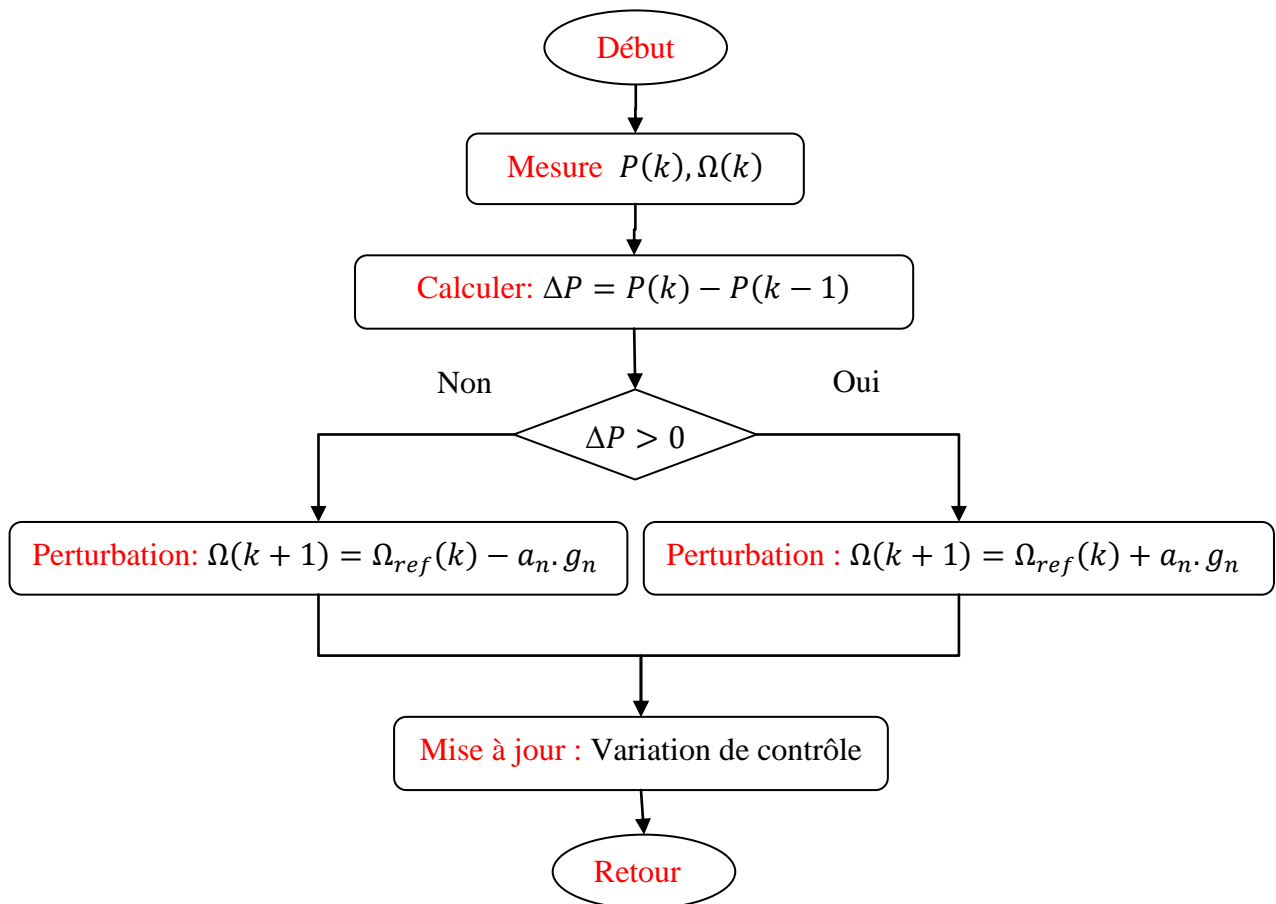


Figure III.10. Algorithmes conventionnels de P&O basés sur des tailles de pas adaptatives.

### III.5.3. Proposition d'algorithme " perturbation et observation variable " RVS-P&O

Afin de traiter les problèmes aux variables de la vitesse du vent, aux grandes oscillations autour du point de puissance maximale (MPP) et à l'estimation de la taille du pas, nous proposons un nouveau algorithme Variable Perturbation & Observation (RVS-P&O).

Deux points principaux sont considérés:

- Premièrement, une sélection systématique de la taille du pas sur la base de la normalisation des mesures de puissance et de vitesse est proposée.
- Deuxièmement, afin d'obtenir une robustesse acceptable pour des variations de vitesse du vent élevées et longues, une nouvelle correction est introduite dans le calcul de la variation de puissance.

### III.5.3.1. Normalisation de la puissance

Pour fournir une méthode systématique de dimensionnement du pas de référence, un système WT-PMSG fonctionnant sous la vitesse du vent  $v_k$  à l'instant  $k$  a été considéré. La puissance mécanique maximale  $P_k^{max}$  est donnée par l'équation (III.5) :

$$P_k^{max} = \frac{1}{2} \rho \times s \times v_k^3 \times C_{p\ max} \quad (III.5)$$

Pour maintenir la dynamique optimale du contrôleur avec des turbines de tailles différentes, une normalisation de la mesure de la puissance et de l'incrément de la vitesse de consigne est suggérée [III.53].

La puissance normalisée  $P_k^N$  est instantanément définie comme le rapport entre la puissance réelle absorbée et la puissance maximale disponible en utilisant l'équation (III.6) :

$$P_k^N = \frac{P_k}{P_k^{max}} \times 100 \quad (III.6)$$

### III.5.3.2. Sélection du pas de vitesse

Si le pas de référence de la vitesse est constant, pour une variation considérable de la vitesse du vent, le contrôleur prendra plus de temps pour atteindre la MPP, car un pas non adaptatif fournira la même action que celle prise dans le cas d'une petite variation de la vitesse du vent. Par conséquent, pour éviter une réaction lente, une adaptation de cette taille de pas par une quantité proportionnelle au signal de correction pour atteindre la MPP a été proposée [III.54]. Pour subdiviser la plage de la puissance normalisée en un nombre fini de secteurs ( $l = 1 \dots L$ ), il est nécessaire de définir le niveau ( $L - 1$ ) comme délimiteur. Pour cela, considérons un niveau de puissance maximale dans chaque secteur, désigné par  $P_{max}^l$  comme un rapport ( $\beta_l$ ) de la puissance mécanique maximale réelle  $P_k^{max}$ , qui est définie au moyen de l'équation (III.7) :

$$P_{max}^l = \beta_l \cdot P_k^{max} \quad (III.7)$$

Où le rapport  $\beta_l$  est dans l'intervalle  $[0,1]$ , tandis que  $l = 1, \dots, L - 1$ .

**Tableau III.2.** Paramètres caractéristiques de l'algorithme

Secteurs	l=1	l=2	l=3	l=L
$\beta_{L-1}$	0.6	0.4	0.01	0
$\alpha_L$	0.03	0.02	0.01	0.0001

Pour chaque secteur, la taille de pas correspondante est définie par le facteur de pondération ( $\alpha_l$ ) à partir de la vitesse optimale réelle ( $\Omega_k^{opt}$ ) à l'instant k en utilisant l'équation (III.8)

$$\Delta\Omega_k^{ref} = \alpha_l \times \Omega_k^{opt} \quad (\text{III. 8})$$

En outre, la vitesse réelle normalisée est définie par l'équation (III.9):

$$\Omega_k^N = \frac{\Omega_k}{\Omega_k^{opt}} \times 100 \quad (\text{III. 9})$$

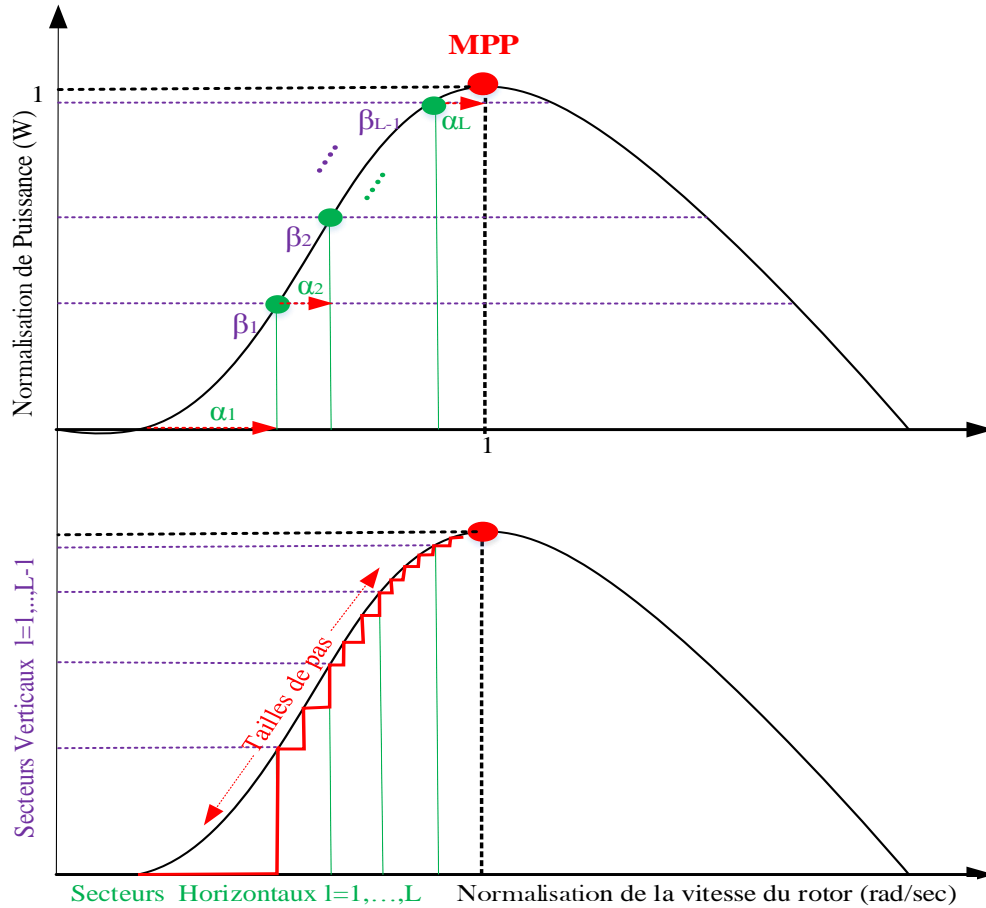
Tandis que la vitesse optimale ( $\Omega_k^{opt}$ ) est donnée par l'équation (III.10):

$$\Omega_k^{opt} = \frac{\lambda_{opt} \times V_k}{R} \quad (\text{III. 10})$$

Où  $l = 1, \dots, L$  désigne l'indice du secteur et  $\alpha_l$  est compris dans l'intervalle [0,1].

Le facteur de pondération reflète l'importance de l'ajustement de la vitesse par rapport à la vitesse optimale. Puisqu'un ajustement fin est nécessaire à proximité du MPP, ce facteur doit être diminué lors du passage d'un secteur au secteur supérieur.

La Figure III.11 montre un exemple de la courbe  $P/\Omega$  normalisée avec trois secteurs de fonctionnement modulaires.



**Figure III.11.** Principe de fonctionnement du contrôleur MPPT basé sur RVS-P&O

### III.5.3.3. Compensation de la variation de la vitesse du vent

L'algorithme P&O se base essentiellement sur le signe du produit de la variation de puissance et de l'incrément du pas de vitesse. Dans le cas positif, le pas de référence de la vitesse sera augmenté, et dans le cas négatif, il sera diminué.

La variation de puissance dépend également de la variation de la vitesse du vent, car elle introduit une perturbation de la variation de puissance  $\Delta P_k$  et l'algorithme se comportera avec moins d'efficacité. C'est une des raisons pour lesquelles nous avons proposé la stratégie RVS-P&O.

Il est nécessaire d'éliminer cette perturbation en ne prenant en compte que la partie de  $\Delta P_k$  induite par le réglage de la vitesse à l'étape précédente.

L'algorithme de contrôle est ainsi plus robuste face aux perturbations de la variation de la vitesse du vent. On sait que la puissance à l'instant  $k$  dépend de la vitesse de la turbine et de la vitesse du vent, comme le donne l'équation (III.10):

$$P_k = f(\Omega_k, v_k) \quad (\text{III.10})$$

Par conséquent, la variation de puissance à l'instant  $k$  est donnée par l'équation (III.11):

$$\Delta P_k = P_k(\Omega_k, v_k) - P_k(\Omega_{k-1}, v_{k-1}) \quad (\text{III.11})$$

Le développement au premier ordre de l'équation (III.11) est donné par l'équation (III.12):

$$\Delta P_k \simeq f(\Omega_k, v_{k-1}) + \left. \frac{\partial f}{\partial v} \right|_{(\Omega_k, v_{k-1})} \Delta v_k - f(\Omega_{k-1}, v_{k-1}) \quad (\text{III.12})$$

Le deuxième terme de l'équation (III.12) représente la perturbation de la variation de la vitesse du vent. Lorsque la vitesse du vent est constante, ce terme devient nul.

Ainsi, la variation de puissance corrigée  $\Delta P_k^\omega$  sans perturbation du vent est déterminée par l'équation (III.13):

$$\Delta P_k^\omega = \Delta P_k - \left. \frac{\partial f}{\partial v} \right|_{(\Omega_k, v_{k-1})} \Delta v_k \quad (\text{III.13})$$

En pratique,  $\Delta P_k$  est facilement déduit en trouvant successivement l'erreur entre les puissances calculées ( $P_k$  et  $P_{k-1}$ ) à différentes instances. L'organigramme de l'algorithme RVS-P&O est illustré à la Figure III.12.

Il convient de mentionner que le paramètre arbitraire  $\beta_l$  définit la taille du secteur correspondant, car une action grossière doit être prise lorsque le point de fonctionnement est situé loin du MPP, et inversement. Un ajustement fin de la taille du secteur doit être appliqué autour du MPP, où la condition déterminée par l'équation (III.14) est suggérée :

$$\beta_l = \begin{cases} 0.5 & l = 1 \\ 1.5 \beta_{l-1} & 1 < l < L \end{cases} \quad (\text{III.14})$$

Ceci assurera une réponse initiale rapide en présence de perturbation en régime permanent.

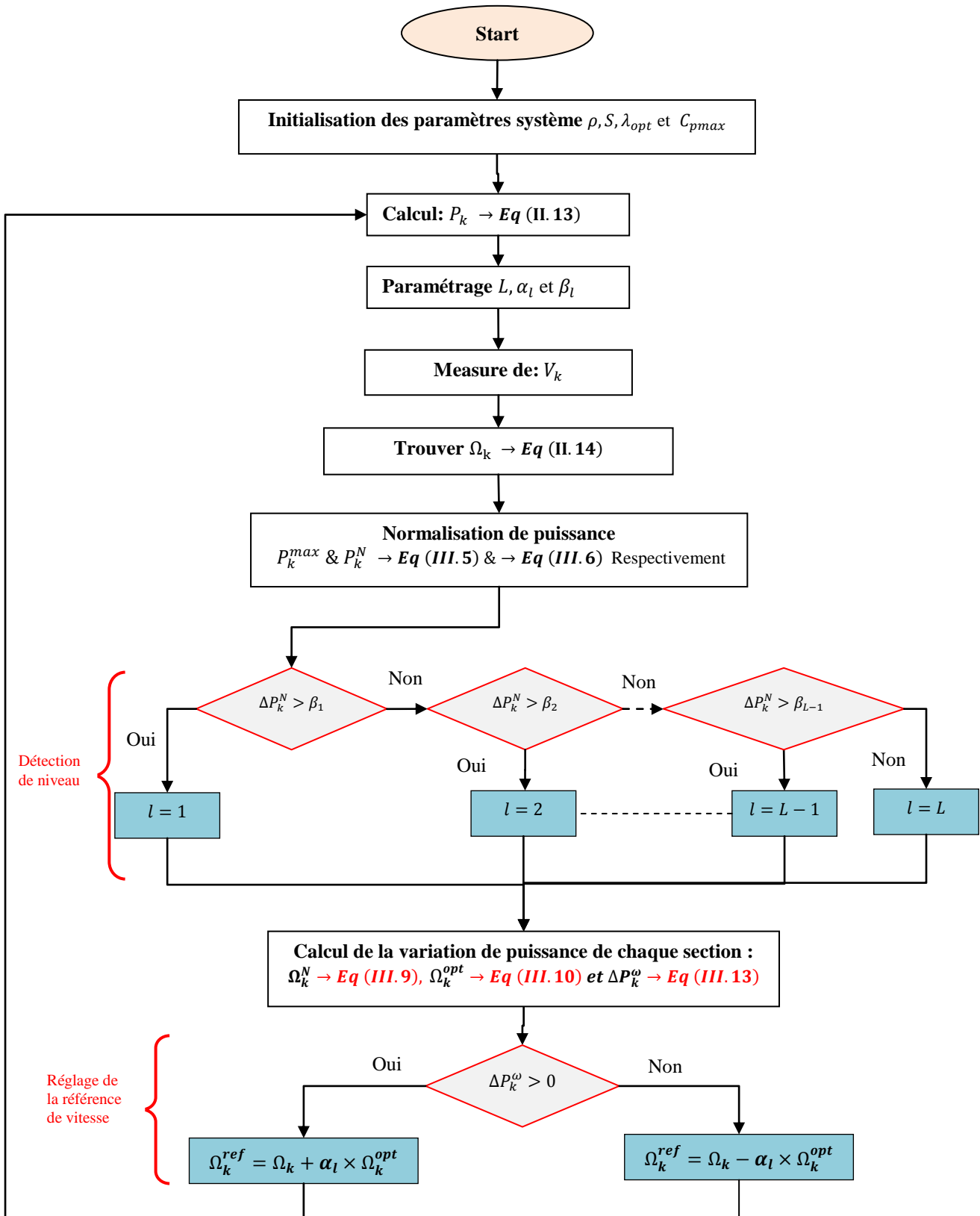
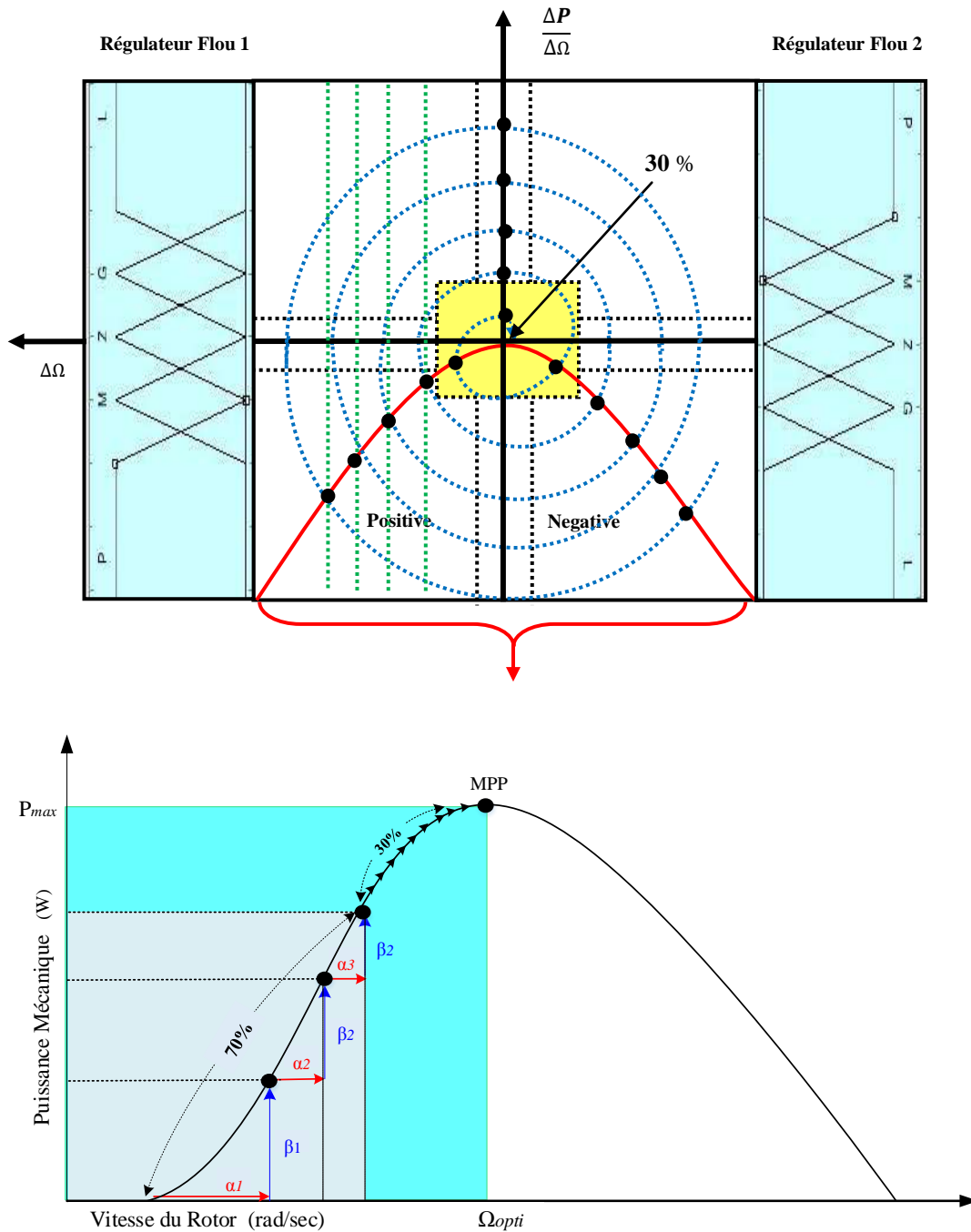


Figure III.12. Organigramme détaillé de la technique MPPT basée sur MP&O



### III.5.4. Algorithme hybride proposé H-P&O

L'algorithme proposé combine la stratégie proposé précédemment (RVS-PO) et la stratégie du hybride Perturbation & Observation H-PO basée sur le système de logique floue. L'espace d'état de la caractéristique  $P = f(\Omega)$  est divisé en deux zones : Une première zone lointaine du MPP dont le rayon 70% et une deuxième zone centré sur le MPP de rayon 30%. La Figure III.13 illustre cette subdivision.



**Figure III.13.** Principe de fonctionnement d'algorithme MPPT basé sur HP&O

La méthode RVS-PO prend en charge la recherche du MPP dans le premier secteur tandis que la méthode H-PO assure la convergence fine vers le MPP dans le deuxième secteur. L'algorithme RSV-PO recherche le MPP en divisant sa zone en secteurs standards basés sur une sélection régulière de la taille du pas d'ajustement de la vitesse de référence. Une fois dans la deuxième zone, la méthode H-PO ajuste le pas de convergence à travers deux régulateurs flous. Un régulateur est dédié au côté gauche du MPP et l'autre au côté droit. Le système d'ajustement flou a deux variables : la puissance relative du système et le vent comme entrées. La sortie calculée est l'ajustement par étapes de la référence de la vitesse de la turbine. En effet, deux tables de règles floues sont proposées pour couvrir les côtés gauche et droit des courbes caractéristiques. Une variable de pente de puissance est introduite et utilisée comme paramètre de commutation entre les tables.

La ligne verticale séparant les deux zones passe toujours par le point de puissance optimale ( $\Omega_{opt}$ ,  $P_{max}$ ). Comme la séparation, ligne dépend de la vitesse du vent, elle se déplace vers la droite ou la gauche lorsque la vitesse du vent augmente ou diminue, respectivement.

**Tableau III.3.** Règles floues pour le contrôleur SLF\_Z1

$\Delta P_c \backslash \Delta v$	NG	NP	Z	PP	PG
Z	M	P	Z	P	M
P	P	Z	P	M	G
M	Z	P	M	G	L
G	P	M	G	L	L
L	M	G	L	L	L

**Tableau III.4.** Règles floues pour le contrôleur SLF\_Z1.

$\Delta P_c \backslash \Delta v$	NG	NP	Z	PP	PG
Z	M	P	Z	P	M
P	G	M	P	Z	P
M	L	G	M	P	Z
G	L	L	G	M	P
L	L	L	L	G	M

Le système doit ajuster correctement le pas de vitesse  $\Delta\Omega_{ref}$  afin d'atteindre rapidement le MPP tout en prenant en compte les variations de la vitesse du vent.

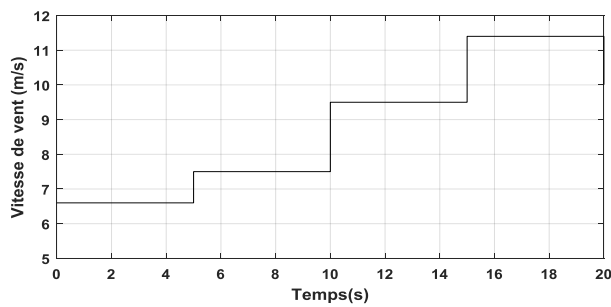
### III.6. Résultats des simulations chaîne éolienne

Pour vérifier l'efficacité de l'algorithme proposé, ainsi que sa robustesse par rapport à d'autres algorithmes MPPT existants, plusieurs simulations utilisant MATLAB/Simulink ont été réalisées. Ceci a été fait en utilisant deux études de cas différentes de profils de vitesse de vent.

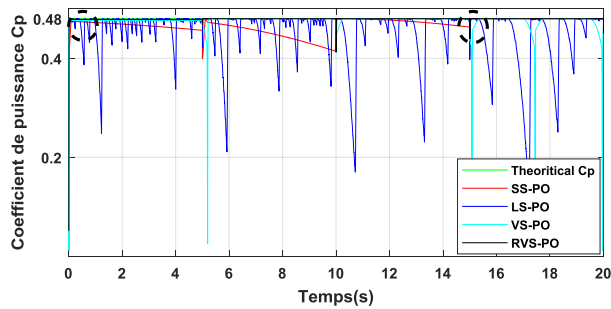
### III.6.1. Résultats d'algorithme à " perturbation et observation Variable " RVS-P&O

- La figure.III.14 illustre les résultats côté machine de quatre algorithmes - SS-P&O, LS-P&O, VS-P&O et RVS-P&O - sous des variations graduelles de la vitesse du vent. Ceci afin de bien évaluer les performances transitoires et en régime permanent de la RVS-P&O, comme le montre la figure III.14a. Comme on peut l'observer, la vitesse du vent prédite sur la base du profil de changement graduel a été utilisée pour analyser les algorithmes P&O proposés, dans lesquels la vitesse du vent a été modifiée de 6,6 m/s, 7,5 m/s, 9,5 m/s, 11,4 m/s et 10 m/s toutes les 5 s d'échantillons. Les résultats obtenus ont été comparés avec la méthode standard (FS-P&O) et VS-P&O. Les critères les plus importants pour vérifier l'efficacité de la technique proposée étaient les valeurs optimales de  $C_p$  et  $\lambda$ . Comme le montre la figure.III.14b, l'algorithme proposé (RVS-P&O) a suivi la valeur idéale de  $C_p$  plus rapidement que les techniques SS-P&O, LS-P&O et VS-P&O, où le temps d'établissement de 5 % de 7,94 ms était comparé à 161,7 ms, 84,1 ms et 222,4 ms pour les techniques SS-P&O, LS-P&O et VS-P&O, respectivement. Dans la réponse transitoire, lors d'une variation abrupte de la vitesse du vent (9,5 m/s à 11,4 m/s) à 15 s, les algorithmes SS-P&O et LS-P&O ont montré de grandes oscillations autour de la MPP, avec des temps de stabilisation de 1,5 s et 0,55 s, respectivement. Parallèlement, l'algorithme RVS-P&O présentait un temps de stabilisation intéressant de 0,2 s par rapport à l'algorithme VS-P&O, qui présentait un temps de 0,37 s, comme le montre la partie agrandie de la figure.III.14b.
- Le rapport de vitesse de pointe a été maintenu à la valeur la plus optimale (8,1) avec tous les algorithmes concurrents, comme le montre la figure.III.14c. Néanmoins, le RVS-PO a préservé efficacement le fonctionnement avec un TSR optimal et l'a suivi avec un temps de stabilisation plus faible et sans aucun dépassement par rapport aux autres algorithmes pendant le changement de vent rapide. À 15 s, les valeurs de dépassement de SS-P&O, LS-P&O et VS-P&O étaient respectivement de 8,939, 8,697 et 8,104. Cependant, la technique RVS-P&O a fourni une meilleure performance de rapidité de 8,101, comme le montre la section zoom de la figure.III.14c.
- Parallèlement, le temps d'établissement de la vitesse du rotor était d'environ 9,7 ms lors de l'utilisation de l'algorithme RVS-P&O, par rapport aux algorithmes SS-P&O, LS-P&O et VS-P&O, dont les temps étaient respectivement de 689,2, 330,4 et 310,2 ms, comme on peut le voir dans la section agrandie de la Figure.III.14d. De plus, il est clair que les algorithmes RVS-P&O et VS-P&O n'avaient pas de dépassement remarquable sur le suivi de la vitesse du rotor par rapport aux algorithmes SS-P&O et LS-P&O.

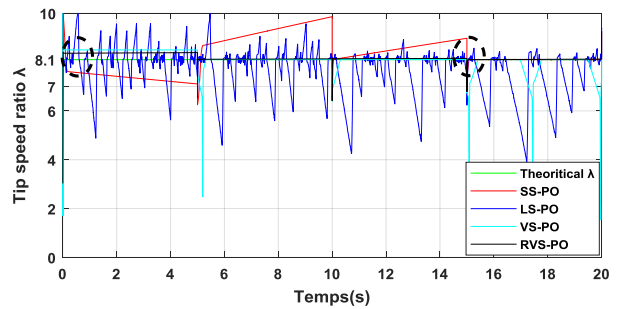
- La figure.III.14e représente la puissance mécanique au moyen des algorithmes concurrents afin de vérifier la qualité des performances d'extraction de puissance optimale. Les oscillations de puissance des deux algorithmes, VS-P&O et LS-P&O, en régime permanent étaient plus faibles autour de la MPP extraite. Parallèlement, le RVS-P&O proposé n'a pas montré d'oscillations de puissance pour les variations rapides de la vitesse du vent. Simultanément, l'algorithme RVS-P&O a mis moins de temps que les algorithmes SS-P&O, LS-P&O et VS-P&O pour atteindre le nouveau MPP lors de fluctuations rapides de la vitesse du vent. Par exemple, lors d'une variation brusque de 9,5 m/s à 11,4 m/s à 15s, l'algorithme RVS-P&O n'a eu besoin que de 0,1 s, ce qui est mieux que le temps nécessaire aux autres algorithmes (SS-P&O = 0,7 s, LS-P&O = 0,15 s et VS-P&O = 0,3 s), comme le montre la partie zoom.



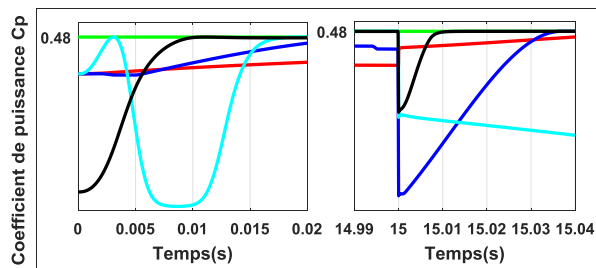
(a) Profil de la vitesse du vent



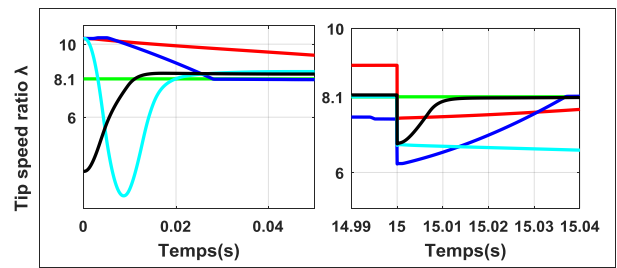
(b) Coefficient de puissance



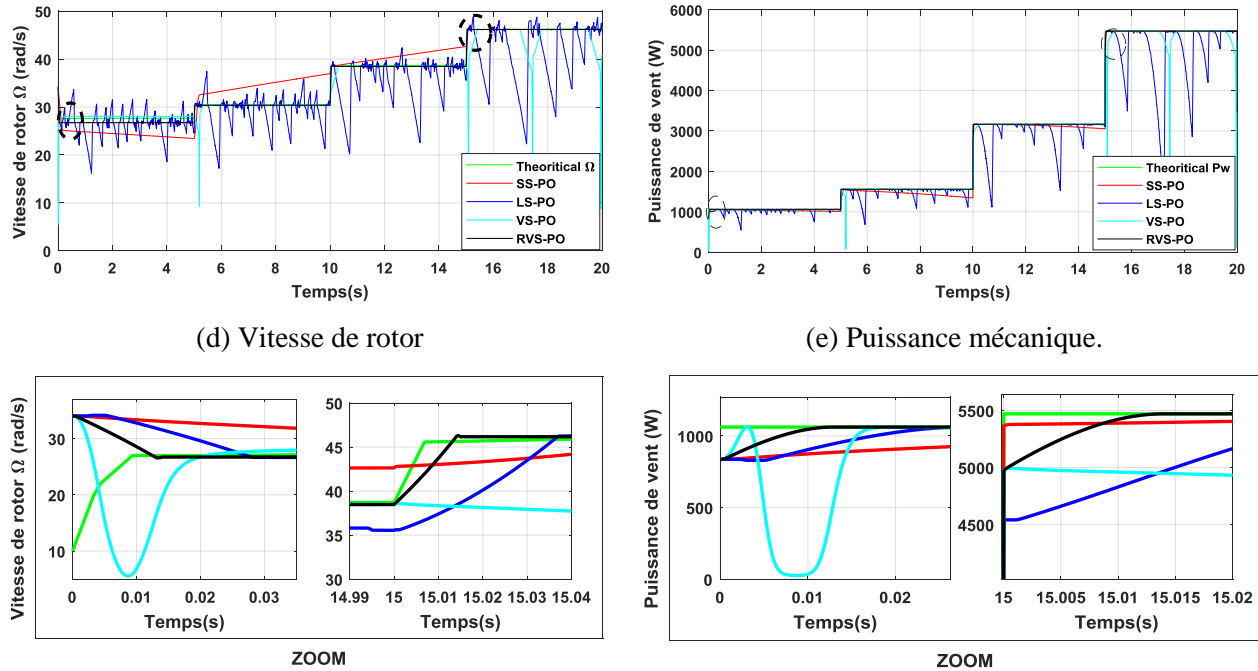
(c) TSR



ZOOM



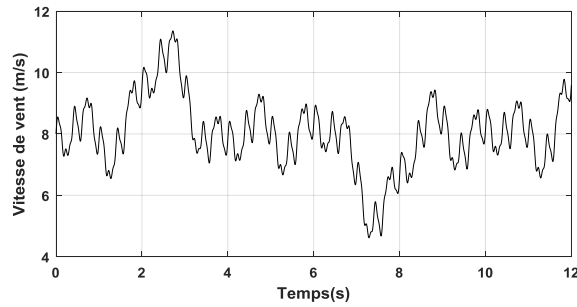
ZOOM



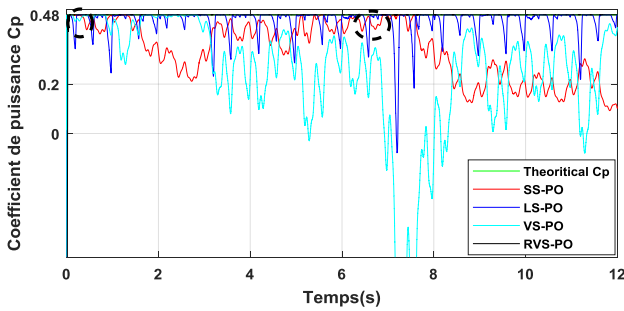
**Figure III.14.** Résultats côté machine sous des variations graduelles de la vitesse du vent.

- La Figure.III.15 montre les résultats côté machine des algorithmes en compétition sous des fluctuations variables de la vitesse du vent. Afin de vérifier les performances de l'algorithme RVS-P&O proposé dans des conditions environnementales variables, le système a été simulé avec une vitesse de vent d'une valeur moyenne de 9 m/s, comme le montre la Figure.III.15a. L'algorithme RVS-P&O proposé a atteint le coefficient de puissance optimal ( $C_p = 0,48$ ) plus rapidement que les algorithmes SS-P&O, LS-P&O et VS-P&O, comme le montre la partie agrandie de la Figure.III.15b. On peut observer que les algorithmes SS-P&O, LS-P&O et VS-P&O ne sont pas en mesure de suivre efficacement le MPP dans ces conditions de fonctionnement rapide. En outre, ils ont pris plus de temps pour suivre la MPP en raison du problème de mauvaise orientation de la perturbation. En revanche, l'algorithme RVS-P&O proposé a maintenu efficacement le  $C_p$  optimal, avec une valeur moyenne de 0,4770 pendant la variation de 10 s de la vitesse du vent. On peut mentionner que les valeurs moyennes de  $C_p$  indiquées par les algorithmes SS-P&O, LS-P&O et VS-P&O étaient respectivement de 0,4710, 0,4690 et 0,4616. Les quatre algorithmes ont préservé la valeur optimale du TSR, comme le montre la Figure.III.15c. Cependant, RVS-P&O n'a pas présenté de dépassement par rapport aux autres algorithmes, qui en ont présenté un relativement important. Les résultats du suivi de la vitesse du rotor sont illustrés à la Figure.III.15d. Il est remarquable que le RVS-P&O soit capable de réguler rapidement la vitesse du générateur dans des conditions de

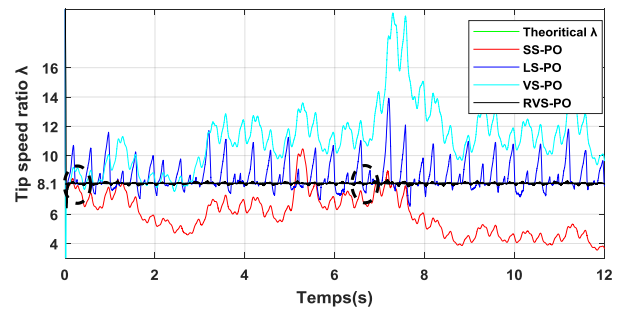
variation rapide, avec de très petites ondulations par rapport au SS-P&O, au LS-P&O et au VS-P&O. Un suivi efficace de la vitesse a augmenté de manière significative la qualité de l'extraction de puissance, puisque la puissance extraite pendant 10 s dans les mêmes conditions a été estimée à  $2,0097 \times 10^3$  W pour RVS-P&O, alors qu'elle était de  $1,9935 \times 10^3$ ,  $1,9679 \times 10^3$  et  $1,8868 \times 10^3$  pour SS-P&O, LS-P&O et VS-P&O, respectivement dans la Figure.III.15e.



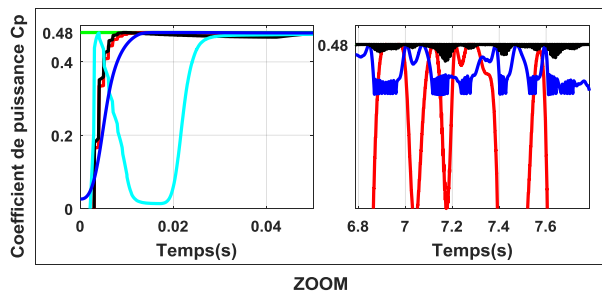
(a) Profil de la vitesse du vent



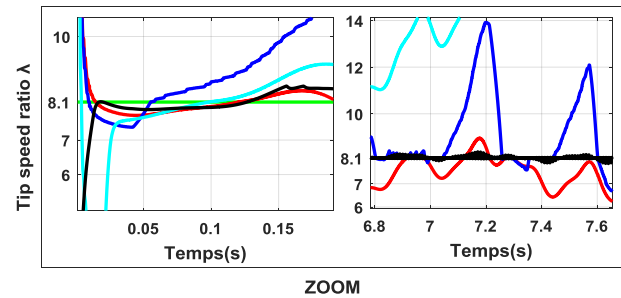
(b) Coefficient de puissance



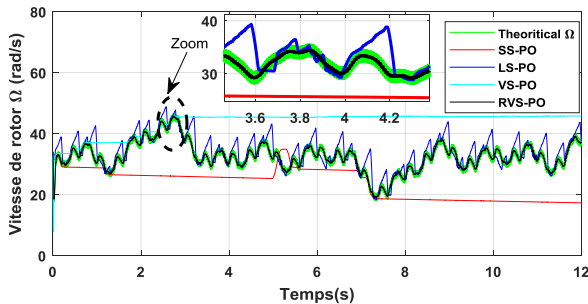
(c) TSR



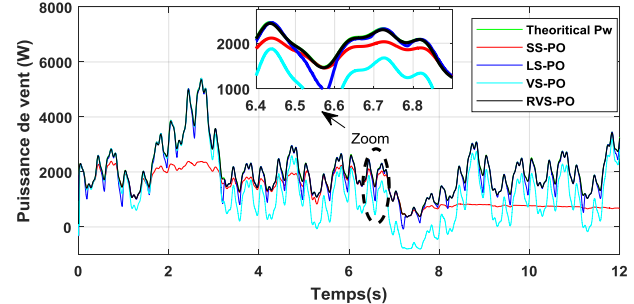
ZOOM



ZOOM



(d) Vitesse de rotor



(e) Puissance mécanique.

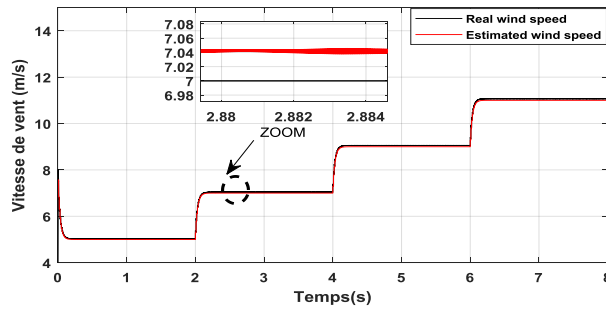
**Figure III.15.** Résultats côté machine sous des Fluctuations variables de la vitesse du vent

### III.6.2. Résultats d'algorithme " perturbation et observation hybride " HP&O

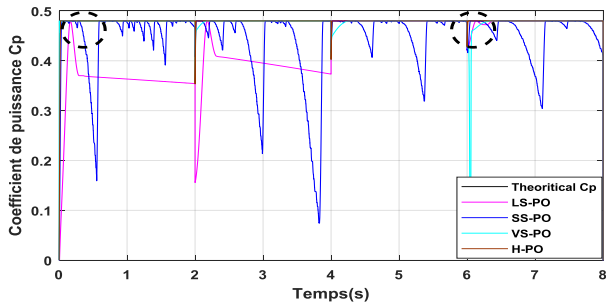
Les résultats des approches concurrentes lors d'un changement progressif de la vitesse du vent sont présentés à la Figure III.16. Sur la Figure.III.16a, la vitesse du vent est modifiée de 5 m/sec, 7 m/sec, 9 m/sec et 11 m/sec par 2 secondes d'échantillonnage. En effet, la valeur prédite de la vitesse du vent a été affichée et contrastée avec le profil réel de la vitesse du vent. Ce profil de vitesse du vent permet d'analyser les performances transitoires et statiques des algorithmes concurrents, notamment le temps d'établissement et le sous-dépassement.

- Comme le montre la Figure III.16b, la H-P&O proposée suit le  $C_p$  idéal plus rapidement que les autres stratégies. Le temps d'établissement est de 0,0039 s comparé aux valeurs de 0,200, 0,032, 0,020, 0,018 et 0,381 des méthodes LS-P&O, SS-P&O, VS-P&O et RVS-P&O, consécutivement. Lorsque la vitesse du vent passe brusquement de 9 m/sec à 11 m/sec à 6 sec dans la réponse transitoire, LS-P&O, SS-P&O et VS-P&O affichent d'énormes oscillations qui sont continues et successives autour du MPP, la Figure.III.16b partie zoom révèle un temps de stabilisation intrigant et pratiquement pour H-P&O et fournit une valeur de dépassement inférieure (0,243) avec des changements de vent rapides et sans dépassement.
- Avec tous les algorithmes concurrents, comme le montre la Figure.III.16c, le rapport de vitesse de pointe est maintenu à son niveau le plus idéal (8,100). Contrairement aux autres algorithmes, H-P&O maintient avec succès le fonctionnement avec un TSR optimal et le suit avec un temps d'établissement, un temps de montée et un dépassement minimal en cas de changements rapides du vent. Sans aucun dépassement pour H-P&O, les pourcentages de dépassement pour LS-P&O, SS-P&O et VS-P&O sont de 0,332, 0,280, 0,012, consécutivement.
- La technologie H-P&O offre une plus grande rapidité, comme le montre son temps d'établissement de 0,021 sec et sans temps de montée. Comme on peut l'observer sur la partie agrandie de la Figure.III.16d, le temps de stabilisation de la vitesse du rotor (en secondes) est d'environ 0,012 avec la méthode RVS-P&O, contre 0,161, 0,036 et 0,025 avec les méthodes LS-P&O, SS-P&O et VS-P&O successivement.
- La Figure.III.16e montre la tendance de la puissance mécanique pour confirmer la qualité des meilleures performances d'extraction de puissance. Autour de la MPP extraite, les oscillations de puissance de LS-P&O, SS-P&O et VS-P&O sont dans un état continu appréciable. Le H-P&O suggéré, cependant, ne présente aucune fluctuation de puissance avec des changements rapides de la vitesse du vent. De plus, malgré les variations rapides

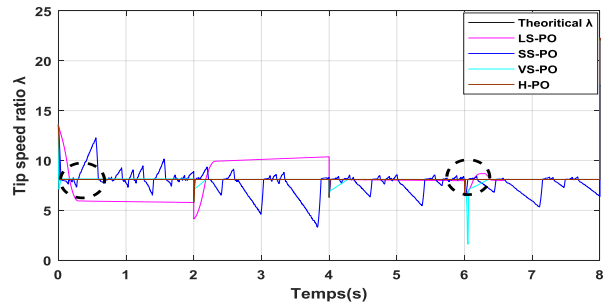
de la vitesse du vent, l'algorithme H-P&O atteint le nouveau MPP plus rapidement que les autres algorithmes. Par exemple, H-P&O n'a besoin que de 0,014 sec, soit moins que les autres algorithmes, pour stabiliser le système à pleine puissance lors d'un changement rapide de 9 m/sec à 11 m/sec à 6 sec.



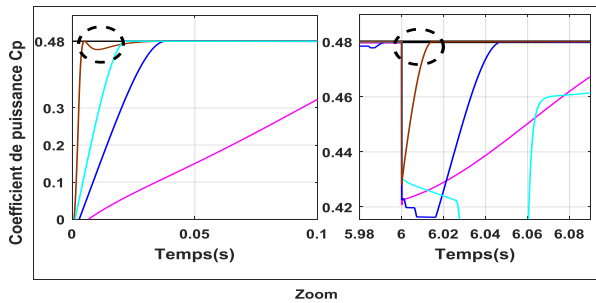
(a) Profil de la vitesse du vent



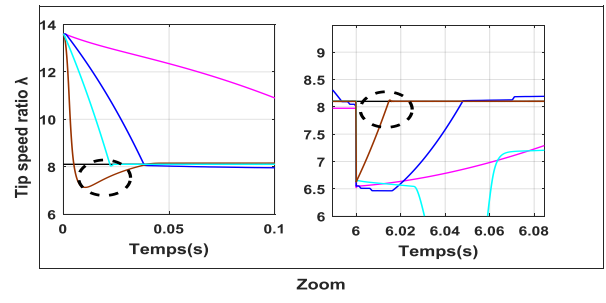
(b) Coefficient de puissance



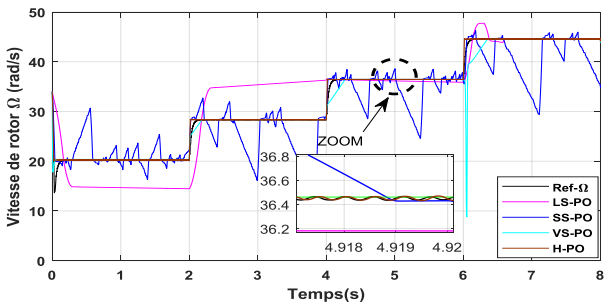
(c) TSR



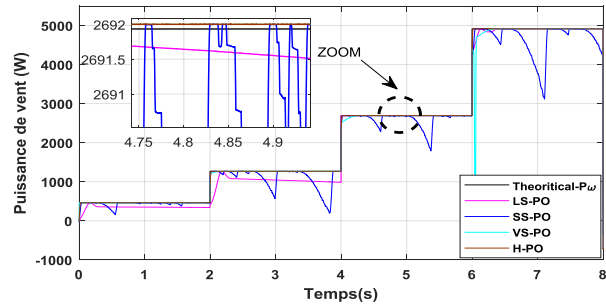
Zoom



Zoom



(d) Vitesse de rotor

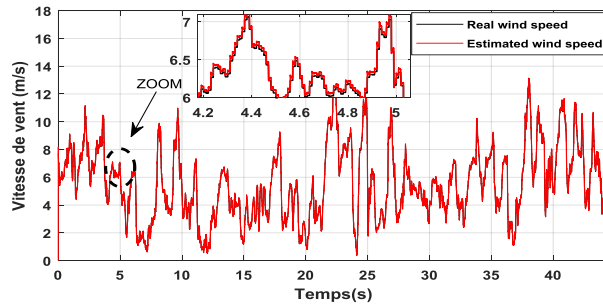


(e) Puissance mécanique.

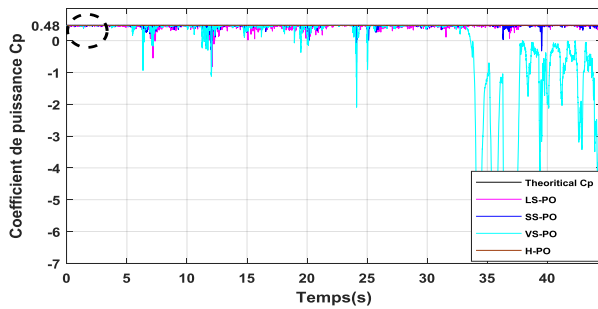
**Figure III.16.** Résultats côté machine sous des variations graduelles de la vitesse du vent.



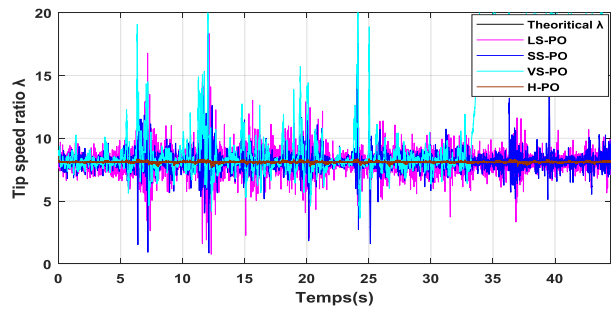
- La Figure.III.17a montre sans équivoque à quel point la vitesse du vent projetée reflète la vitesse réelle du vent. La section zoomée de la Figure.III.17b montre que l'algorithme HP&O atteint le coefficient de puissance idéal (0,48) plus rapidement que les autres algorithmes. Il est clair que dans ces conditions de travail exigeantes, tous les algorithmes concurrents sont incapables de surveiller efficacement la MPP. De plus, le problème de mauvaise orientation des perturbations rend plus difficile la surveillance de la MPP. Le HP&O proposé, en comparaison, maintient efficacement le  $C_p$  idéal pendant les 100 secondes de variation de la vitesse du vent, avec une valeur moyenne de 0,4789.
- La valeur TSR idéale préservée par H-P&O est illustrée sur la Figure.III.17c. Comparé aux trois approches (LS-P&O, SS-P&O et VS-P&O) qui ont des valeurs moyennes de 7,334, 8,146 et 9,513, consécutivement, H-P&O ne présente aucun dépassement. Avec une valeur moyenne de 8,090, il maintient effectivement la valeur TSR optimale. La Figure.III.17d présente les résultats du suivi de la vitesse du rotor. Il est à noter que la méthode H-P&O, contrairement aux autres méthodes, peut ajuster rapidement la vitesse du générateur dans des situations de fluctuation rapide avec des ondulations extrêmement petites. En termes de convergence, l'approche proposée surpasse les algorithmes concurrents en suivant la référence rapidement et avec moins d'erreur de vitesse. La puissance extraite pendant 8 secondes, dans les mêmes circonstances, est estimée (W) par 2647.600 pour H-P&O alors qu'elle est de 2489.6, 2634, et 2396.7 pour LS-P&O, SS-P&O, et VS-P&O successivement.
- La précision du suivi (%) avec H-P&O est de 98,350 ; en revanche, LS-P&O (84,030), SS-P&O (92,830) et VS-P&O (90,520) indiquent une précision réduite. La Figure.III.17e illustre la qualité de l'efficacité des algorithmes pour la surveillance du MPP pendant les changements aléatoires de la vitesse du vent. En outre, des oscillations perturbatrices qui ont un impact sur la qualité de l'énergie peuvent être observées dans les formes d'onde de l'énergie mécanique en utilisant les méthodes basées sur les P&O, avec une ondulation de puissance prédite (%) de 06,590 au moyen de RVS-P&O ; cependant, elle est de 14,410, 12,690 et 16,510 pour l'utilisation consécutive de LS-P&O, SS-P&O et VS-P&O.



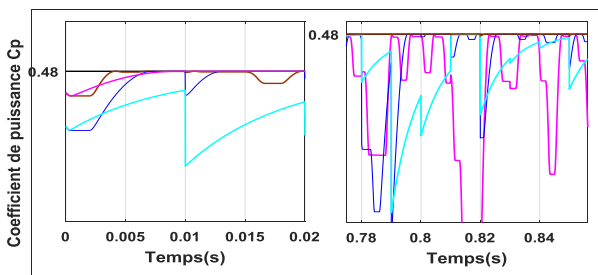
(a) Profil de la vitesse du vent



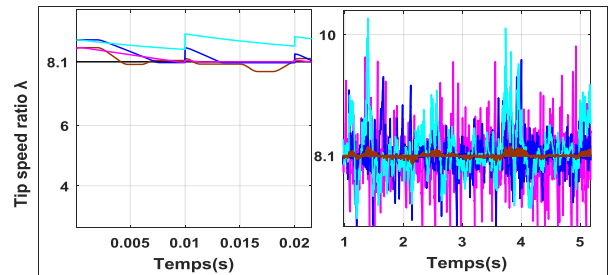
(b) Coefficient de puissance



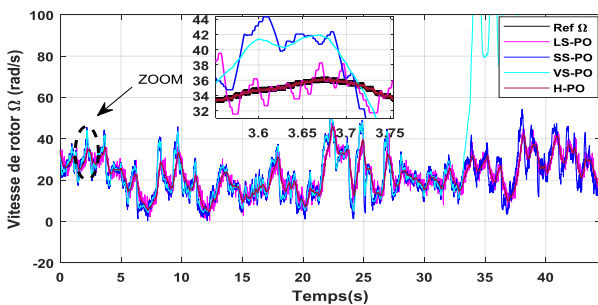
(c) TSR



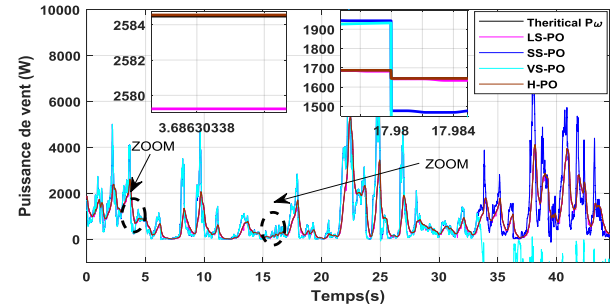
Zoom



Zoom



(d) Vitesse de rotor



(e) Puissance mécanique.

**Figure III.17.** Résultats côté machine sous des variations graduelles de la vitesse du vent.

### III.6.3. Algorithme d'estimation de la vitesse du vent

Le vent est considéré comme le moteur primaire dans le WECS, convertissant l'énergie cinétique en puissance mécanique avant de se développer en énergie électrique. La vitesse effective du vent qui apparaît sur les pales doit donc être mesurée avec précision à l'aide d'un anémomètre.

Cependant, l'ajout d'un anémomètre rend la configuration WECS plus coûteuse à mettre en place et à entretenir, et rend également le système moins fiable.

Les algorithmes d'estimation du vent sont utilisés pour estimer la vitesse effective du vent sans aucun capteur mécanique, car une mesure erronée de la vitesse du vent conduit à une valeur erronée de la vitesse de référence à imposer au générateur et donc à une dégradation de la puissance extraite. Pour cette raison, nous proposons ici un algorithme basé sur un ANN qui permet d'estimer la vitesse du vent à partir de la puissance mécanique et de la vitesse de rotation de l'éolienne comme le montre la Figure.III.18.

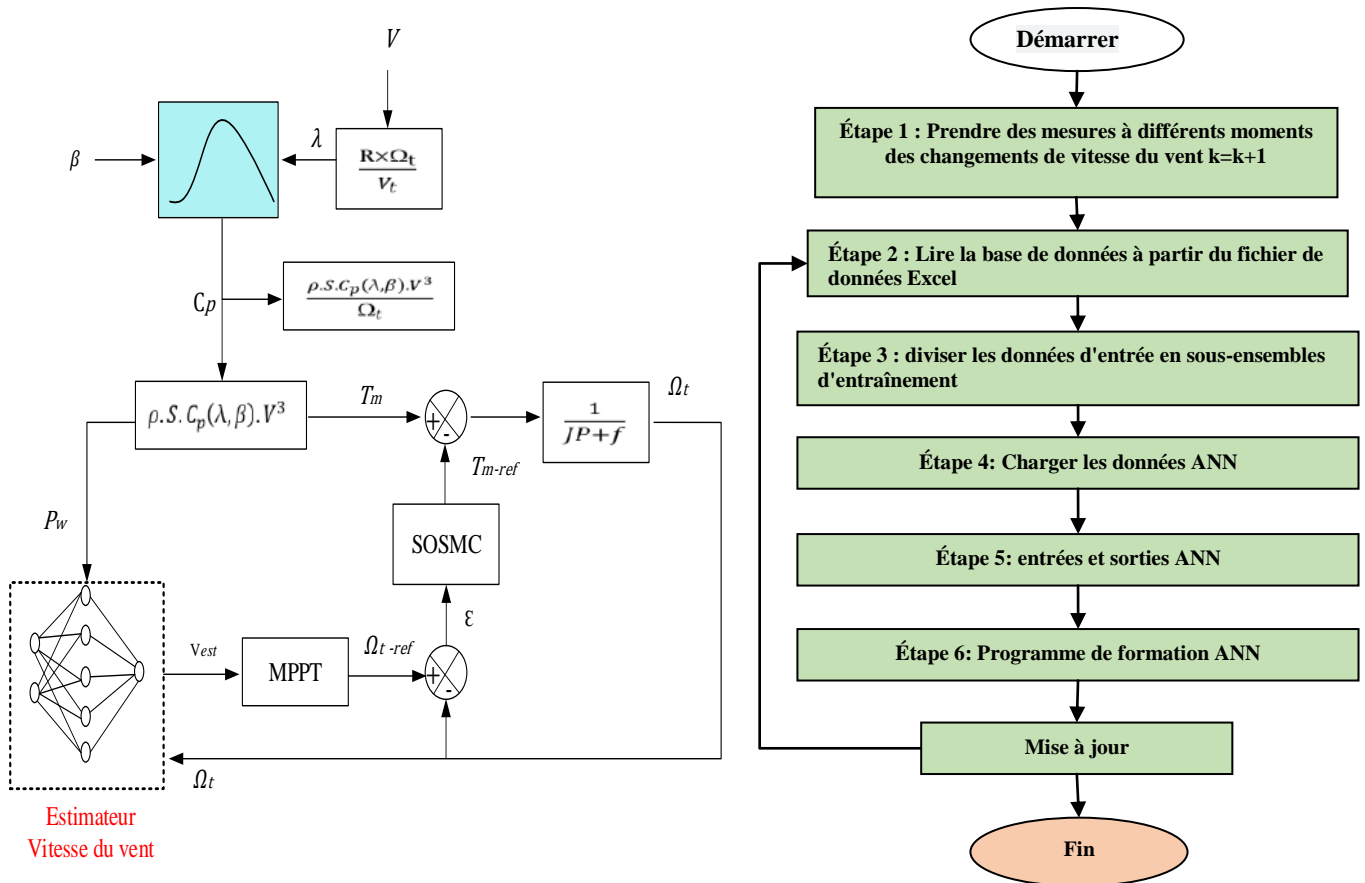
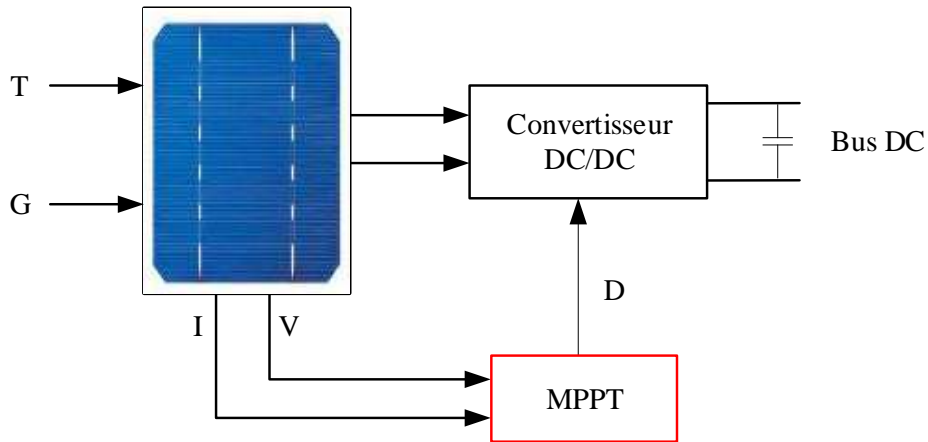


Figure III.18. Schéma de principe de l'estimation de la vitesse du vent de la turbine.

### III.7. Algorithmes de maximisation de la puissance extraite pour les systèmes photovoltaïque

Dans diverses applications électriques, les cellules photovoltaïques sont utilisées pour produire de l'électricité. Un MPPT (Maximum Power Point Tracking) est utilisé pour contrôler le convertisseur (DC/DC) afin d'obtenir la plus grande puissance possible du panneau solaire (Figure III.19) [III.55]. Une commande MPPT, associée à une étape d'adaptation intermédiaire, permet par définition de commander un générateur photovoltaïque de manière à produire constamment la plus

grande quantité d'énergie. Ainsi, la commande de hacheur règle le système sur son point de fonctionnement le plus élevé (VPPM, IPPM). , quelles que soient les conditions climatiques.



**Figure III.19.** Conversion d'énergie solaire comprenant une commande MPPT en utilisant le convertisseur DC-DC.

### III.8. Classification des technique MPPT pour PV

Les méthodes MPPT peuvent être classées sous différents noms. Il existe différentes approches dans ces classifications telles que les caractéristiques de l'algorithme et de la méthode de suivi. En général, elles sont divisées en classes telles que les méthodes indirectes, directes, soft computing, ou conventionnelles, intelligentes, selon la méthode d'application [III.56, III. 57, III.58]. Les algorithmes MPPT peuvent être classés dans des catégories telles que les paramètres constants, la mesure et la comparaison, le calcul mathématique, l'essai et l'erreur, et l'intelligence selon la méthode de poursuite [III.59].

Dans les méthodes indirectes, le MPP est calculé avec des hypothèses simples sans mesurer la puissance du PV. Dans les méthodes directes, les paramètres tels que la puissance, la tension et le courant du PV sont mesurés à l'aide de capteurs, et le MPP est déterminé en traitant ces valeurs mesurées. La classification la plus utilisée consiste à diviser les algorithmes MPPT en trois classes : conventionnels, intelligents et hybrides. Dans ce travail, les algorithmes MPPT sont examinés en fonction de cette classification.

#### III.8.1. Techniques de la MPPT classique

MPPT classique [III.60, III.61] est l'ensemble des techniques comprennent la tension constante (CV), la conductance incrémentale (InC), la tension en circuit ouvert (OCV), le courant de court-circuit (SCC), la montée en puissance (HC), la perturbation et l'observation (P&O), la

P&O améliorée, la tension de référence adaptative (ARV), le contrôle de corrélation des ondulations (RCC) et la méthode des tables de consultation.

Ces techniques sont faciles à mettre en œuvre en raison de leur faible complexité algorithmique. Elles sont plus efficaces dans des conditions d'irradiation uniforme car le PV ne génère qu'un seul MPP dans ces conditions. Néanmoins, ces algorithmes présentent des oscillations rapides autour du MPP, ce qui entraîne une perte de puissance. De plus, ces stratégies classiques négligent surtout l'effet des conditions d'ombrage partiel, ce qui empêche de suivre le véritable MPP.

#### *III.8.1.1. Algorithmes MPPT-P&O*

Cette stratégie est l'une des moins complexes, qui a été envisagée par plusieurs scientifiques [III.61]. Dans cette procédure, la tension de la matrice PV est perturbée et l'ajustement de sa puissance de sortie est noté. A chaque cycle, la tension et le courant du PV sont mesurés par le contrôleur et la puissance réelle du PV est calculée en observant les variations de la puissance [III.62].

Cette situation est récapitulée jusqu'à ce que le MPP soit atteint. La MPP est atteinte lorsque les variations de la puissance par rapport aux variations de la tension sont nulles ( $dP/dV = 0$ ). L'organigramme essentiel du calcul de la P&O est présenté à la figure.III.20 [III.63]. La figure montre que l'algorithme commence par obtenir la valeur actuelle de  $V$  et  $I$  à  $V(k)$  et  $I(k)$  et la puissance à  $P(k)$ . L'algorithme perturbe la tension de fonctionnement,  $V$ , à chaque cycle MPPT par rapport à la tension de référence  $V_{ref}$ . La tension de fonctionnement,  $V$ , oscille jusqu'à ce que le MPP soit atteint pour fournir la tension de fonctionnement idéale  $V_{MPP}$ . Le point central le plus important de cette technique est que les informations sur les qualités des cellules solaires ne sont pas nécessaires et qu'elle peut être connectée à n'importe quel système PV. Néanmoins, cette technique présente quelques inconvénients, comme le détaillent [III.64].

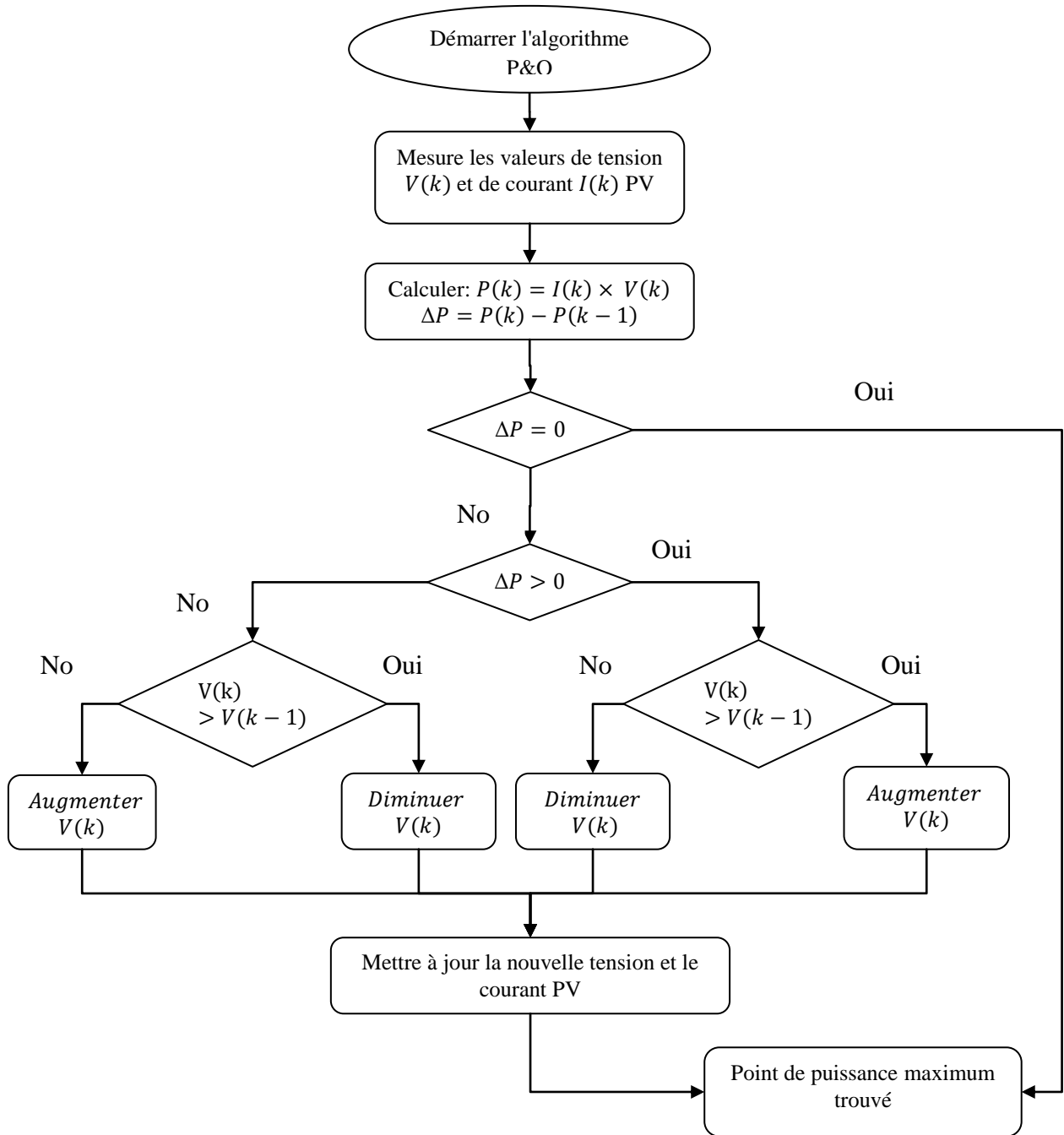


Figure.III.20. Organigramme de l'algorithme P&O conventionnel.

### III.8.2. Techniques Intelligentes à MPPT

Les techniques basées sur l'intelligence [III.65, III.66] comprennent le contrôle par logique floue (FLC), le réseau neuronal artificiel (ANN), le contrôle par mode glissant (SMC), le MPPT basé sur les séries de Fibonacci et le MPPT basé sur l'approche Gauss-Newton. Ces techniques sont destinées à des conditions météorologiques dynamiques changeantes avec une très grande précision. Leurs efficacités de suivi, ainsi que leurs vitesses de suivi, sont très élevées.

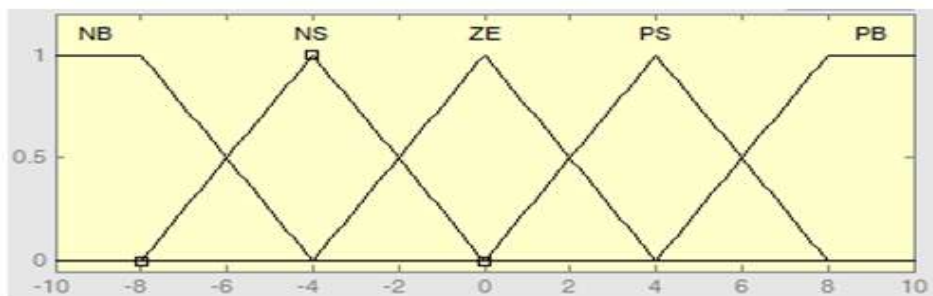
Ces méthodes souffrent également d'une énorme complexité des circuits de commande et d'un traitement important des données pour l'apprentissage préalable du système. FLC est une technique de poursuite, qui ne nécessite pas de connaissance du système pour la mise en œuvre du MPPT.

ANN est une technique de suivi plus rapide, mais elle nécessite une grande quantité de données (pour la formation) pour améliorer la précision du suivi. Il utilise l'irradiation dynamique et la température comme entrées et les stocke sous forme d'ensembles de données. Le SMC est une technologie avancée, bien que sa mise en œuvre soit plus facile avec des vitesses de suivi plus élevées. La méthode PSO est un algorithme de suivi plus rapide avec des oscillations en régime permanent réduites.

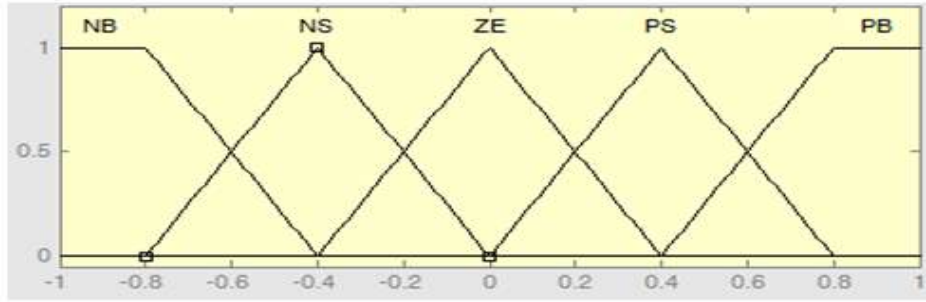
En outre, la mise en œuvre de ces techniques est plus facile avec l'aide de microcontrôleurs à faible coût. GWO peut rechercher le point optimal de travail plus rapidement comme un loup qui cherche continuellement sa proie. Ce GWO est la meilleure technique évolutionnaire avec l'indépendance de la connaissance du système.

### III.8.2.1. Commande MPPT à base de contrôleur flou

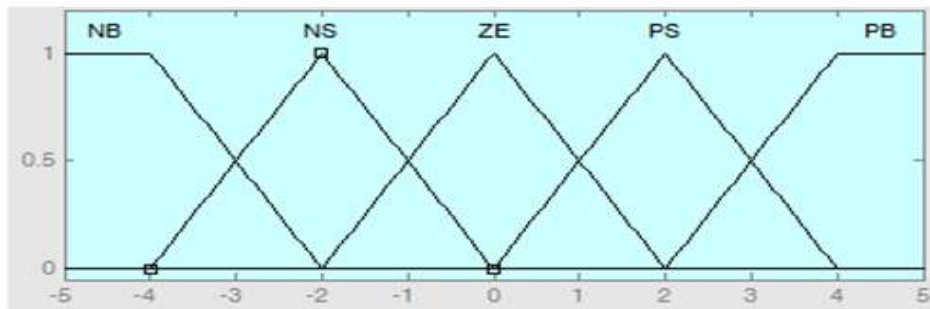
Nous avons choisi l'approche Mamdani FLC qui utilise la loi de combinaison floue de l'opération min – max et la défuzzification utilise le centre de gravité pour calculer la sortie de cette FLC. Les fonctions d'appartenance pour la variable sont illustrées à la figure III.21. avec cinq sous-ensembles flous, notés NB (grand négatif), N (négatif), ZE (zéro), P (positif) et PB (grand positif)[III.67].



a : Membership Functions of the first Input Variable



b : Membership Functions of the second Input Variable



c : Membership Functions of the second Input Variable

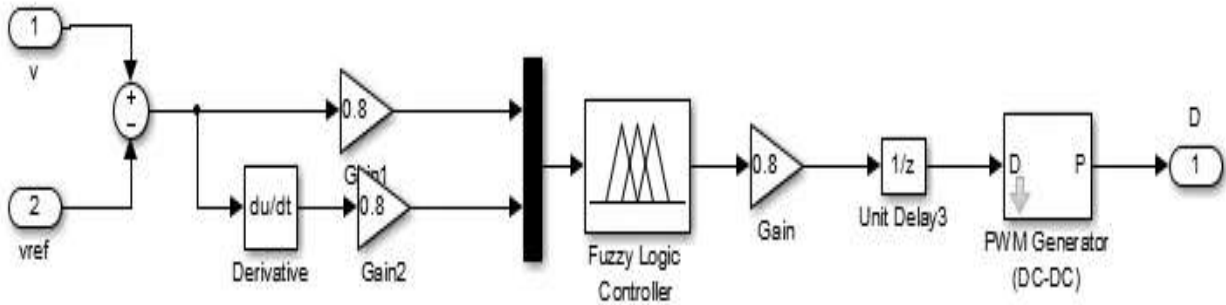
**Figure III.21.** Fonction d'appartenance pour l'entrée et la sortie d'un contrôleur MPPT flou.

Nous choisissons le contrôleur flou, l'entrée est l'erreur entre la tension de la sortie de panneau et la tension de référence Figure III.21, pour calculer le rapport cyclique, la défuzzification utilise le centre de gravité et l'inférence floue est effectuée à l'aide de la méthode de Mamdani, le Tableau III.5 montre les règles d'appartenance d'entrée et de sortie correspondantes avec  $E$   $\Delta E$  le dérivé de l'erreur.

**Tableau III.5.** Tableau des règles.

$E(k)$ \ $\Delta E(k)$	<i>NB</i>	<i>N</i>	<i>ZE</i>	<i>P</i>	<i>PN</i>
<i>NB</i>	<i>NB</i>	<i>NB</i>	<i>NB</i>	<i>N</i>	<i>ZE</i>
<i>N</i>	<i>NB</i>	<i>NB</i>	<i>N</i>	<i>ZE</i>	<i>P</i>
<i>ZE</i>	<i>NB</i>	<i>N</i>	<i>ZE</i>	<i>P</i>	<i>PB</i>
<i>P</i>	<i>N</i>	<i>ZE</i>	<i>P</i>	<i>PB</i>	<i>PB</i>
<i>PB</i>	<i>ZE</i>	<i>P</i>	<i>PB</i>	<i>PB</i>	<i>PB</i>





**Figure III.22.** Structure de la commande par l'utilisation d'un contrôleur flou (avec l'erreur entre la tension de référence et la tension de sortie)

### III.8.3. Techniques Hybrides à MPPT

Les techniques MPPT hybrides [III.68] sont la combinaison de MPPT classiques et de MPPT intelligents ou optimaux. Certaines techniques hybrides comprennent également la meilleure combinaison d'intelligence et d'optimisation. La méthodologie de suivi dans ce MPPT combiné se fait en deux étapes : estimation du MPP à la première étape et réglage fin de ce MPP en utilisant des méthodologies avancées à la deuxième étape. Tout d'abord, les méthodes classiques ou conventionnelles sont utilisées pour localiser le MPP sur la courbe P-V. Cette étape consiste à rendre le point de consigne proche du MPP.

Dans un deuxième temps, le point de consigne est amené à atteindre la MPP réelle en utilisant des techniques avancées. Les méthodologies hybrides élaborées dans ce document incluent FPSO, ANFIS, GWO-P&O, LF-P&O, et HC-ANFIS.

### III.9. Simulation d'un système photovoltaïque

- Pour appliquer les techniques MPPT (P&O, MG, VP&O, LF-P&O) précédentes et étudier la faisabilité de leur efficacité, nous avons utilisé le système présenté dans la figure III.23, se compose d'un module PV, d'une unité de contrôle MPPT et un hacheur du type boost.

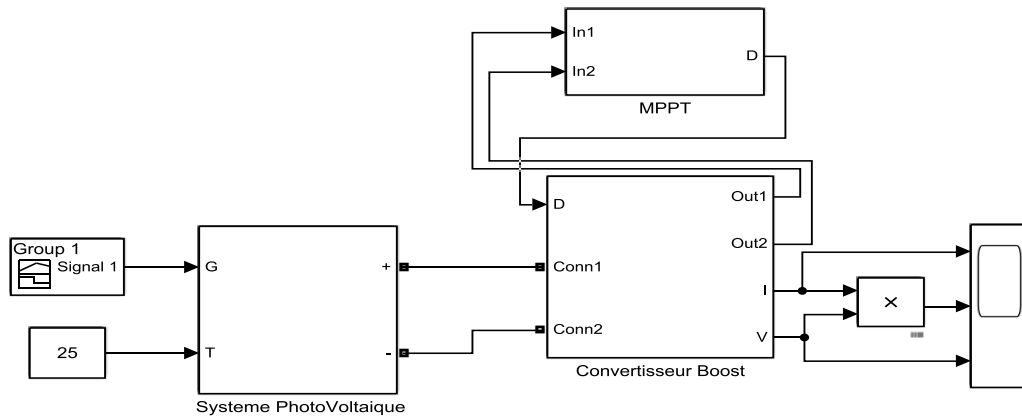


Figure III.23. Structure de simulation système photovoltaïque.

- Dans ce test, fonctionnement des algorithmes MPPT sous des conditions stables (la température  $T=25^{\circ}\text{C}$  et l'ensoleillement  $1000\text{W}/\text{m}^2$ ).

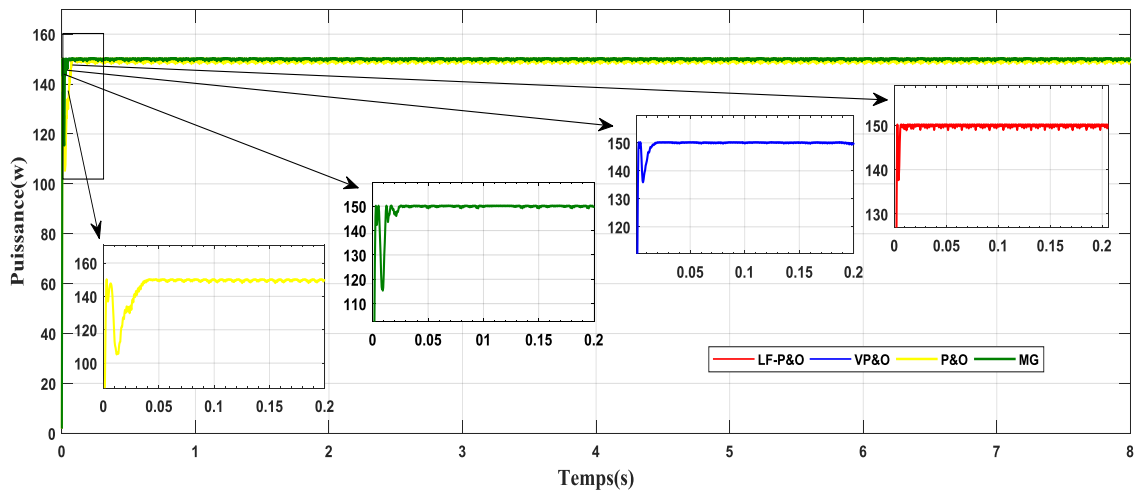


Figure III.24. Courbes des puissances sous conditions climatique constantes.

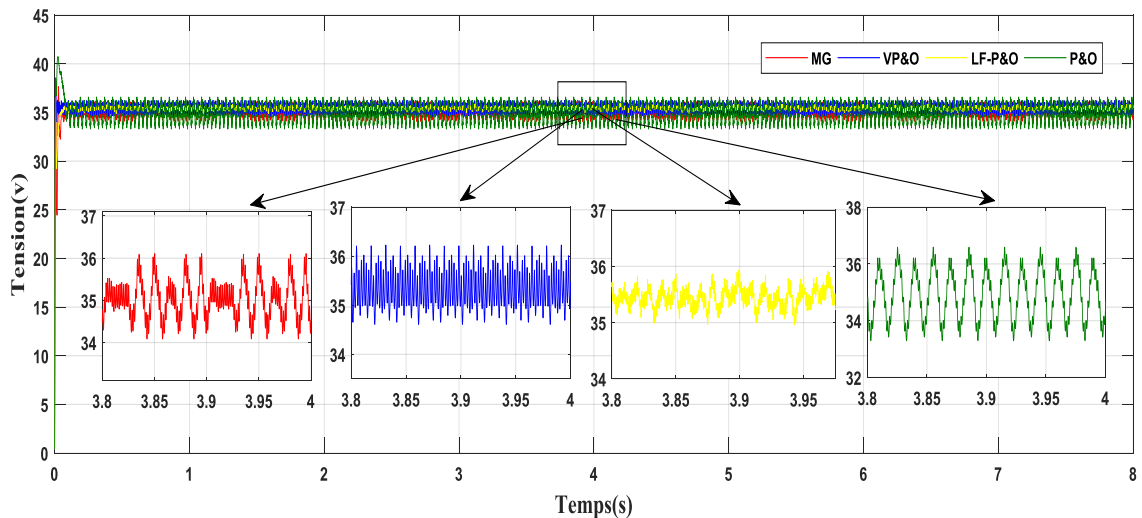
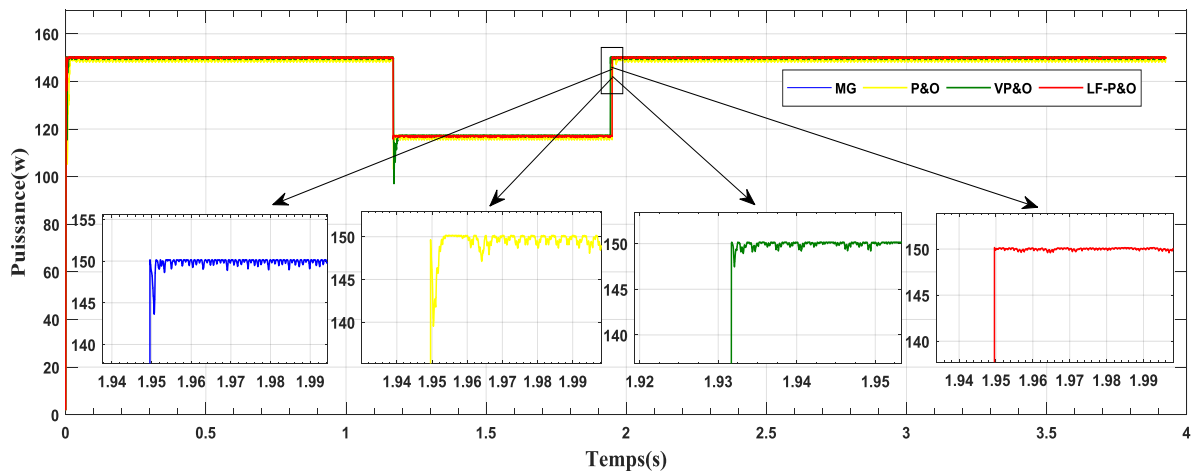


Figure III.25. Courbes des tensions sous conditions climatique constantes.

- D'après les résultats de la simulation et basé sur les figures (III.24, III.25), nous constatons que le système photovoltaïque produit le maximum de la puissance et la tension quelque soient les conditions climatique avec les quatre stratégies appliqués P&O, mode glissante (MG), Variable P&O et logique floue (LF-P&O). Toutefois, les algorithmes P&O et MG se produisent des fluctuations autour de la valeur optimale, l'oscillation autour du MPP peut être minimisée en réduisant la taille de l'étape de perturbation D, ou utilisez une taille de pas variable. Les techniques Variable P&O et logique floue P&O ont des performances dynamiques supérieures. Elles fonctionnent au point optimal sans oscillations. Cependant, nous pouvons déduire que la méthode floue (LF-P&O) présente moins d'oscillations que la méthode VP&O.
- Dans ce test, fonctionnement des algorithmes MPPT sous des conditions variable (la température  $T=25^{\circ}\text{C}$  et l'ensoleillement 1000, 800, 1000W/m<sup>2</sup>).



**Figure III.26.** Courbes des puissances sous conditions climatique variables.

- Dans le Tableau III.6, les performances de quatre stratégies MPPT sont comparées en le dépassement, oscillation et le temps de réponse. L'algorithme hybride proposé montre une amélioration significative comme le montre la Figure III.26. Il est nécessaire de s'appuyer sur des métriques de performances dynamiques (dépassement et fluctuation) qui peuvent être utilisées comme critères de comparaison afin d'évaluer et d'ajuster chaque algorithme en fonction de l'application et de conserver la puissance de sortie.

**Tableau III.6.** Comparaison de performance des méthodes MPPT.

	P&O	MG	VP&O	LF-P&O
<b>Dépassement</b>	10.2 w	6.4 w	2.3 w	0.18 w
<b>Oscillation</b>	0.03w	0.015w	0.01w	0.001w
<b>Temps de réponse</b>	0.1s	0.07s	0.006s	0.0004s

### III.10. Conclusion

Au cours de ce chapitre, le contrôle des différents composants du système hybride autonome ont été présentés. Afin d'obtenir le comportement le meilleur et le plus avantageux, et d'améliorer l'efficacité des sources d'ER (PV et éolien), nous avons adopté les algorithmes MPPT.

- ✓ Pour optimiser l'énergie produite par le système éolien trois algorithmes MPPT sont développés, à savoir : Perturbation et Observation, Perturbation & Observation Modifiée, et la Logique Floue Adaptée. En outre, un estimateur intelligence de la vitesse du vent ANN a été proposé et validé dans des conditions de fonctionnement variables de la vitesse du vent afin de surmonter les lacunes des algorithmes MPPT conventionnels existants, en particulier les algorithmes CP&O et MP&O qui sont très utilisés dans les applications industrielles actuelles.
- ✓ Pour ce qui est du système photovoltaïque, sont appliqués les algorithmes MPPT (P&O, MG, VP&O et LF-P&O). La méthode hybride (LF-P&O) s'est révélée être une excellente solution parmi les approches MPPT du système PV étudiées en termes de meilleure de suivi d'énergie maximal, de tension fluctuations réduite et plus faible en régime permanent, de performances transitoires meilleures élevées.

En outre, VP&O, pourrait être une alternative pour des performances de haute qualité pour les techniques MPPT.

La deuxième partie présente le contrôle de la vitesse à une valeur de référence. En fonction du contrôleur à logique floue pour obtenir des performances efficaces avec un système de conversion d'énergie éolienne à vitesse variable. L'efficacité et la faisabilité du mécanisme de contrôle proposé ont été vérifiées par les réponses transitoires et dynamiques du système avec contrôleur flou par adaptatif qui sont mieux amorties, plus rapides et présentent des variations plus faibles que le contrôle PI. Par conséquent, on prévoit que l'algorithme adaptatif suggéré sera performant dans une variété de systèmes d'énergie renouvelable, d'applications de systèmes de puissance et de réseaux intelligents.

Les résultats ont été validés à l'aide de l'environnement MATLAB, qui a montré un haut niveau d'efficacité énergétique et de fiabilité.

### III.11. Références Bibliographiques

- [III.1] Mohapatra, A.; Nayak, B.; Das, P.; Mohanty, K.B. A review on MPPT techniques of PV system under partial shading condition. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2017, 80, 854–867. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.083>.
- [III.2] Kumar, D.; Chatterjee, K. A review of conventional and advanced MPPT algorithms for wind energy systems. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2016, 55, 957–970. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.013>.
- [III.3] Karami, N.; Moubayed, N.; Outbib, R. General review and classification of different MPPT Techniques. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2017, 68, 1–18. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.132>.
- [III.4] Eltamaly, A.; Farh, H.M. Maximum power extraction from wind energy system based on fuzzy logic control. *Electr. Power Syst. Res.* 2013, 97, 144–150. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2013.01.001>.
- [III.5] Tripathi, S.M.; Tiwari, A.N.; Singh, D. Grid-integrated permanent magnet synchronous generator-based wind energy conversion systems: A technology review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2015, 51, 1288–1305. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.06.060>.
- [III.6] Castelló, J.; Espí, J.M.; García-Gil, R. Development details and performance assessment of a wind turbine emulator. *Renew. Energy* 2016, 86, 848–857. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.09.010>.
- [III.7] Ganjefar, S.; Ghassemi, A.A.; Ahmadi, M.M. Improving efficiency of two-type maximum power point tracking methods of tip-speed ratio and optimum torque in wind turbine system using a quantum neural network. *Energy* 2014, 67, 444–453. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.023>.
- [III.8] Mule, S.M.; Sankeshwari, S.S. Sliding mode control based maximum power point tracking of PV system. *IOSR J. Electr. Electron. Eng. Ver. II* 2015, 10, 2278–1676.
- [III.9] Mousa, H.H.; Youssef, A.R.; Mohamed, E.E. Variable step size P&O MPPT algorithm for optimal power extraction of multi-phase PMSG based wind generation system. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2019, 108, 218–231. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.12.044>.
- [III.10] Meghni, B.; Saadoun, A.; Dib, D.; Amirat, Y. Effective MPPT technique and robust power control of the PMSG wind turbine. *IEEJ Trans. Electr. Electron. Eng.* 2015, 10, 619–627. <https://doi.org/10.1002/tee.22128>.
- [III.11] Assam, Boudia, Sabir Messalti, and A. Harrag. "New improved hybrid mppt based on backstepping-sliding mode for pv system." *Journal Européen des Systèmes Automatisés* 52.3 (2019): 317-323.
- [III.12] Azar, A.T.; Serrano, F.E. Stabilization of Port Hamiltonian Chaotic Systems with Hidden Attractors by Adaptive Terminal Sliding Mode Control. *Entropy* 2020, 22, 122. <https://doi.org/10.3390/e22010122>
- [III.13] Zhu, Q.; Fusco, G.; Na, J.; Zhang, W.; Azar, A.T. Special Issue Complex Dynamic System Modelling, Identification and Control. *Entropy* 2022, 24, 380. <https://doi.org/10.3390/e24030380>.
- [III.14] Beltran, B.; Ahmed-Ali, T.; Benbouzid, M.E.H. Sliding mode power control of variable-speed wind energy conversion systems. *IEEE Trans. Energy Convers.* 2008, 23, 551–558. <https://doi.org/10.1109/TEC.2007.914163>.
- [III.15] Mousa, Hossam HH, Abdel-Raheem Youssef, and Essam EM Mohamed. "Modified P&O MPPT algorithm for optimal power extraction of five-phase PMSG based wind generation system." *SN Applied Sciences* 1.8 (2019): 1-16.
- [III.16] Billel, Meghni, et al. "An in-depth study of robust MPPT for extend optimal power extraction using wind speed compensation technique of wind generators." *Electrical Engineering* (2023): 1-24.
- [III.17] Abdullah, Majid A., et al. "A review of maximum power point tracking algorithms for wind energy systems." *Renewable and sustainable energy reviews* 16.5 (2012): 3220-3227.
- [III.18] Mousa, Hossam HH, Abdel-Raheem Youssef, and Essam EM Mohamed. "State of the art perturb and observe MPPT algorithms based wind energy conversion systems: A technology

- review." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 126 (2021): 106598.
- [III.19] Kumar, Dipesh, and Kalyan Chatterjee. "A review of conventional and advanced MPPT algorithms for wind energy systems." *Renewable and sustainable energy reviews* 55 (2016): 957-970.
- [III.20] Thongam JS, Ouhrouche M. MPPT control methods in wind energy conversion systems. In: Carriveau R, editor. *Adv. Top. Wind Power*, InTech; 2011. p. 339–60.
- [III.21] Nasiri M, Milimonfared J, Fathi SH. Modeling, analysis and comparison of TSR and OTC methods for MPPT and power smoothing in permanent magnet synchronous generator-based wind turbines. *Energy Convers Manage* 2014;86:892–900.
- [III.22] Shirazi, Meisam, Abbas Hooshmand Viki, and Omid Babayi. "A comparative study of maximum power extraction strategies in PMSG wind turbine system." *2009 IEEE Electrical Power & Energy Conference (EPEC)*. IEEE, 2009.
- [III.23] Abdullah MA, Yatim AHM, Tan CW, Saidur R. A review of maximum power point tracking algorithms for wind energy systems. *Renew Sustain Energy Rev* 2012;16:3220–7.
- [III.24] Pagnini LC, Burlando M, Repetto MP. Experimental power curve of small-size wind turbines in turbulent urban environment. *Appl Energy* 2015;154:112–21
- [III.25] Pagnini LC, Burlando M, Repetto MP. Experimental power curve of small-size wind turbines in turbulent urban environment. *Appl Energy* 2015;154:112–21
- [III.26] Abdullah MA, Yatim A, Tan CW, Saidur R. A review of maximum power point tracking algorithms for wind energy systems. *Renew Sustain Energy Rev* 2012;16 (5):3220–7.
- [III.27] Hohm DP, Ropp ME. Comparative study of maximum power point tracking algorithms using an experimental, programmable, maximum power point tracking test bed. *Conf Rec Twenty-Eighth IEEE Photovolt Spec Conf* 2000:1699–702
- [III.28] Bendib B, Belmili H, Krim F. A survey of the most used MPPT methods: Conventional and advanced algorithms applied for photovoltaic systems. *Renew Sustain Energy Rev* 2015;45:637–48
- [III.29] Houssamo I, Locment F, Sechilariu M. Experimental analysis of impact of MPPT methods on energy efficiency for photovoltaic power systems. *Int J Electr Power Energy Syst* 2013;46:98–107.
- [III.30] Hossam HH Mousa, Abdel-Raheem Youssef, & Essam EM Mohamed. (2019). Comparative Study of Fault-Tolerant Capability Performance for Three and Five- Phase PMSMs. *Journal of Control and Instrumentation Engineering* E-issn: 2582- 3000, 5(3), 39–54. <http://doi.org/10.5281/zenodo.3564272>.
- [III.31] Carrillo C, Obando Montaña F, Cidrás J, Díaz-Dorado E. Review of power curve modelling for wind turbines. *Renew Sustain Energy Rev* 2013;21:572–81.
- [III.32] Abdullah MA, Yatim AHM, Tan CW. An online optimum-relation-based maximum power point tracking algorithm for wind energy conversion system. *Australas. Univ Power Eng. Conf*; 2014. 1–6
- [III.33] Xia Y, Ahmed KH, Williams BW. Wind turbine power coefficient analysis of a new maximum power point tracking technique. *IEEE Trans Ind Electron* 2013;60:1122–32
- [III.34] Xia Y, Ahmed KH, Williams BW. A new maximum power point tracking technique for permanent magnet synchronous generator based wind energy conversion system. *IEEE Trans Power Electron* 2011;26:3609–20.
- [III.35] Qais MH, Hasanien HM, Alghuwainem S. Enhanced whale optimization algorithm for maximum power point tracking of variable-speed wind generators. *Appl Soft Comput* 2020;86:105937.
- [III.36] Yurdusev M, Ata R, Çetin N. Assessment of optimum tip speed ratio in wind turbines using artificial neural networks. *Energy* 2006;31(12):2153–61.
- [III.37] Mousa, H.H.; Youssef, A.R.; Mohamed, E.E. Adaptive P&O MPPT algorithm based wind generation system using realistic wind fluctuations. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2019, 112, 294–308. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.04.038>.
- [III.38] Liu J, Meng H, Hu Y, Lin Z, Wang W. A novel MPPT method for enhancing energy conversion efficiency taking power smoothing into account. *Energy Convers Manage* 2015;101:738–48
- [III.39] Yaakoubi A, Amhaimar L, Attari K, Harrak M, Halaoui M, Asselman A. Non-linear and intelligent maximum power point tracking strategies for small size wind turbines: Performance

- analysis and comparison. *Energy Rep* 2019;5:545–54.
- [III.40] Medjber A, Guessoum A, Belmili H, Mellit A. New neural network and fuzzy logic controllers to monitor maximum power for wind energy conversion system. *Energy* 2016;106:137–46.
- [III.41] R. Ata, “RETRACTED: Artificial neural networks applications in wind energy systems: a review,” ed: Elsevier, 2015.
- [III.42] Hong C-M, Ou T-C, Lu K-H. Development of intelligent MPPT (maximum power point tracking) control for a grid-connected hybrid power generation system. *Energy* 2013;50:270–9
- [III.43] Messalti S, Harrag A, Loukriz A. A new variable step size neural networks MPPT controller: Review, simulation and hardware implementation. *Renew Sustain Energy Rev* 2017;68:221–33.
- [III.44] Putri, R.I.; Pujiantara, M.; Priyadi, A.; Ise, T.; Purnomo, M.H. Maximum power extraction improvement using sensorless controller based on adaptive perturb and observe algorithm for PMSG wind turbine application. *IET Electr. Power Appl.* 2018, 12, 455–462. <https://doi.org/10.1049/iet-epa.2017.0603>.
- [III.45] Ahmed, J.; Salam, Z. An enhanced adaptive P&O MPPT for fast and efficient tracking under varying environmental conditions. *IEEE Trans. Sustain. Energy* 2018, 9, 1487–1496. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2018.2791968>.
- [III.46] M. Molina and P. Mercado, “A new control strategy of variable speed wind turbine generator for three-phase grid-connected applications,” in 2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2008, pp. 1-8: IEEE.
- [III.47] Du X, Yin H. In: MPPT control strategy of DFIG-based wind turbines using double steps hill climb searching algorithm. *IEEE*; 2015. p. 1910–4.
- [III.48] S. Heshmatian, D. A. KHABURI, M. Khosravi, and A. Kazemi, “A control scheme for maximizing the delivered power to the load in a standalone wind energy conversion system,” *Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Science*, vol. 27, no. 4, pp. 2998-3014, 2019.
- [III.49] Li H, Li Q, Jiang X, Ruan Y, Huang W. The Application of Improved Hill-Climb Search Algorithm in Wind Power Generation. *IFAC Proceedings Volumes* 2013;46 (20):263–7.
- [III.50] Raza KSM, Goto H, Guo H-J, Ichinokura O. In: A novel algorithm for fast and efficient maximum power point tracking of wind energy conversion systems. *IEEE*; 2008. p. 1–6.
- [III.51] Hua AC-C, Cheng BC-H. In: Design and implementation of power converters for wind energy conversion system. *ASIA-: IEEE*; 2010. p. 323–8.
- [III.52] B. Meghni, N. M’sirdi, A. Saadoun, and N. M’Sirdi, “A novel maximum power tracking by VSAS approach for permanent magnet direct drive WECS,” 2015.
- [III.53] Azar, A.T.; Serrano, F.E.; Zhu, Q.; Bettayeb, M.; Fusco, G.; Na, J.; Zhang, W.; Kamal, N.A. Robust Stabilization and Synchronization of a Novel Chaotic System with Input Saturation Constraints. *Entropy* 2021, 23, 1110. <https://doi.org/10.3390/e23091110>.
- [III.54] Rafiq, M.; Rehman, S.U.; Rehman, F.U.; Butt, Q.R.; Awan, I. A second order sliding mode control design of a switched reluctance motor using super twisting algorithm. *Simul. Model. Pract. Theory* 2012, 25, 106–117. <https://doi.org/10.1016/j.simpat.2012.03.001>
- [III.55] K. Kassmi, M. Hamdaoui, and F. Olivie, "Conception et modélisation d'un système photovoltaïque adapté par une commande MPPT analogique," *J Revue des Energies Renouvelables*, vol. 10, no. 4, pp. 451-462, 2007.
- [III.56] Motahhir, S., El Hammoumi, A., & El Ghzizal, A. (2020). The most used MPPT algorithms: Review and the suitable low-cost embedded board for each algorithm. *Journal of cleaner production*, 246, 118983.
- [III.57] Bouakkaz, M. S., Boukadoum, A., Boudebbouz, O., Boutasseta, N., Attoui, I., & Bouraiou, A. (2022). Classification of Conventional and Modern Maximum Power Point Tracking Techniques for Photovoltaic Energy Generation Systems. *Power Electronics for Green Energy Conversion*, 303-333.
- [III.58] Baba, A. O., Liu, G., & Chen, X. (2020). Classification and evaluation review of maximum power point tracking methods. *Sustainable Futures*, 2, 100020.
- [III.59] Jordehi, A.R.: ‘Maximum power point tracking in photovoltaic (PV) systems: a review of different approaches’, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2106, 65, pp. 1127–1138
- [III.60] Bollipo, Ratnakar Babu, Suresh Mikkili, and Praveen Kumar Bonthagorla. "Hybrid, optimal, intelligent and classical PV MPPT techniques: A review." *CSEE Journal of Power and Energy*

*Systems* 7.1 (2020): 9-33.

- [III.61] Podder, Amit Kumer, Naruttam Kumar Roy, and Hemanshu Roy Pota. "MPPT methods for solar PV systems: a critical review based on tracking nature." *IET Renewable Power Generation* 13.10 (2019): 1615-1632.
- [III.62] Hua, C., Lin, J., Shen, C.: 'Implementation of a DSP-controlled photovoltaic system with peak power tracking', *IEEE Trans. Ind. Electron.*, 1998, 45, (1), pp. 99–107
- [III.63] Bendib, B., Belmili, H., Krim, F.: 'A survey of the most used MPPT methods: conventional and advanced algorithms applied for photovoltaic systems', *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2015, 45, pp. 637–648
- [III.64] Desai, H.P., Patel, H.K.: 'Maximum power point algorithm in PV generation: an overview'. *Proc. 7th Int. Conf. on Power Electronics and Drive Systems, Bangkok, 2007*, pp. 624–630
- [III.65] R. Ahmad, A. F. Murtaza, and H. A. Sher, "Power tracking techniques for efficient operation of photovoltaic array in solar applications- A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 101, pp. 82–102, Mar. 2019.
- [III.66] M. Seyedmahmoudian, B. Horan, T. K. Soon, R. Rahmani, A. M. T. Oo, S. Mekhilef, and A. Stojcevski, "State of the art artificial intelligence-based MPPT techniques for mitigating partial shading effects on PV systems-A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 64, pp. 435–455, Oct. 2016.
- [III.67] Banu, Ioan Viorel, Răzvan Beniugă, and Marcel Istrate. "Comparative analysis of the perturb-and-observe and incremental conductance MPPT methods." *2013 8Th International Symposium on advanced topics in electrical engineering (ATEE)*. IEEE, 2013.
- [III.68] A. Mohapatra, B. Nayak, P. Das, and K. B. Mohanty, "A review on MPPT techniques of PV system under partial shading condition," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 80, pp. 854–867, Dec.



## CHAPITRE IV

# Optimisation de la gestion de puissance d'un système hybride (éolienne /PV/pile à combustible) reliée aux réseaux

### Sommaire

---

<b>IV.1.Introduction.....</b>	.....
<b>IV.2. Modélisation des composants du système hybride .....</b>	.....
<b>IV.3. Stratégies de contrôle du système d'énergie hybride.....</b>	.....
IV.3.1. Contrôle de la tension $V_{dc}$ du bus DC par le système de stockage (Batterie, Super- condensateur).....	.....
IV.3.2. Contrôle de la tension $V_{dc}$ du bus DC par la pile à combustible.....	.....
<b>IV.4. Stratégies de gestion du système d'énergie hybride .....</b>	.....
IV.4.1. Stratégie de gestion PI classique.....	.....
IV.4.2. Stratégie de gestion proposée à base de règles floues.....	.....
IV.4.2.1. Choix des fonctions d'appartenance.....	.....
IV.4.2.2. Choix des règles d'inférences.....	.....
<b>IV.5. Résultats des simulations.....</b>	.....
<b>IV.6. Conclusion .....</b>	.....
<b>IV.7.Références.bibliographiques.....</b>	.....

## IV.1 Introduction

La demande de nouveaux systèmes énergétiques respectueux de l'environnement augmente dans le monde entier. Les systèmes d'énergie solaire et éolienne prennent la plus grande part de cette tendance actuelle. Pour augmenter la fiabilité énergétique, les énergies solaire et éolienne sont utilisées comme sources d'énergie doubles. Cependant, un inconvénient, commun aux options solaires et éoliennes, est leur nature imprévisible et leur dépendance aux changements météorologiques et climatiques, et les variations de l'énergie solaire et éolienne peuvent ne pas correspondre à la distribution temporelle de la demande de charge. Cette lacune affecte non seulement les performances énergétiques du système, mais entraîne également une mise au rebut trop précoce des batteries.

Par conséquent, un troisième système énergétique est nécessaire pour améliorer la fiabilité de l'approvisionnement énergétique. Ainsi, la pile à combustible PEM répond idéalement au besoin de toute puissance de démarrage. Lorsque la production d'énergie du système solaire-éolien est insuffisante, la pile à combustible vient en secours du système d'alimentation. Par conséquent, la gestion du flux d'énergie dans tout le système hybride est essentielle pour augmenter le temps de fonctionnement de la membrane et permettre un flux d'énergie continu.

Dans ce chapitre, une nouvelle stratégie de gestion de l'énergie pour les systèmes électriques hybrides liée aux réseaux est présentée. Selon le contrôle à logique floue, le système de gestion suggéré est fait pour contrôler le flux de puissance entre les composants de stockage d'énergie et le système électrique hybride afin de répondre aux exigences de la charge.

## IV.2. Modélisation des composants du système hybride

Le système en question, et les unités de stockage, constituent un choix économique pour les régions éloignées. La disposition du module PV/éolien, de la batterie, du super-condensateur et de la pile à combustible est proposée comme le montre la Figure IV.1.

Le système hybride comprend trois systèmes de production d'énergie : un réseau photovoltaïque (PV), des éoliennes (WT) et une pile à combustible. Les panneaux photovoltaïques et les éoliennes sont utilisés pour produire l'énergie principale du système, et la pile à combustible est utilisée comme générateur de secours pour l'alimentation de secours,

et le système de stockage (nous avons utilisé la batterie, le super-condensateur), l'inverseur/convertisseur et un contrôleur de point de puissance maximale (MPPT).

La matrice photovoltaïque, générateur éolienne, la pile à combustible et le système de stockage alimentent le bus CC et le WT est connecté au bus CA qui transporte l'énergie vers la charge. Le courant continu produit par le générateur photovoltaïque est converti en courant alternatif par l'onduleur afin d'alimenter la charge en conjonction avec le courant alternatif produit par la pile à combustible, où le courant de sortie est injecté dans le parc de batteries (directement à partir du bus continu si l'énergie excédentaire provient du générateur photovoltaïque ou de la pile à combustible, ou à travers le convertisseur si l'énergie excédentaire provient de la pile à combustible).

Le contrôleur MPPT empêchera l'endommagement du système de stockage et maintiendra le système énergétique hybride au point de puissance maximale.

La conception du système électrique hybride dépend principalement de la performance des composants individuels. Afin de prédire les performances du système, les composants individuels doivent d'abord être modélisés, puis leur combinaison peut être évaluée pour répondre à la fiabilité de la demande.

Le système hybride sélectionné comprend les sources suivantes :

- Un générateur Photovoltaïque d'une puissance de 4 kW, comme source primaire d'énergie.
- Une éolienne d'une puissance nominale de 4,5 kW, qui est une autre source d'énergie majeure.
- Une pile à combustible de 2.5 kW qui est considérée comme une source de secours.
- Une batterie 65 A et un super condensateur comme source secondaire en cas de déficit de production ou de stockage en cas de production abondante.

Ce système est configuré pour alimenter le réseau électrique, et la charge DC.

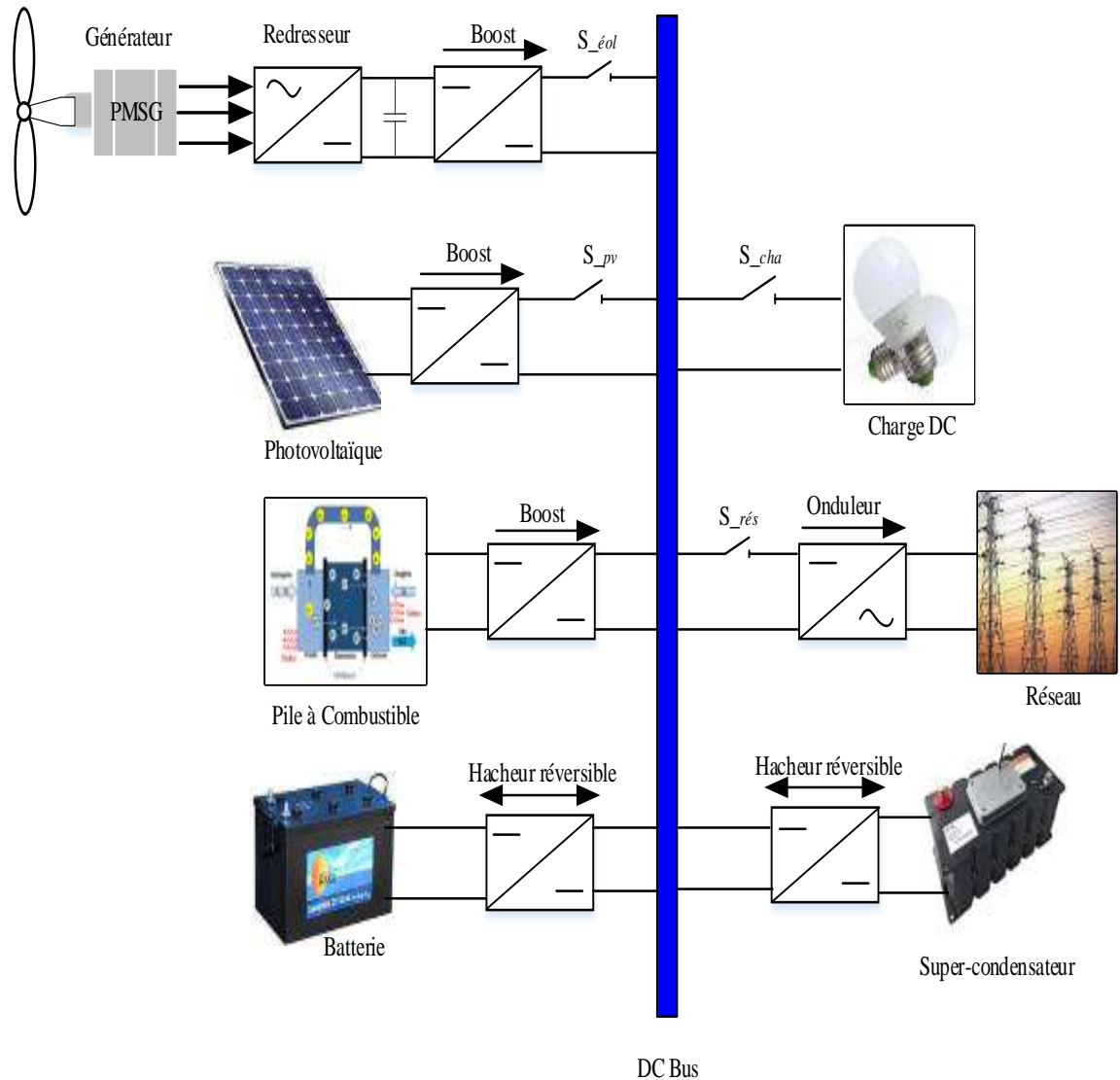


Figure IV. 1. Structure de gestion d'énergie système hybride.

### IV.3.Stratégies de contrôle du système d'énergie hybride

#### IV.3.1.Contrôle de la tension $V_{dc}$ du bus DC par le système de stockage (Batterie, Super-condensateur)

Dans le cas de l'hacheur utilisé par (charge / décharge) des systèmes de stockage, le courant électrique doit être réversible, Afin de réaliser le transfert d'énergie dans les deux sens, un hacheur survolteur et un hacheur dévolteur ont été associés. La Figure IV.2 donne la régulation de la tension du bus continu par un contrôleur PI. Le régulateur PI est beaucoup utilisé en raison de sa facilité de mise en œuvre et, lorsque ses paramètres sont correctement ajustés, de sa capacité à produire une bonne réponse dynamique. Nous utilisons les équations (IV.1) dynamique de la tension du système de stockage.

$$\frac{dV_{dc}}{dt} = -\frac{I_{dc}}{C} + \frac{I_{(bat,Sup)}}{C} D \quad (IV.1)$$

Nous obtenons le cycle cyclique D obtenu à partir la sortie d'un régulateur PI ( $u = C \frac{dV_{dc}}{dt}$ ) :

$$D = \frac{u + I_{dc}}{I_{bat}} \quad (IV.2)$$

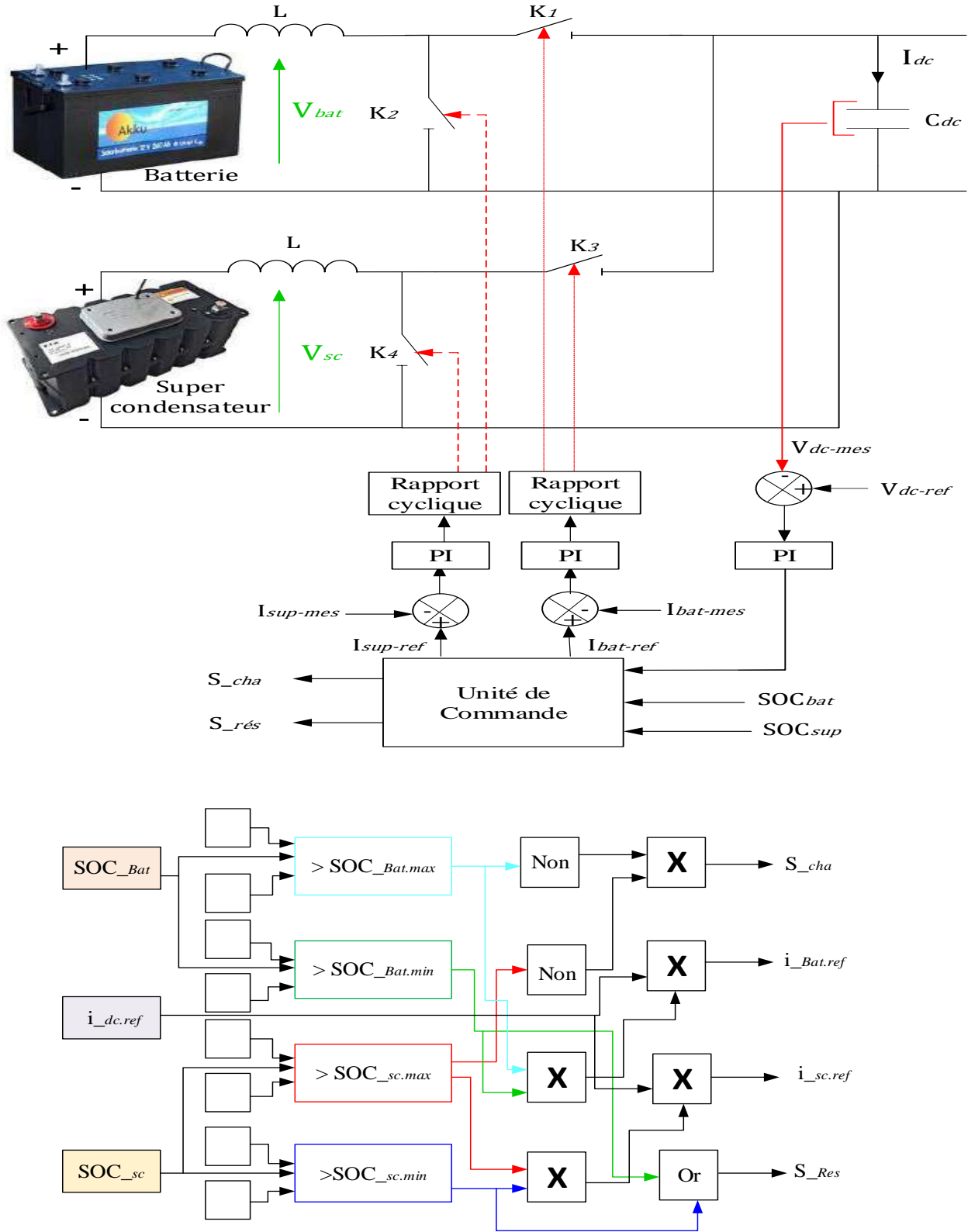
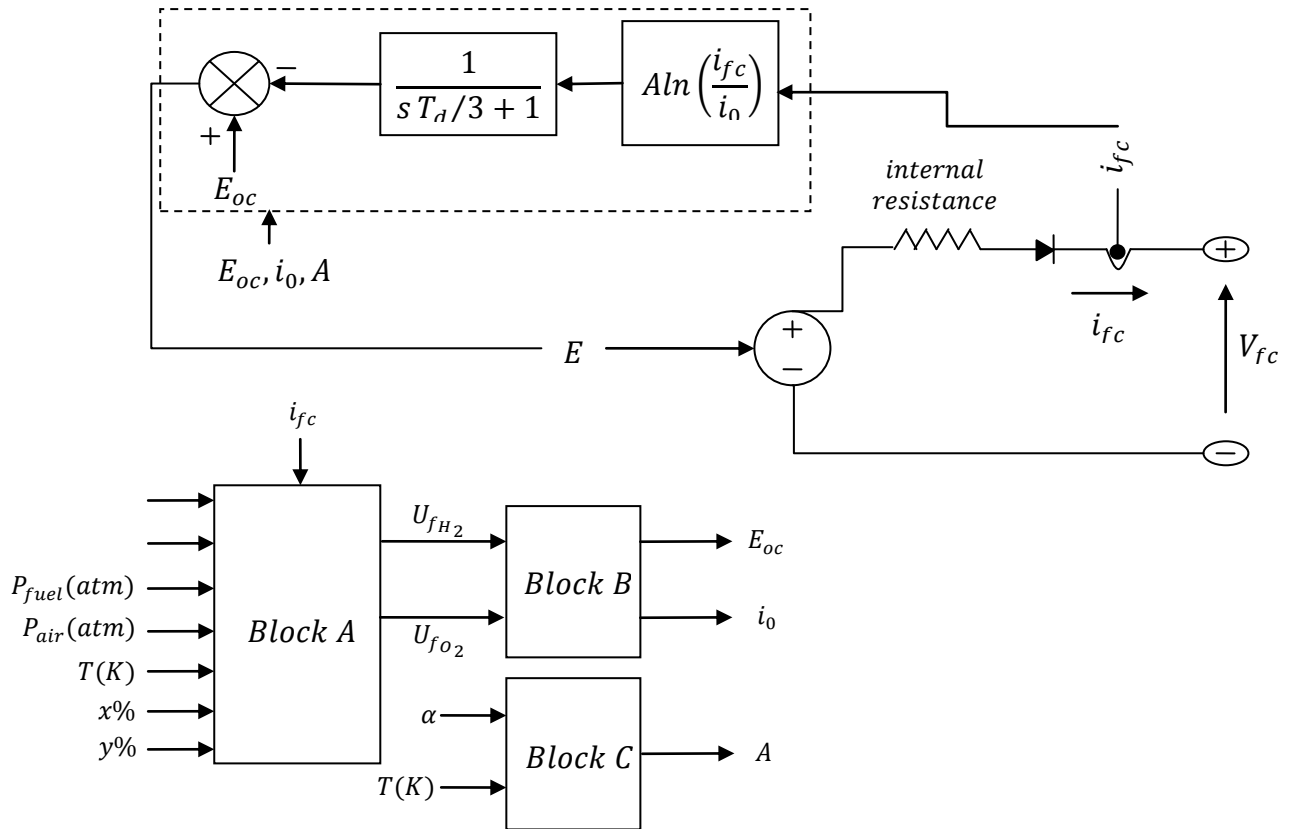


Figure IV. 2. Architecture de contrôle du convertisseur réversible en courant

### IV.3.2. Contrôle de la tension $V_{dc}$ du bus DC par la pile à combustible

Le système de stockage (batterie, super-condensateur) ne sera pas en mesure de maintenir la tension du bus continu au niveau de référence s'il atteint sa limite inférieure SOC-min. Pour cette raison, le convertisseur élévateur, qui est placé entre la pile à combustible et le bus continu par un correcteur PI standard, assure la régulation de la tension du bus continu. Le système de contrôle est composé d'une boucle de tension (boucle extérieure) et d'une boucle de courant (boucle intérieure), comme le montre la figure IV.3 :



**Figure IV. 3.** Structure de contrôle de la tension du bus continu par un convertisseur boost.

### IV.4. Stratégies de gestion du système d'énergie hybride

L'efficacité et la réponse dynamique des systèmes hybride peuvent toutes deux être améliorées par le système de gestion de l'énergie. Ce travail est une application comparative de deux stratégies de gestion de l'énergie. Le fonctionnement du principe de gestion de l'énergie est basé sur un certain nombre de règles qui sont construites à partir de diverses conditions, telles que le comportement du système hybride (éolienne, PV, pile à combustible, batterie et super-condensateur), l'état de charge de la batterie/super-condensateur et la tension du bus continu, chaque stratégie est décrite dans la section suivante :

#### **IV.4.1.Stratégie de gestion PI classique**

Dans cette approche, comme l'illustre la figure IV.4, l'état de charge de la batterie et du super-condensateur est géré à l'aide d'un contrôleur PI pour produire la puissance (batterie, super-condensateur) à la sortie qui est soustraite de la puissance requise pour produire la puissance de référence de la pile à combustible. Par conséquent, lorsque la puissance de la pile à combustible PàC est faible et que le système de stockage fonctionne à pleine capacité, le fonctionnement de ce contrôleur dépend de l'état de charge (SOC) du système de stockage pour la batterie et le super-condensateur.

Lorsque le SOC est inférieur à la référence, la puissance nécessaire au système hybride est presque entièrement fournie par la pile à combustible et l'énergie provenant de sources renouvelables (éolienne, PV). Afin d'utiliser le contrôleur PI avec le meilleur temps de réponse et la meilleure stabilité possible.

#### **IV.4.2.Stratégie de gestion proposée à base de règles floues**

Dans les systèmes d'énergie renouvelable multi-sources avec batteries, le contrôle de la puissance est simple : si l'énergie produite est excédentaire après que la demande de charge est satisfaite, la batterie est chargée, et si la charge dépasse l'énergie produite, la batterie est déchargée. Mais dans le cas du couplage du système hybride avec un autre élément de stockage le contrôle devient complexe, et s'il est relié au réseau électrique, il devient plus complexe.

Pour résoudre cette complexité, nous avons développé un algorithme intelligent a base logic floue montre à la figure.VI.5.qui définit le contrôle et la gestion de la puissance dans un système hybride PV, éolien et pile à combustible avec un système de stockage (batterie, super-condensateurs), parmi les avantages, il a un temps de réponse rapide et un bon comportement que le contrôleur PI classique. Dans ce travail, la gestion de l'énergie en logique floue a la même topologie que la gestion de l'énergie classique, mais le bloc du contrôleur à logique floue avec les règles est mis à la place du bloc du contrôleur PI, mais il est plus précis car il possède plusieurs règles, ce qui donne de nombreuses possibilités.

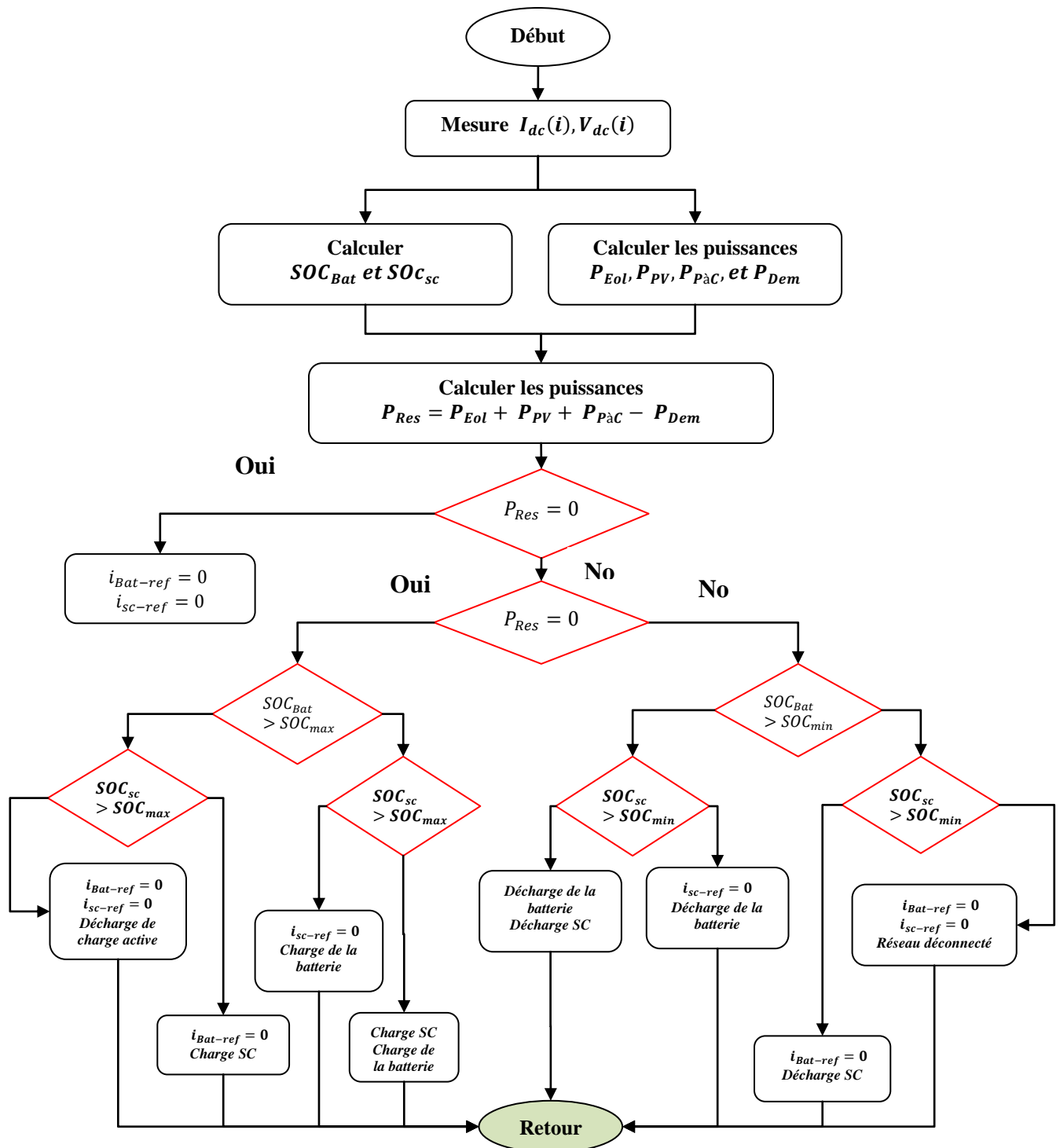
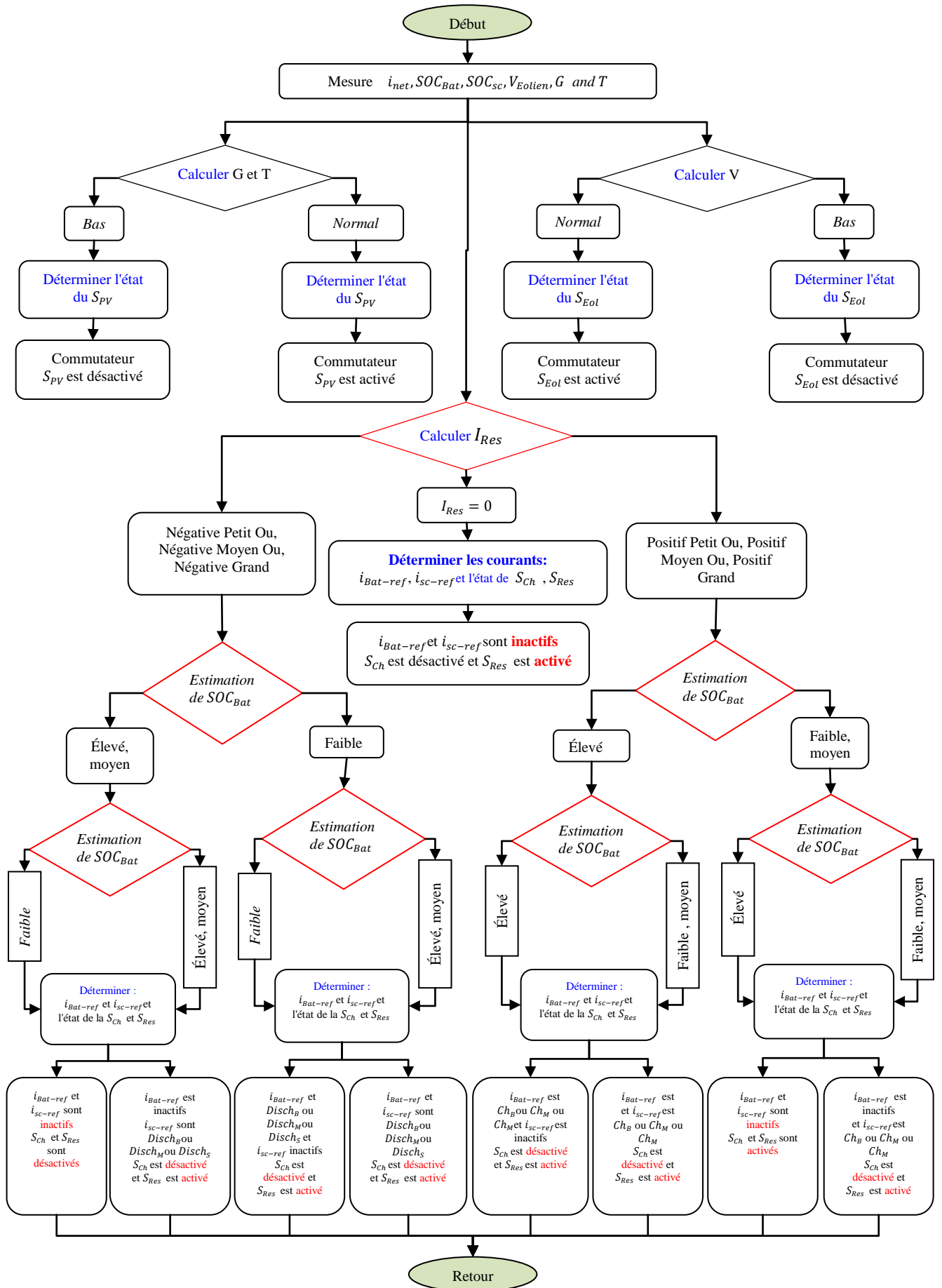


Figure IV. 4. Algorithme de supervision de gestion classique.



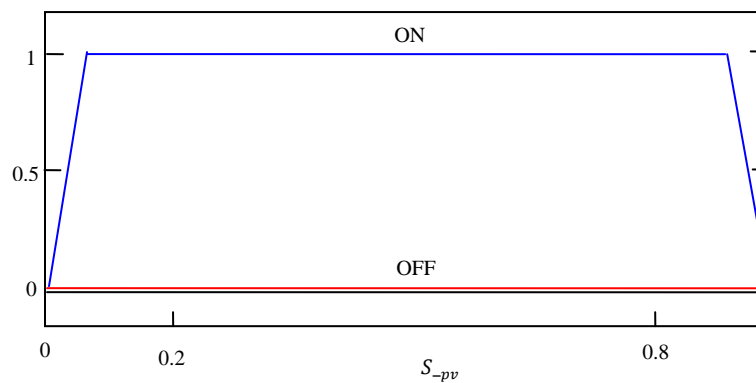
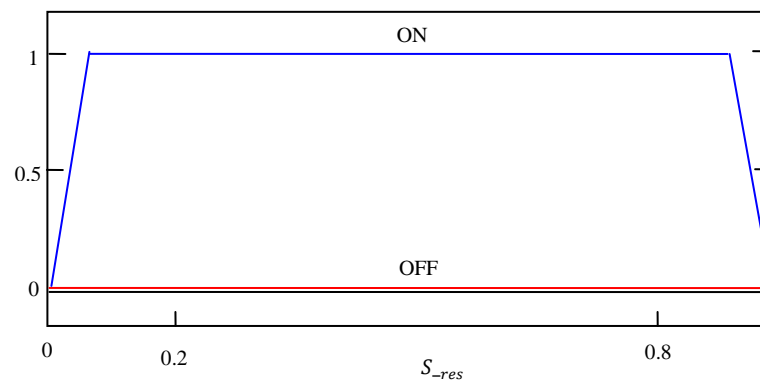
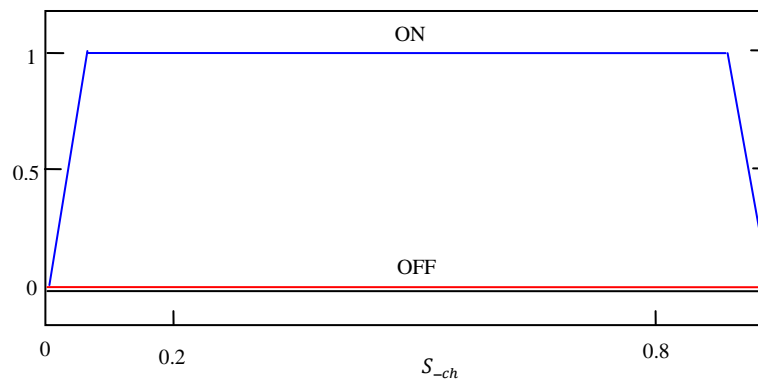


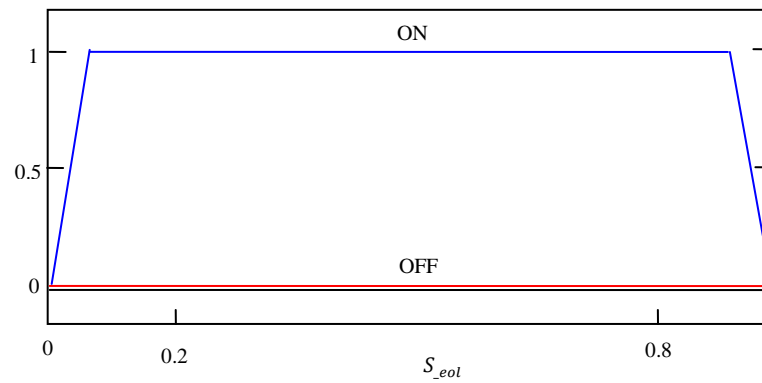
**Figure IV. 5.** Algorithme de supervision de gestion logique flou

#### IV.4.2.1.Choix des fonctions d'appartenance

Nous avons choisi des fonctions d'appartenance de type trapézoïdal pour dénoter chacun des ensembles flous dispersés dans l'espace des discours possibles des variables de notre système. Chacun de ces ensembles flous est identifié par une fonction d'appartenance.

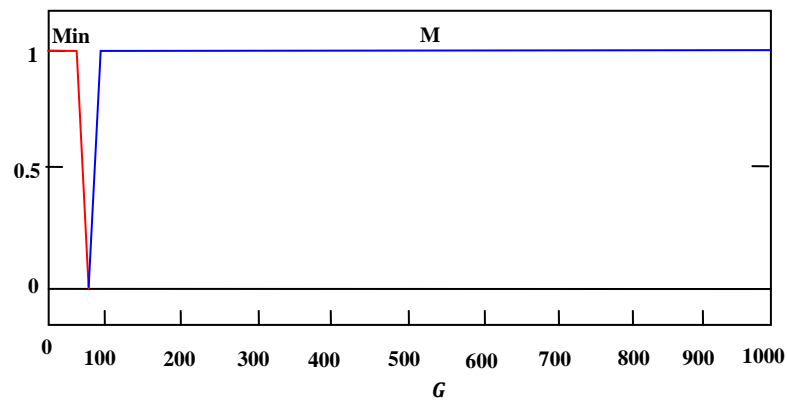
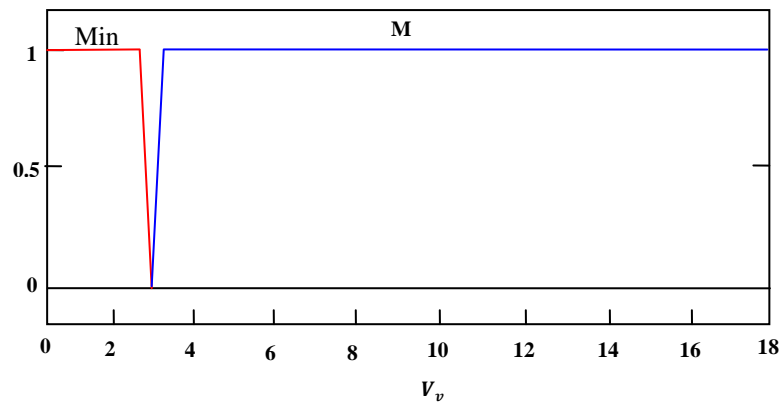
- ✓ Etats des interrupteurs  $S_{eol}$ ,  $S_{pv}$ ,  $S_{ch}$ , et  $S_{res}$  peuvent être : fermé "OFF" ou ouvert "ON" montre à la figure IV. 6.





**Figure IV.6.** Fonctions d'appartenance de l'état des interrupteurs

- ✓ L'état de conditions climatique peut être : Minimum "Min", Moyen " M " ou Maximum "Max" montre à la figure IV. 7.



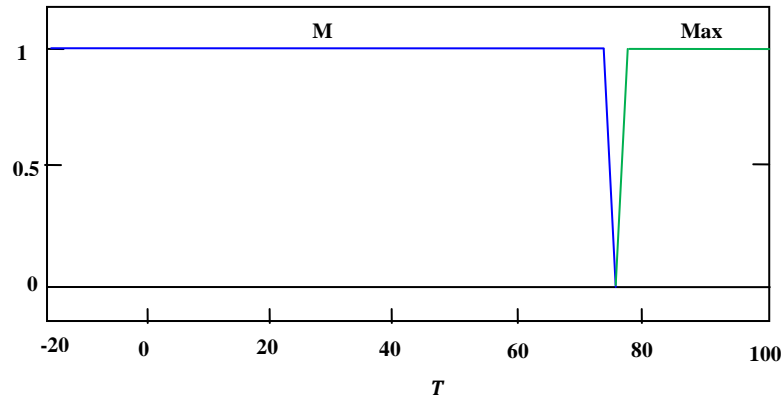
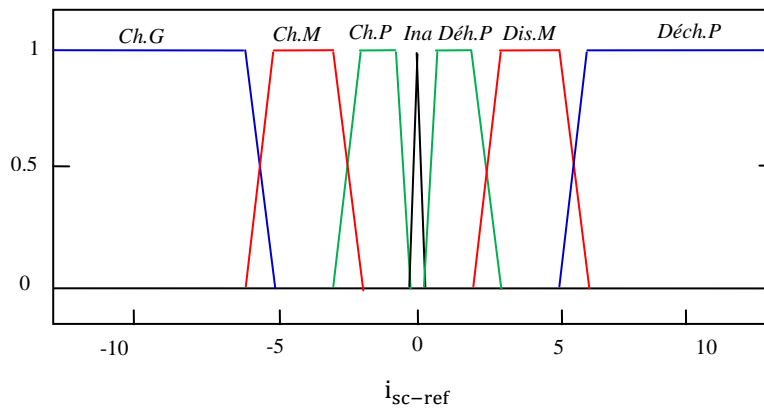
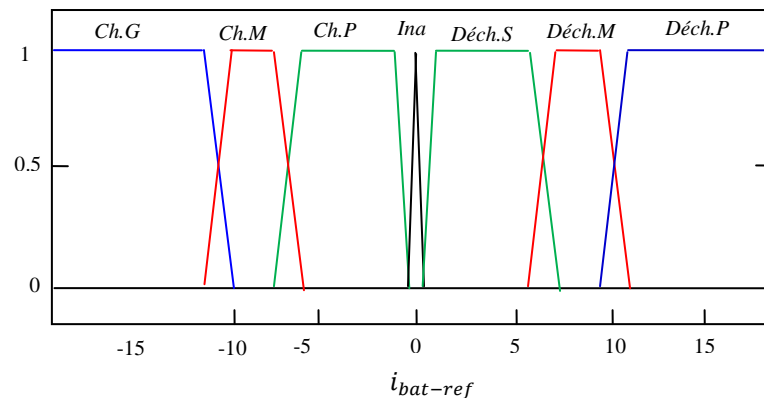
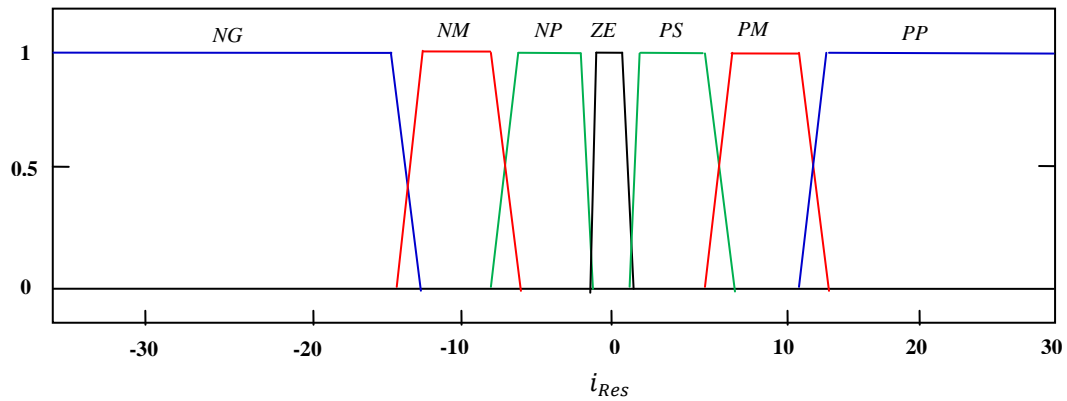


Figure IV.7. Fonctions d'appartenance de la condition climatique

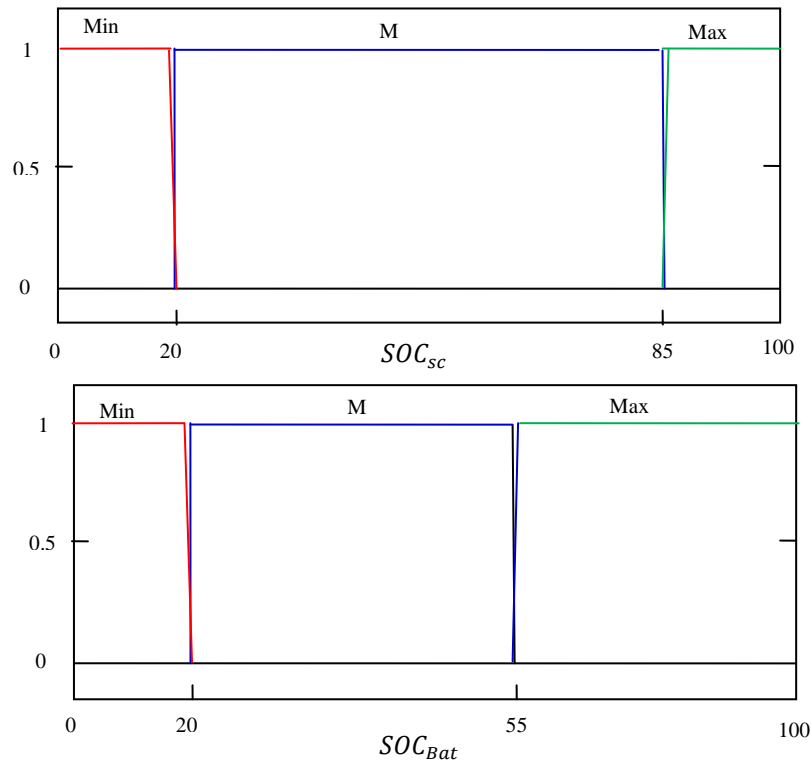
- ✓ L'état des courants références pour la batterie et le super condensateur: Chargé Grand "*Ch.G*", Chargé Moyen "*Ch.M*" ou Chargé Petit "*Ch.P*", Inactif "*Ina*", Déchargé Grand "*Déch.G*", Déchargé Moyen "*Déch.M*" ou Déchargé Petit "*Déch.P*" et de même de le courant référence pour le réseau peut être considérée comme : Négative Grand "*NG*", Négative Moyen "*NM*", Négative Petit "*NP*", Zéro "*ZE*" ou Positive Grand "*PG*" Positive Moyen "*PM*", Positive Petit "*PP*", montré dans la figure.VI.8.





**Figure IV. 8.** Fonctions d'appartenance des courants

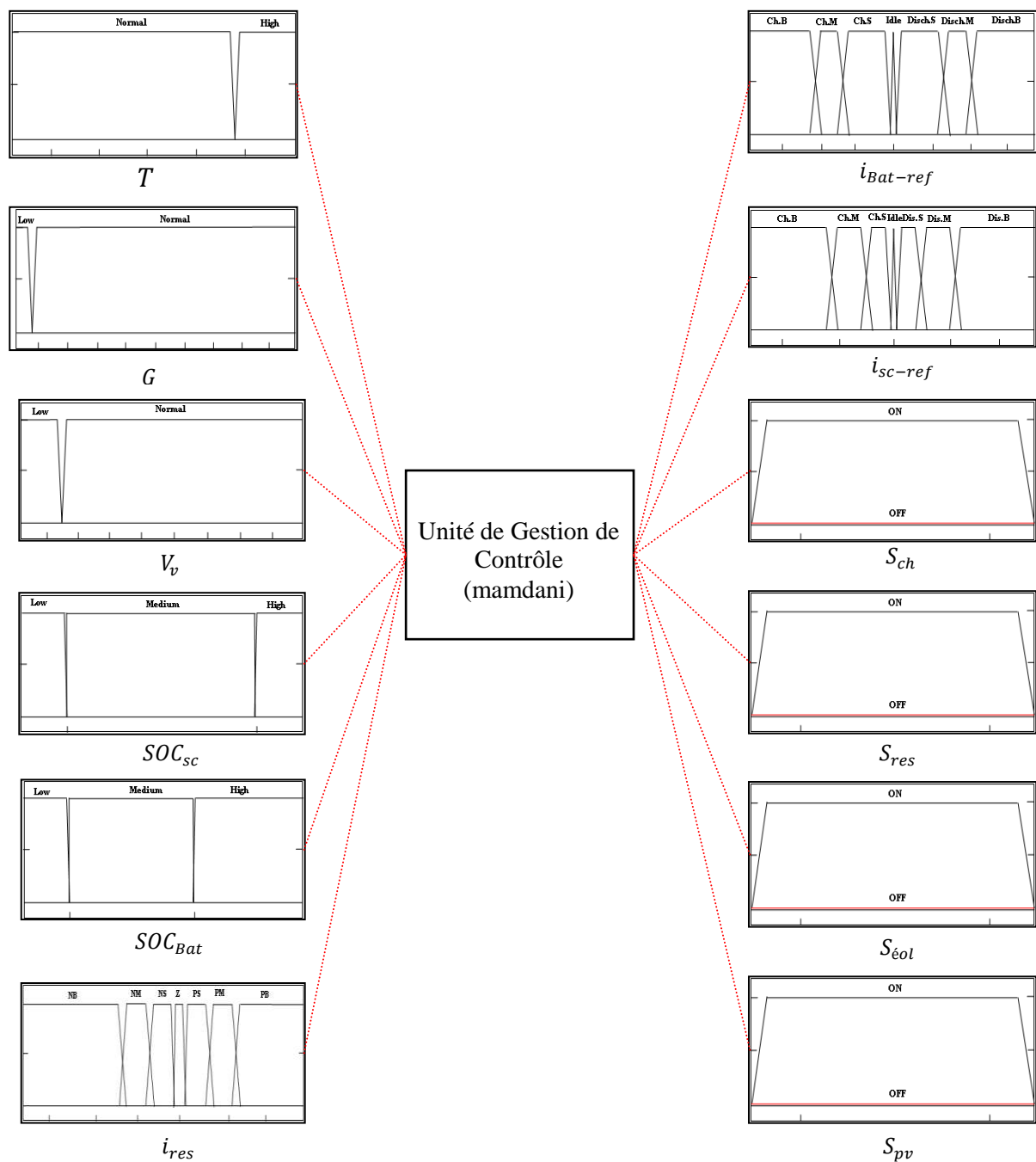
- ✓ L'état de charge du système de stockage peut être : Minimum "Min ", Moyen " M " ou Maximum " Max." montre a la figure.IV.9.



**Figure IV. 9.** Fonctions d'appartenance de SOC

#### IV.4.2.2.Choix des règles d'inférences

En fonction de leur SOC et des exigences de la charge, comme l'illustre la Figure.IV.10, une unité de gestion de l'énergie basée sur la logique floue a été développée pour la création des courants de référence pour la batterie et le super-condensateur. Avec 36 règles, cette unité comporte 6 entrées et 6 sorties.



**Figure IV.10.** Unité de gestion et de contrôle de l'énergie basée sur la logique floue.

Un échantillon des règles formulées est présenté dans les tableaux (IV.1, IV.2), les entrées et les sorties ainsi que leurs fonctions d'appartenance respectives ont été implémentées comme suit :

**Tableau IV.1.** Exemple de règles d'entrée floues pour l'unité de gestion de l'énergie.

Scenarios	Entrée					
	$i_{res}$	$SOC_{Bat}$	$SOC_{sc}$	$V_v$	$G$	$T$
Sc.1	Positif Petit	Moyen	Moyen	Faible	Normal	Normal
Sc.2	Zéro	Moyen	Moyen	Faible	Normal	Normal
Sc.3	Négatif Grand	Moyen	Moyen	Faible	Normal	Normal
Sc.4	Négatif Moyen	Moyen	Moyen	Normal	Normal	Normal
Sc.5	Négatif Petit	Moyen	Moyen	Normal	Normal	Normal
Sc.6	Positif Moyen	Moyen	Moyen	Normal	Normal	Normal
Sc.7	Positif Grand	Moyen	Moyen	Normal	Normal	Normal
Sc.8	Positif Grand	Moyen	Haut	Normal	Normal	Normal
Sc.9	Positif Grand	Haut	Haut	Normal	Normal	Normal
Sc.10	Négatif Grand	Moyen	Moyen	Faible	Faible	Normal

**Tableau IV.2.** Exemple de règles d'entrée floues pour l'unité de gestion de l'énergie.

Scenarios	Sortie					
	$i_{Bat-ref}$	$i_{sc-ref}$	$S_{ch}$	$S_{res}$	$S_{eol}$	$S_{pv}$
Sc.1	Chargé Petit	Chargé Petit	Fermée	Ouvert	Fermée	Ouvert
Sc.2	Inactif	Inactif	Fermée	Ouvert	Fermée	Ouvert
Sc.3	Déchargé Grand	Déchargé Moyen	Fermée	Ouvert	Fermée	Ouvert
Sc.4	Déchargé Moyen	Déchargé Petit	Fermée	Ouvert	Ouvert	Ouvert
Sc.5	Déchargé Petit	Déchargé Petit	Fermée	Ouvert	Ouvert	Ouvert
Sc.6	Chargé Moyen	Chargé Petit	Fermée	Ouvert	Ouvert	Ouvert
Sc.7	Chargé Petit	Chargé Grand	Fermée	Ouvert	Ouvert	Ouvert
Sc.8	Chargé Grand	Inactif	Fermée	Ouvert	Ouvert	Ouvert
Sc.9	Inactif Grand	Inactif	Ouvert	Ouvert	Ouvert	Ouvert
Sc.10	Déchargé Grand	Déchargé Moyen	Fermée	Ouvert	Fermée	Fermée

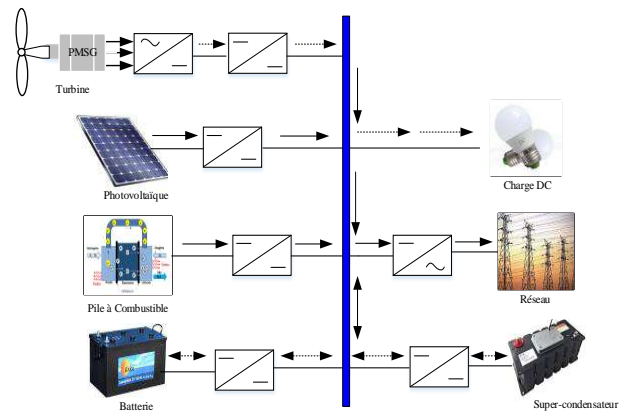
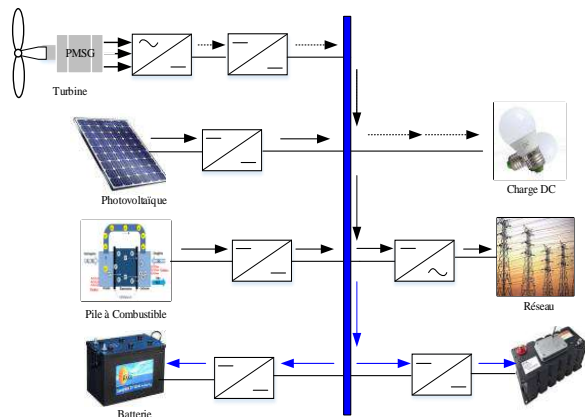
- Le système étudié est un système couplé au réseau avec stockage d'énergie par batterie et super-condensateur. Ce système permet d'obtenir plusieurs scénarios de fonctionnement :

Scenario 1 :

- ✓  $(P_{PV}, P_{PàC}) = P_{rs}$
- ✓ et  $(P_{bat}, P_{sc})$  chargés petit

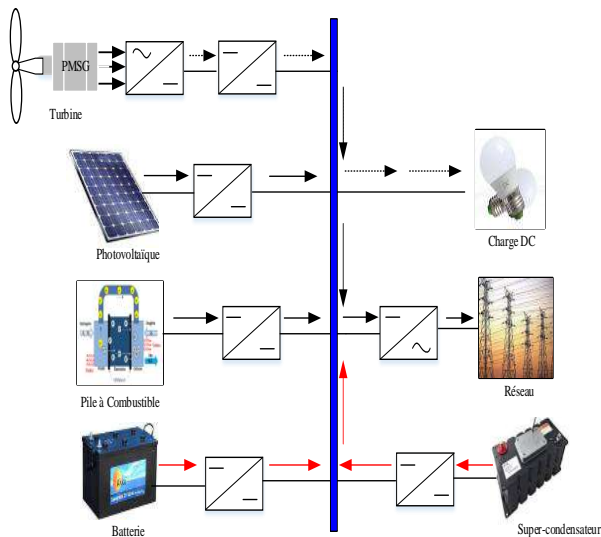
Scenario 2 :

- ✓  $(P_{PV}, P_{PàC}) = P_{rs}$
- ✓ et  $(P_{bat}, P_{sc})$  Inactif



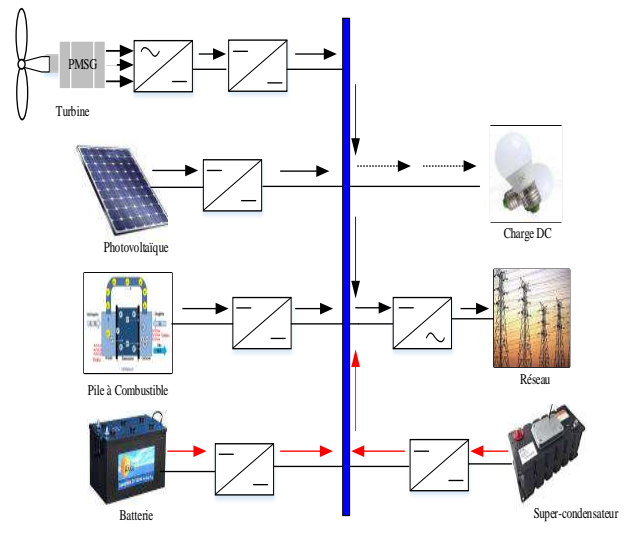
Scenario 3 :

- ✓  $(P_{PV}, P_{PàC}) = P_{rs}$
- ✓  $P_{bat}$  Déchargé grand,  $P_{sc}$  Déchargé moyen



Scenario 4 :

- ✓  $(P_{PV}, P_{PàC}, P_{éol}) = P_{rs}$
- ✓  $P_{bat}$  Déchargé moyen,  $P_{sc}$  Déchargé petit



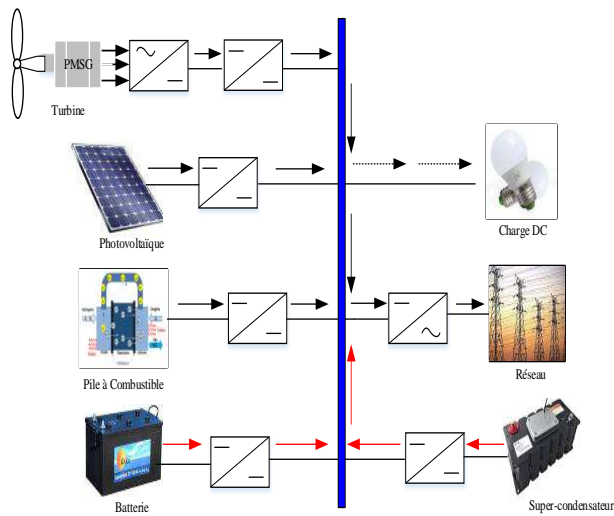
Scenario 5 :

- ✓  $(P_{PV}, P_{PàC}, P_{éol}) = P_{rs}$
- ✓ et  $(P_{bat}$  Déchargé petit,  $P_{sc}$  Déchargé petit)

Scenario 6 :

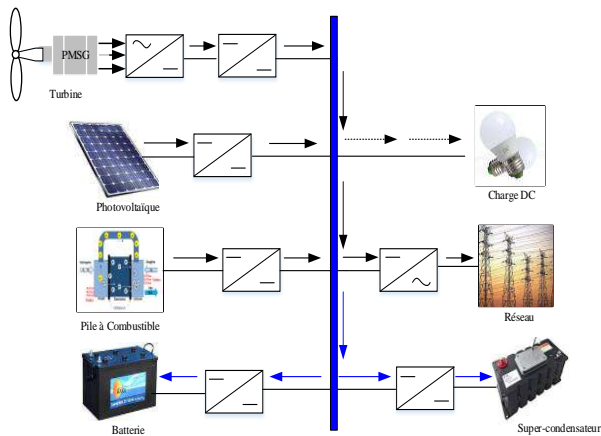
- ✓  $(P_{PV}, P_{PàC}, P_{éol}) = P_{rs}$
- ✓ et  $(P_{bat}$  chargé moyen,  $P_{sc}$  chargé petit)





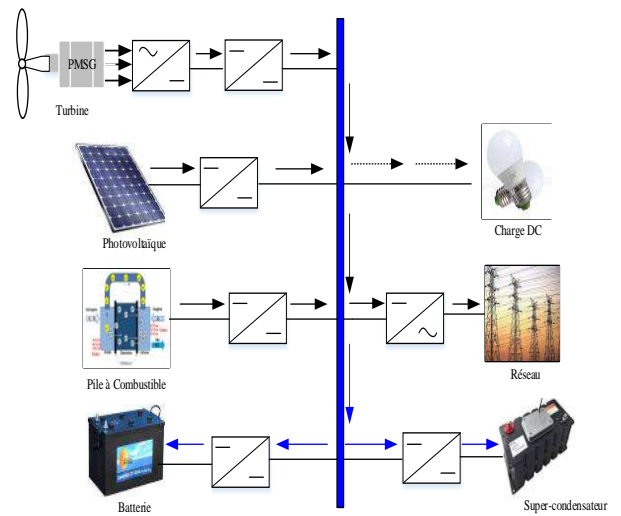
Scenario 7 :

- ✓  $(P_{PV}, P_{PàC}, P_{éol}) = P_{rs}$
- ✓  $P_{bat}$  chargé petit,  $P_{sc}$  chargé grand



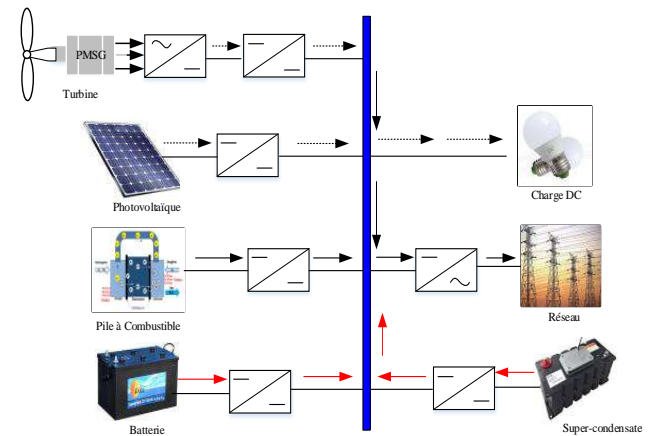
Scenario 9 :

- ✓  $(P_{PV}, P_{PàC}, P_{éol}) = (P_{rs}, P_{ch})$
- ✓  $(P_{bat}, P_{sc})$  Inactif



Scenario 8 :

- ✓  $(P_{PV}, P_{PàC}, P_{éol}) = P_{rs}$
- ✓  $P_{bat}$  chargé grand,  $P_{sc}$  Inactif



Scenario 10 :

- ✓  $P_{PàC} = P_{rs}$
- ✓  $P_{bat}$  Déchargé grand,  $P_{sc}$  Déchargé grand

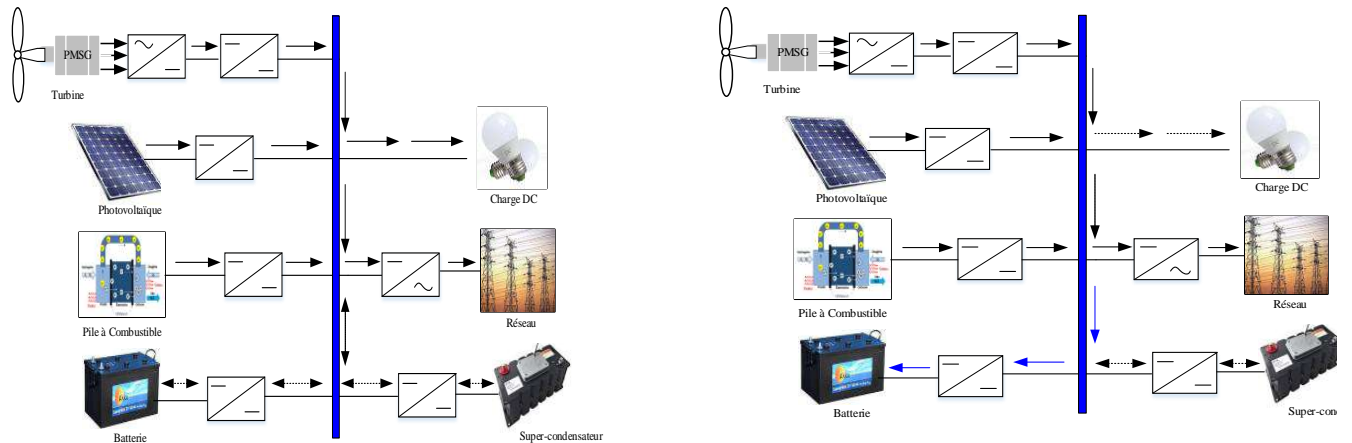


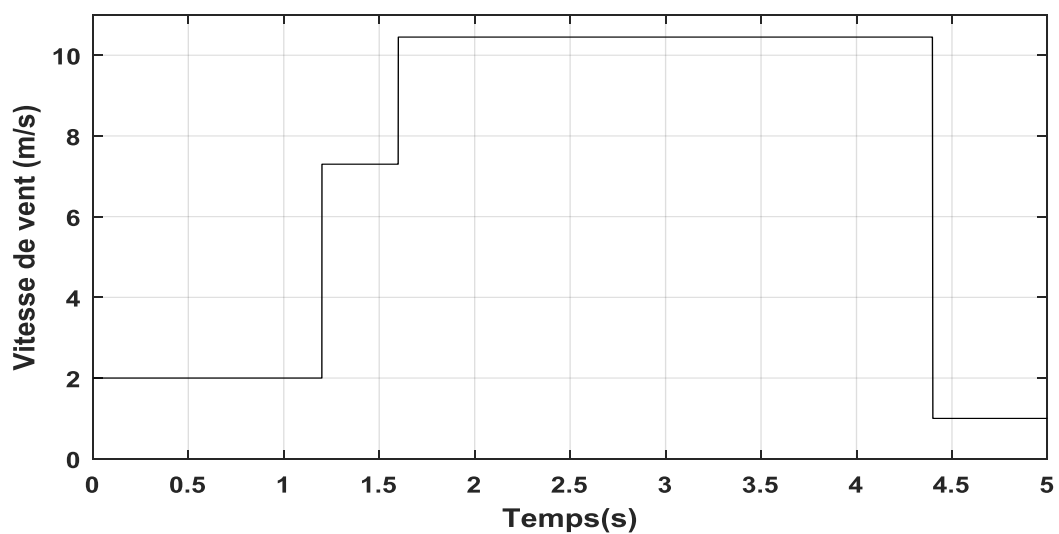
Figure IV.11. Modes de fonctionnement du système d'énergie hybride et leurs pages

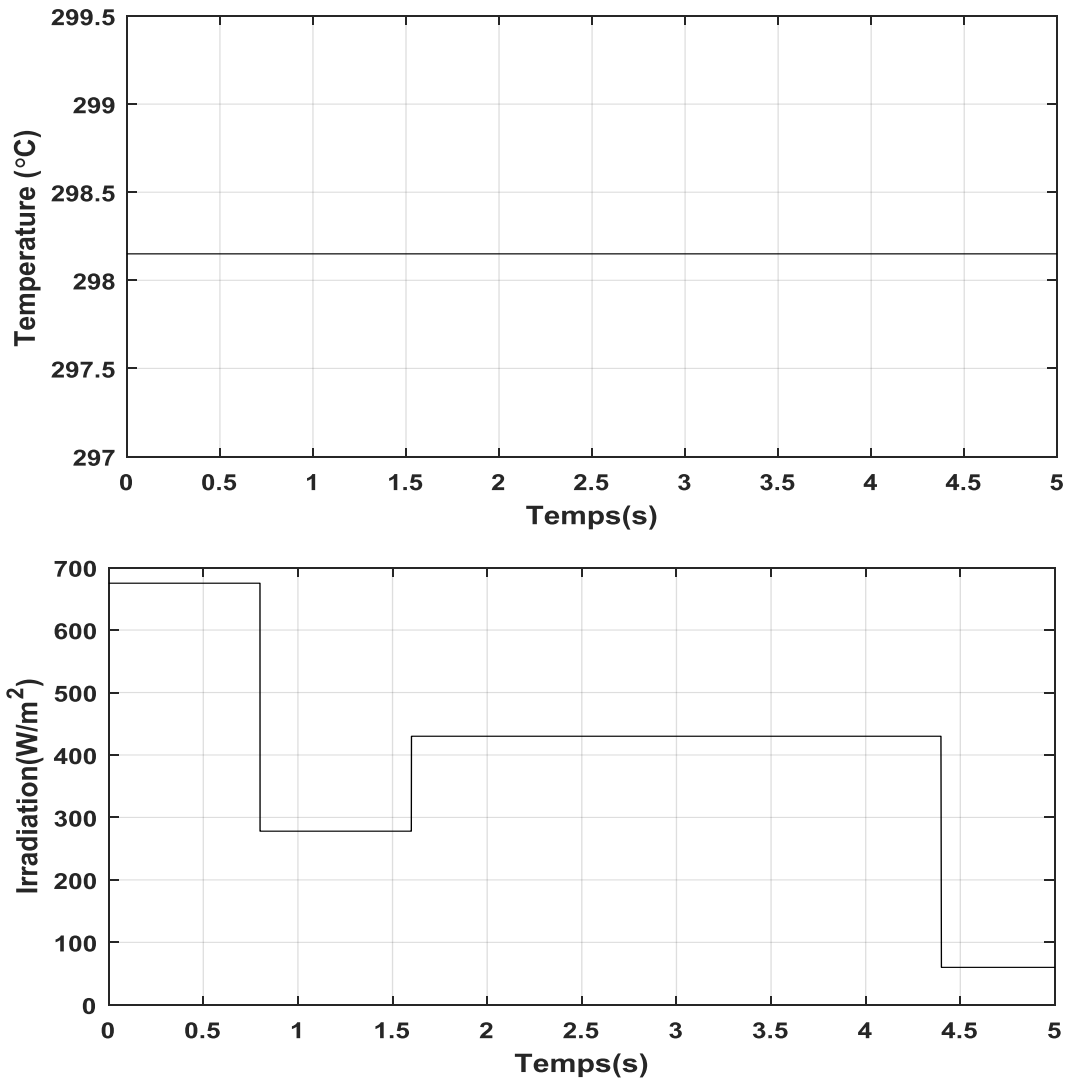
#### IV.5. Résultats des simulations

L'objectif principal du cadre proposé est la régulation de la tension du bus DC et le contrôle du flux de courant en générant un courant de référence pour les sources de puissance.

Dans cette section, la performance du contrôleur proposé/conçu a été simulée et vérifiée à l'aide de MATLAB/Simulink dans des conditions de charge variables, en considérant les scénarios (1-10) mentionnés ci-dessus.

- Ce profil de conditions climatiques (irradiation, température et vitesse du vent) permet d'analyser les performances transitoires et statiques des stratégies étudiées, qui varient comme suit dans la Figure IV.12.





**Figure IV.12.** Evolution des données d'entrée (irradiation, température et vent)

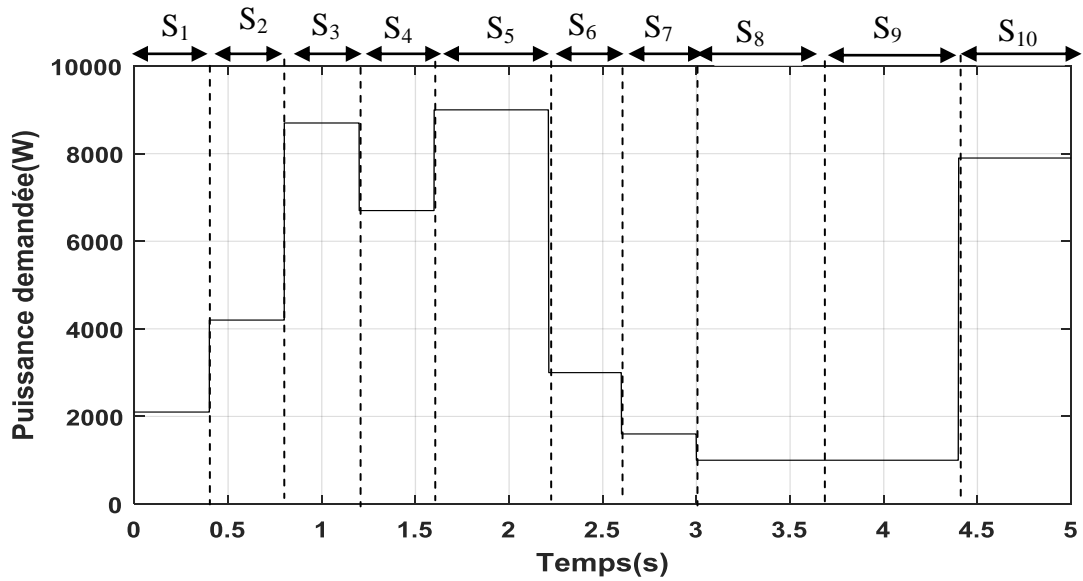
- La Figure.IV.13a montre l'évolution de la puissance demandée, qui est résumé en 10 scénarios mentionnés précédemment pour faciliter la gestion de l'énergie dans le système étudié, où pendant le temps de 0 à 5s, le système nécessite est près de 9 kW d'énergie (Scénario 3 et Scénario 5) et non moins de 1 kW (Scénario 8 et Scénario 9), qui ne peut être satisfait par les sources activées (PV, Wind et FC). De ce fait, système de stockage entre en fonction pour compenser la puissance manquante, La Figure.IV.13(b, c) illustre l'état de charge de super condensateur et la batterie respectivement.
- La Figure.IV.13(d, e et f) l'évolution des différentes puissances produit a partir du système hybride, c'est-à-dire photovoltaïque ( $P_{pv}$ ), éolienne ( $P_{éol}$ ), et pile à combustible ( $P_{pac}$ ) respectivement.

Dans le scénario 1 et le scénario 2, la puissance PV d'une plus grande en raison de l'augmentation du rayonnement solaire, ce qui entraîne une altitude de la tension de sortie dans la proportion de la puissance PV. À ce moment, la demande de puissance totale est respectivement de 2 kW, 4 kW et la production d'énergie PV totale est de 4 kW. Dans ce cas, la demande de charge est satisfaite par le système photovoltaïque, par conséquent, pendant ce temps, le système de stockage est chargé à partir de l'énergie fournie par les piles à combustible.

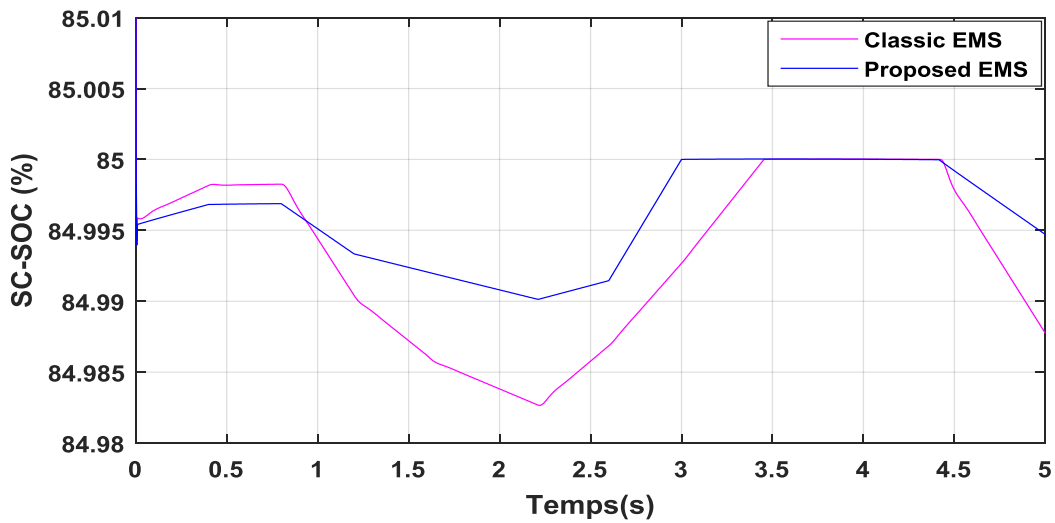
Lorsque la vitesse du vent monte à  $t=0,8$  s ( $s_3$  à  $s_9$ ), éolienne est activée et il participe au partage d'énergie dans le SEH. Le système produit de la puissance jusqu'à 4,25 kW, mais la demande dépasse 9 kW. La puissance des solaires panneaux, piles à combustible et système de stockage est contribué pour répondre à la demande.

- La Figure.IV.13(g, h) montre l'évolution de la puissance les états de charge et de décharge de la batterie et du super-condensateur respectivement. Dans le cas où les sources ne répondent pas à la demande de charge  $P_{(PV, Eol, P\grave{a}C)} < 0$ , le système de stockage agira instantanément et fournira la demande de charge requise jusqu'à ce qu'il y ait un excès de puissance disponible à partir des sources  $P_{(PV, Eol, P\grave{a}C)} > 0$ . En fait, ce comportement se poursuit jusqu'à son excès de SOC\_max (bat, SC), le Tableau IV.3 présentée l'efficacité de la stratégie de gestion de l'énergie proposée.
- Ainsi, pour protéger le système de stockage des dommages, une charge de décharge est activée pour dissiper la puissance excédentaire dans la Figure.IV.13i.
- Quelle que soit la variation instantanée de la puissance requise ou disponible (du vent ou du système solaire), l'échange d'énergie électrique entre les sources et le réseau n'est assuré que si le bus DC est réglé à une valeur constante (nominale). le convertisseur de système de stockage et le pile à combustible doivent maintenir la tension du bus DC 800 V près de sa valeur nominale. La Figure.IV.13j. montre que la tension  $V_{DC}$  suit la tension de référence ( $V_{DC-ref}$ ) de manière précise et stable malgré les variations du rayonnement solaire et de la vitesse du vent, ce qui prouve l'efficacité du contrôleur utilisé SOSMC.
- La Figure.IV.13(k, l) montre la puissance électrique injectée dans le réseau, contrôlée par les régulateurs (FOSMC, et SOSMC), qui peuvent suivre la valeur désirée avec précision. Mais une nette différence apparaît au niveau de la qualité (flexibilité) de la puissance active et réactive, les résultats de la simulation ont montré la supériorité du régulateur (SOSMC) qui garantit un suivi régulier de la trajectoire souhaitée sans

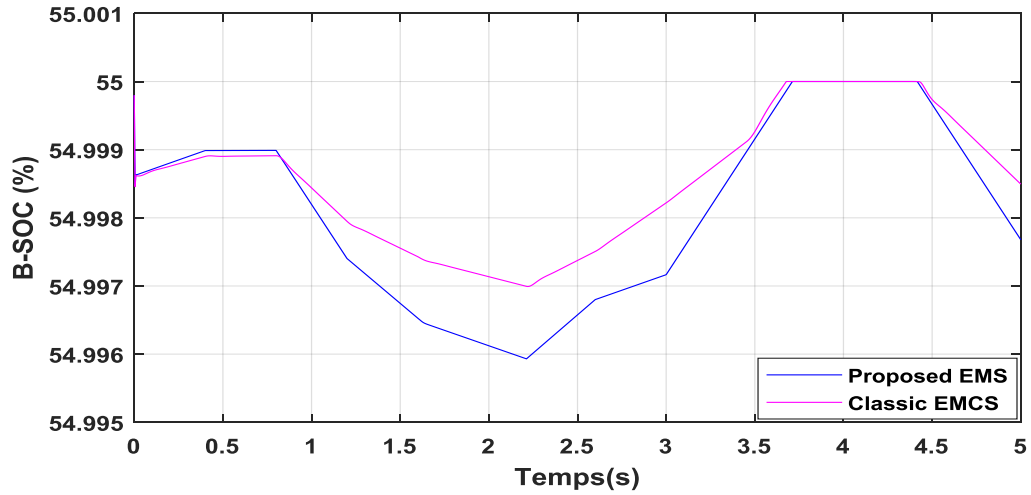
phénomènes de claquement ou d'oscillations qui apparaissent exclusivement dans le (FOSMC).



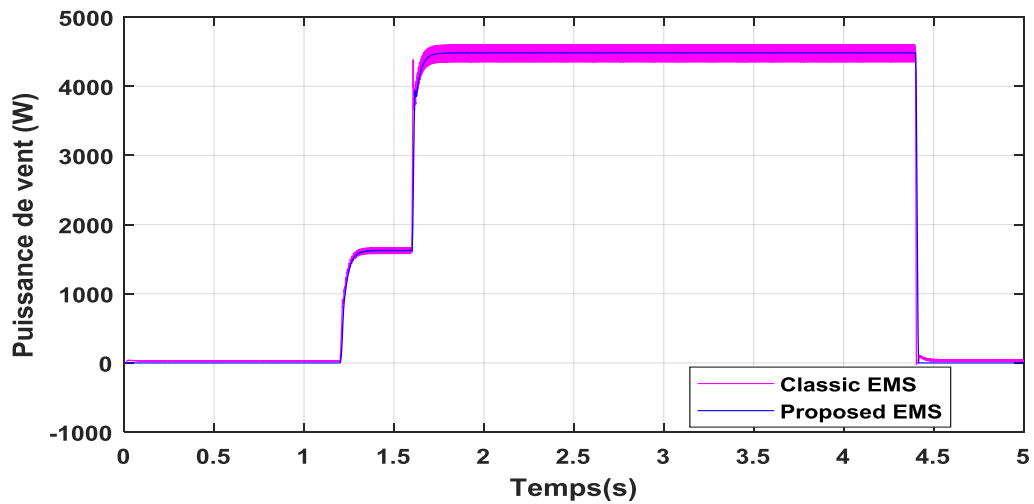
a) Evolution de la puissance demandée



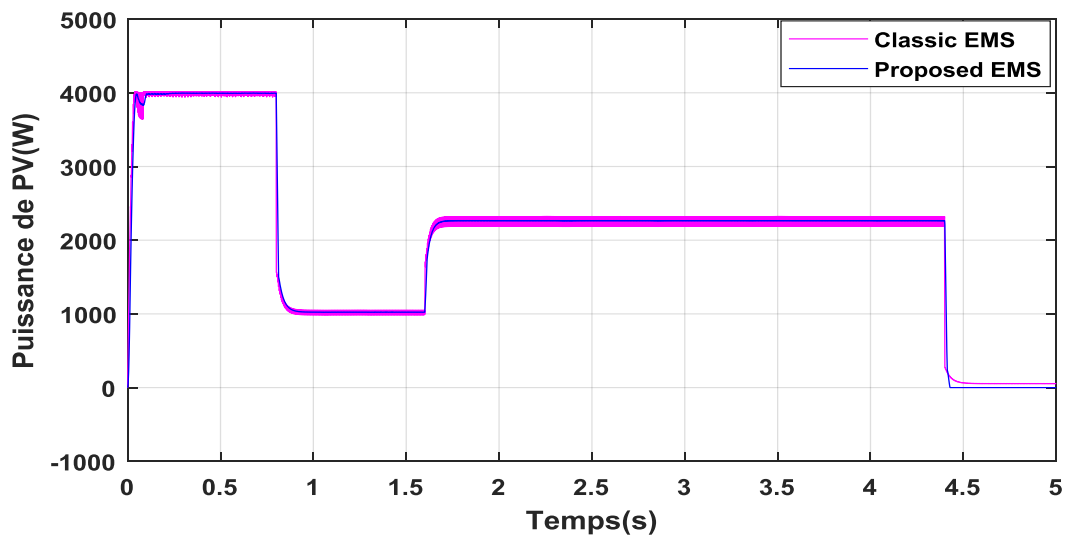
b) Evolution l'état de charge SC



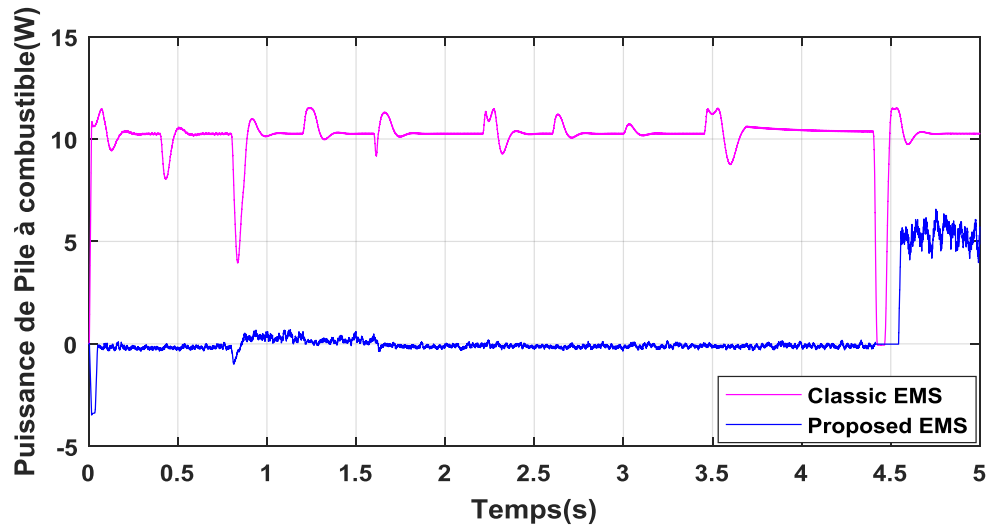
c) Evolution l'état de charge Batterie



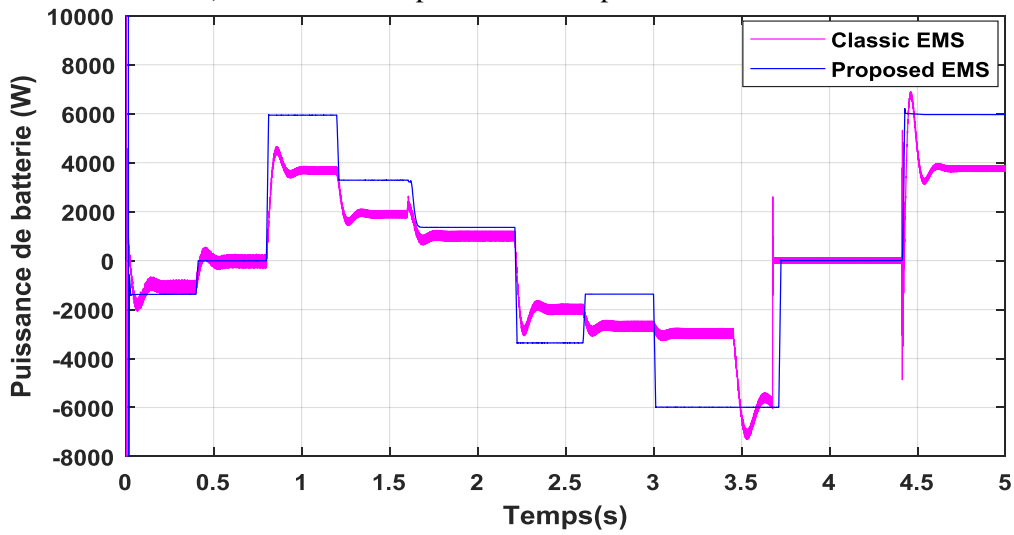
d) Evolution de la puissance du système éolienne



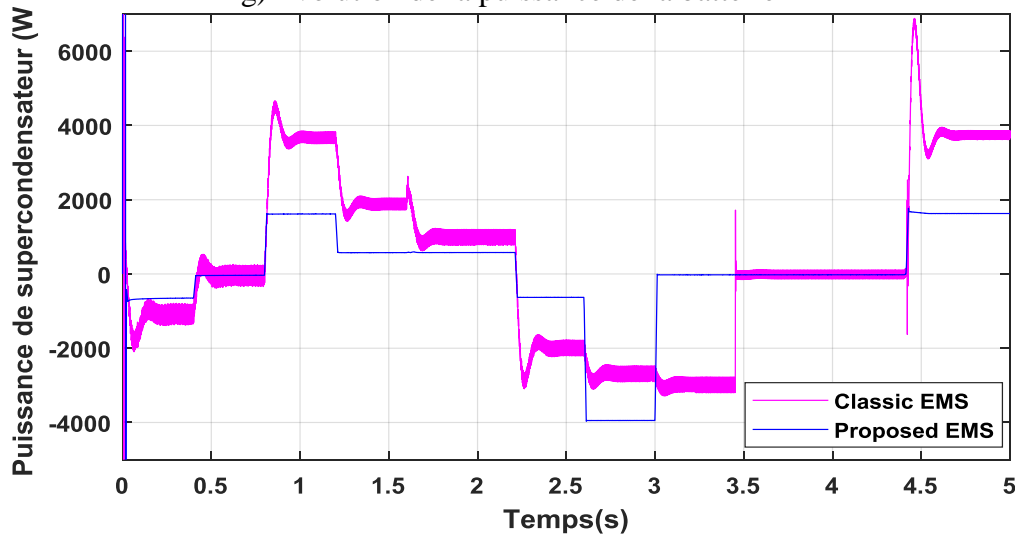
e) Evolution de la puissance du générateur PV



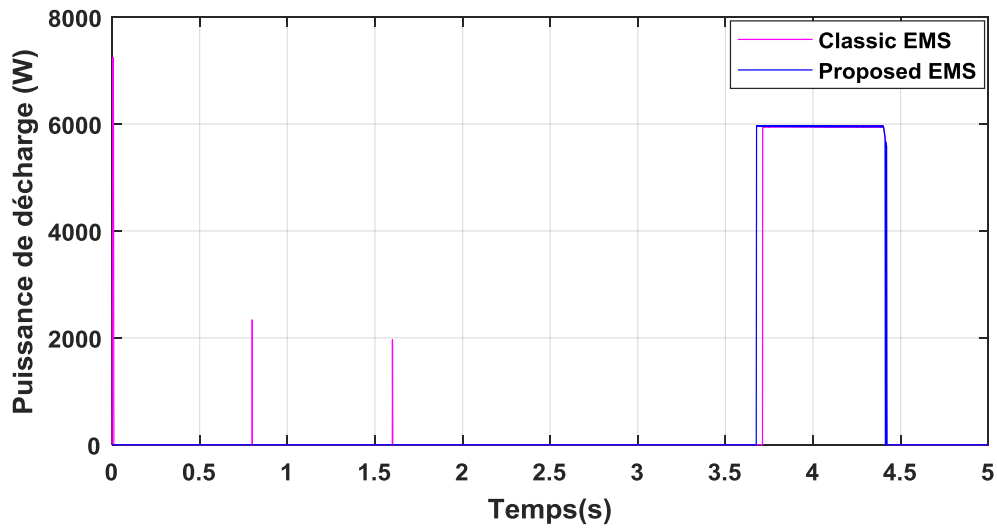
f) Evolution de la puissance de la pile à combustible



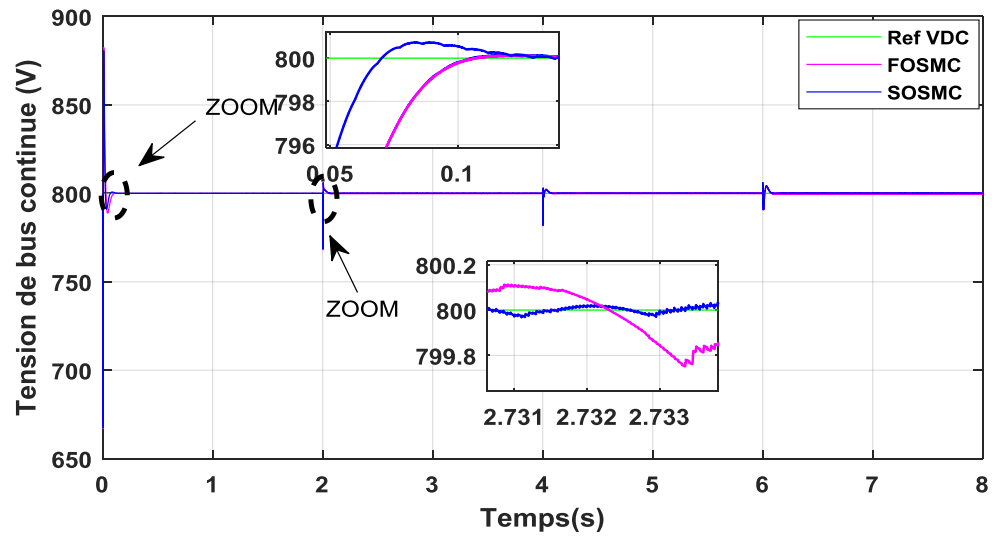
g) Evolution de la puissance de la batterie



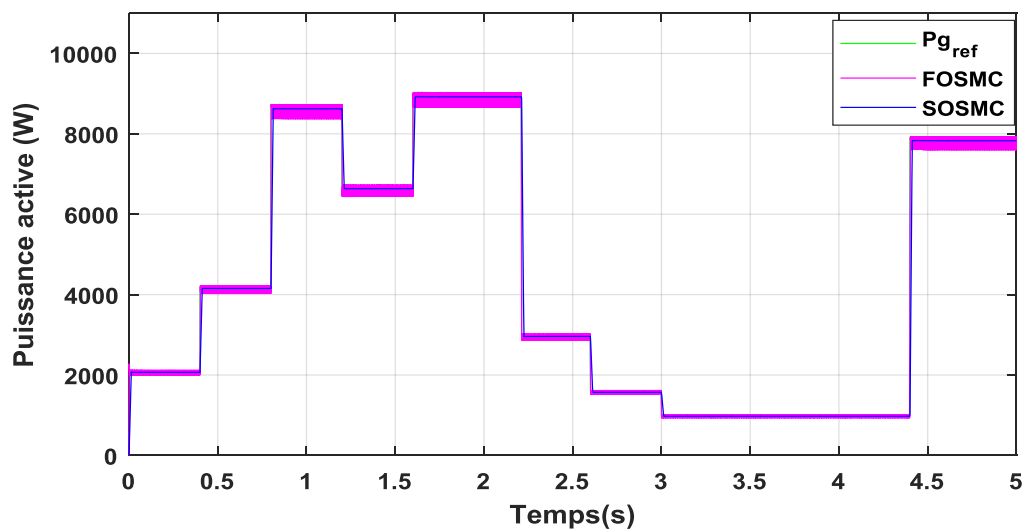
h) Evolution de la puissance du super-condensateur



i) Evolution de la puissance de la charge

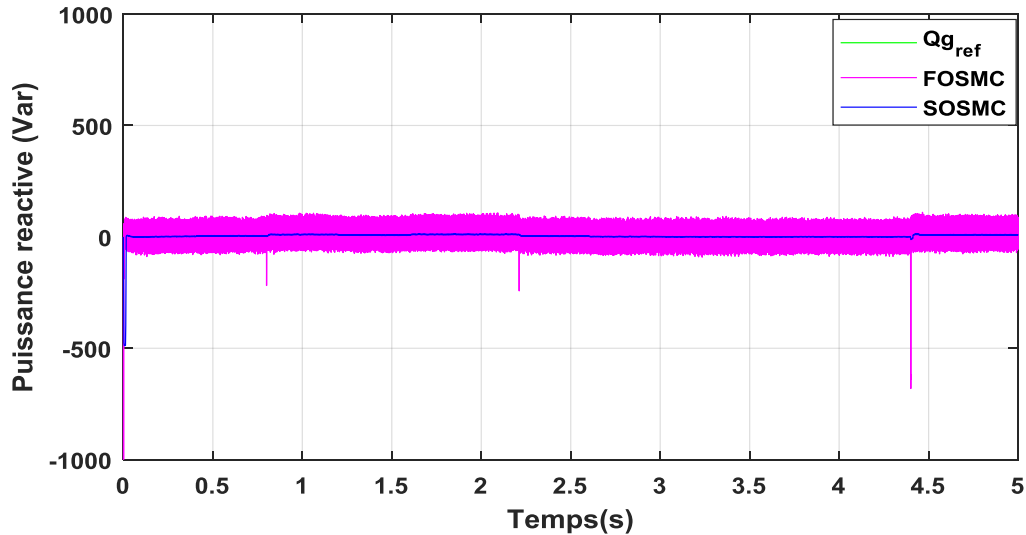


j) Evolution de la tension de bus continu



k) Evolution de la puissance active





l) Evolution de la puissance réactive

**Figure IV.13.** Principaux résultats des scénarios

**Tableau .IV.3.** Performance des stratégies de gestion

Scénarios		S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	S <sub>3</sub>	S <sub>4</sub>	S <sub>5</sub>	S <sub>6</sub>	S <sub>7</sub>	S <sub>8</sub>	S <sub>9</sub>	S <sub>10</sub>
Gestion du Contrôleur Classique	Temps de réponse (s) $P_{bat}$	0.25	0.15	0.25	0.2	0.15	0.188	0.15	0.15	0.0026	0.35
	Temps de réponse (s) $P_{SC}$	0.25	0.15	0.25	0.2	0.15	0.188	0.15	0.0038	0	0.35
Gestion du Contrôleur Flou	Temps de réponse (s) $P_{bat}$	0.035	0.003	0.003	0.0032	0.078	0.0035	0.003	0.0035	0.0025	0.142
	Temps de réponse (s) $P_{SC}$	0.1	0.003	0.0032	0.0088	0	0.0045	0.004	0.004	0	0.142

## IV.9.Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons montré un nouveau réseau électrique équipé d'un système de stockage basé sur (la batterie et le super-condensateur) et d'un système éolienne, PV, pile à combustible. A travers ce travail, nous avons proposé le système de gestion développé à base de règles déterministes floues à tous les scénarios (chargement, attente, décharge) et où la puissance consommée et la puissance générée sont toujours garanties. En outre, le système hybride fonctionne à sa puissance maximale durant dans différentes conditions.

## Conclusion générale

Au cours des dernières décennies, l'utilisation massive de combustibles fossiles a entraîné de nombreux problèmes environnementaux critiques, notamment la pollution atmosphérique et le réchauffement de la planète. De plus, notre société est confrontée à une croissance rapide de la demande mondiale d'énergie, ce qui va intensifier les émissions de gaz à effet de serre. Selon l'Administration américaine d'information sur l'énergie (EIA) et l'International Energy Outlook 2016 (IEO 2016), les émissions mondiales de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) liées à l'énergie passeront de 32,3 milliards de tonnes métriques en 2012 à 35,6 milliards de tonnes métriques en 2020 et à 43,2 milliards de tonnes métriques en 2040 [1]. Cette augmentation prévisible de 40% des émissions de CO<sub>2</sub> nous a énormément poussés à avancer dans la recherche et le développement du domaine des énergies renouvelables également.

Pour répondre à ces problèmes, cette thèse a proposé de nouveaux concepts d'un système hybride avec son système de contrôle et de gestion de l'énergie sophistiqué. Cette dernière guide les unités de conversion d'énergie individuelles de manière à ce que le maximum d'énergie renouvelable soit utilisé pour répondre à la demande de charge autant que possible en fonction des priorités mentionnées ci-dessous.

- Utilisation de l'énergie solaire
- Utilisation de l'énergie éolienne
- Utilisation des piles à combustible

Ce travail de recherche a été réalisé en quatre chapitres.

- Le premier chapitre présente l'état de l'art et les travaux connexes de ce sujet. Le contexte et le développement des systèmes hybride sont présentés. Ensuite, les principaux problèmes et les défis de chaque composant de ce système seront discutés, en particulier pour l'application raccordée au réseau.
- Le deuxième chapitre, le développement du modèle mathématique de système électrique hybride, ses sources et son processus d'intégration est réalisée.
- Dans le troisième chapitre, en combinant le système hybride modélisé avec des nouvelles techniques d'extraction de la puissance maximale MPPT. Une étude comparative avec des techniques conventionnelles est réalisée pour prouver l'efficacité des algorithmes proposés.
- La troisième partie est réservée pour la proposition et l'application de nouvelle stratégie de contrôle et de gestion de la puissance entre la source hybride et le réseau.

- Le quatrième chapitre traite du modèle physique de système hybride et sa stratégie de gestion et de contrôle proposé afin de réduire la dégradation la qualité de l'énergie électrique. Pour toutes les conditions de fonctionnement avec différents scénarios environnementaux. La stratégie de contrôle proposé basé sur la Logic flous est comparée avec un système de contrôle classique. Les résultats de simulation des stratégies de contrôle proposé dans les différents points de système hybride montrent une grande supériorité par rapport le contrôle classique.

D'une manière générale le travail présenté dans cette thèse nous a permis de montrer l'intérêt que suscitent les énergies renouvelables dans notre pays l'Algérie. Néanmoins, tous ces résultats n'excluent pas des améliorations qui peuvent être apportées dans le futur. Il s'agit en fait des points suivants :

- L'étude des commandes avancées pour l'implantation des systèmes hybrides afin d'améliorer la qualité d'énergie.
- les auteurs souhaitent explorer une méthodologie permettant de stocker l'excédent de puissance hybride lorsque la BESS/SESS est en état de saturation, qu'il y a plus de puissance hybride et que la demande diminue.
- De plus, le présent travail s'est concentré sur l'implémentation d'un système de contrôle efficace et robuste pour la gestion de la puissance (extraite et délivrée) par le système hybride. Pour évaluer ce travail, les résultats expérimentaux sont nécessaires (banc d'essai).

## Paramètres des composants du système énergie hybride

### 1. Panneau photovoltaïque

(Caractéristiques électriques en conditions standard ( $G = 1000 \frac{W}{m^2}$ , et  $T = 25 C^\circ$ )

Puissance maximale	$P_{max}$	150w
Tension de circuit-ouvert	$V_{oc}$	32.9 V
Courant de court-circuit	$I_{sc}$	8.21 A
Courant de saturation de la diode	$I_{on}$	$9.8214 \cdot 10^{-8}$ A
Photo-courant	$I_{ph}$	8.214 A
Résistance série	$R_s$	0.221 $\Omega$
Résistance parallèle	$R_{sh}$	415.405 $\Omega$
Facteur d'idéalité de la diode	$\alpha$	1.3
Nombre de cellules PV connectées en série	$N_s$	54

### 2. Système éolien

Rotor de la turbine	$R_t$	2m
L'angle de calage	$\beta$	0°
vitesse spécifique optimale	$\lambda_{opt}$	8.1
Vitesse du vent nominal	$V$	9 m/s
Coefficient de puissance maximale	$C_p$	0.48
Air density	$\rho$	1.225kg.m <sup>3</sup>
Puissance nominale	$P_e$	10 kw
Résistance statorique	$R_s$	0.00829 $\Omega$
Inductance direct statorique	$L_d$	0.174mH
Inductance quadrature statorique	$L_q$	0.174mH
Flux d'aiment	$\psi_m$	0.071wb
Nombre de pair de pole	$n_p$	6
Inertie Totale	$J_t$	0.089 kg.m <sup>2</sup>
Force de frottement	$f$	0.005 N.m

## Références Bibliographiques

- [1] K. Rajashekara, J. Grieve, and D. Daggett, "Hybrid fuel cell power in aircraft," *IEEE Ind. Appl. Mag.*, vol. 14, no. 4, pp. 54–60, July-Aug. 2008.
- [2] R. Toonssen, N. Woudstra, and A. H. M. Verkooijen, "Decentralized generation of electricity from biomass with proton exchange membrane fuel cell," *J. Power Sources*, vol. 194, no. 1, pp. 456–466, Oct. 2009.
- [3] G. S. Aglietti, S. Redi, A. R. Tatnall, and T. Markvart, "Harnessing high-altitude solar power," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 24, no. 2, pp. 442–451, June 2009.
- [4] A. Bergen, L. Pitt, A. Rowe, P. Wild, and N. Djilali, "Experimental assessment of a residential scale renewable–regenerative energy system," *J. Power Sources*, vol. 186, pp. 158–166, 2009.
- [5] N. W. Miller, D. Guru, and K. Clark, "Wind Generation," *IEEE Ind. Appl. Mag.*, vol. 14, no. 4, pp. 54–61, March-April 2009.
- [6] J. P. Mock and S. A. Schmid, "Fuel cells for automotive powertrains—A techno-economic assessment," *J. Power Sources*, vol. 190, pp. 133–140, 2009.
- [7] H. Patel and V. Agarwal, "MPPT scheme for a PV-fed single-phases-stage grid-connected inverter operating in CCM with only one current sensor," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 24, no. 1, pp. 256–263, March 2009.
- [8] J. R. Salgado and M. A. D. Aguilar, "Market survey of fuel cells in Mexico: Niche for low power portable systems," *J. Power Sources*, vol. 186, pp. 455–463, 2009.
- [9] M. Kolhe, "Techno-economic optimum sizing of a stand-alone solar photovoltaic system," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 24, no. 2, pp. 511–519, June 2009.
- [10] T. Senjyu, M. Datta, A. Yona, and C. H. Kim, "A control method for small utility connected large PV system to reduce frequency deviation using a minimal-order observer," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 24, no. 2, pp. 520–528, June 2009.
- [11] N. Kakimoto, H. Satoh, S. Takayama, and K. Nakamura, "Ramp-rate control of photovoltaic generator with electric double-layer capacitor," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 24, no. 2, pp. 465–473, June 2009.
- [12] A. J. del Real, A. Arce, and C. Bordons, "Optimization strategy for element sizing in hybrid power systems," *J. Power Sources*, vol. 193, pp. 315–321, 2009.
- [13] P. Thounthong, S. Raël, and B. Davat, "Control algorithm of fuel cell and batteries for distributed generation system," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 23, no. 1, pp. 148–155, Mar. 2008.
- [14] A. Cooper, J. Furakawa, L. Lam, and M. Kellaway, "The UltraBattery—A new battery design for a new beginning in hybrid electric vehicle energy storage," *J. Power Sources*, vol. 188, pp. 642–649, 2009.
- [15] P. Thounthong, V. Chunkag, P. Sethakul, M. Hinaje, and B. Davat, "Comparative Study of Fuel-Cell Vehicle Hybridization with Battery or Supercapacitor Storage Device," *IEEE Trans. Veh. Technol.*, vol. 58, no. 8, pp. 3892–3904, Oct. 2009.
- [16] J. Bauman and M. Kazerani, "An analytical optimization method for improved fuel cell–battery–ultracapacitor powertrain," *IEEE Trans. Veh. Technol.*, vol. 58, no. 7, pp. 3186–3197, Sept. 2009.
- [17] J. Bernard, S. Delprat, F. N. Büchi, and T. M. Guerra, "Fuel-cell hybrid powertrain: toward minimization of hydrogen consumption," *IEEE Trans. Veh. Technol.*, vol. 58, no. 7, pp. 3168–3176, Sept. 2009.
- [18] E. Schaltz, A. Khaligh, and P. O. Rasmussen, "Influence of battery/ultracapacitor energy-storage sizing on battery lifetime in a fuel cell hybrid electric vehicle," *IEEE Trans. Veh. Technol.*, vol. 58, no. 8, pp. 3882–3891, Oct. 2009.
- [I.1] Bob Dudley et al. *Bp statistical review of world energy*. London, UK, 2012.

- [I.2] Global Energy Statistical Yearbook. Electricity consumption. Enerdata.[access: yearbook. enerdata. net], 2019.
- [I.3] Jacques Percebois and Claude Mandil. Rapport énergies 2050. Le nucléaire un an après Fukushima, (1):13, 2012.
- [I.4] John Conti, Paul Holtberg, Jim Diefenderfer, Angelina LaRose, James T Turnure, and Lynn Westfall. International energy outlook 2016 with projections to 2040. Technical report, USDOE Energy Information Administration (EIA), Washington, DC (United States), 2016.
- [I.5] Linda Capuano. International energy outlook 2018 (ieo2018). US Energy Information Administration (EIA): Washington, DC, USA, 2018:21, 2018.
- [I.6] Ottmar Edenhofer, Ramón Pichs-Madruga, Youba Sokona, Kristin Seyboth, Susanne Kadner, Timm Zwickel, Patrick Eickemeier, Gerrit Hansen, Steffen Schlömer, Christoph von Stechow, et al. Renewable energy sources and climate change mitigation: Special report of the intergovernmental panel on climate change. Cambridge University Press, 2011.
- [I.7] Qu'est-ce qu'une énergie fossile ? 2013. url : <http://www.connaissancedesenergies.org/quest-ce-qu-une-energie-fossile-131029> (visité le 09/03/2017).
- [I.8] BP Statistical Review of World Energy 2016.
- [I.9] Qu'est-Ce Que l'énergie Nucléaire ? 2015. url : <https://www.edf.fr/groupe-edf/espacesdedies/1-energie-de-a-a-z/tout-sur-l-energie/produire-de-l-electricite/qu-estce-que-l-energie-nucleaire> (visité le 10/03/2017).
- [I.10] Uranium 2016: Resources, Production and Demand. url : <https://www.oecd-neo.org/ndd/pubs/2016/7301-uranium-2016.pdf>.
- [I.11] Chad Augustine, Richard Bain, Jamie Chapman, Paul Denholm, Easan Drury, Douglas G Hall, Eric Lantz, Robert Margolis, Robert Thresher, Debra Sandor, et al. Renewable electricity futures study. volume 2: Renewable electricity generation and storage technologies. Technical report, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2012.
- [I.12] SR Tewfik. Biomass utilization facilities and biomass processing technologies. Energy Education Science and Technology, 14:1–19, 2004.
- [I.13] Bahman Zohuri. Hybrid Energy Systems: Driving Reliable Renewable Sources of Energy Storage. Springer, 2017.
- [I.14] Ayhan Demirbas. Potential applications of renewable energy sources, biomass combustion problems in boiler power systems and combustion related environmental issues. Progress in energy and combustion science, 31(2):171–192, 2005.
- [I.15] Samah Elsayed Sonia Rueda Iana Arkhipova drian Whiteman, Javier Esparrago and Gerardo Escamilla. Renewable energy statistics 2019. Technical report, The International Renewable Energy Agency (IRENA), 2019.
- [I.16] Global Energy Statistical Yearbook. Electricity consumption. Enerdata.[access: yearbook. enerdata. net], 2019.
- [I.17] Aerowatt and edf-sei. enerstock: cahier des charges du stockage, 2011.
- [I.18] J Pestourie. Les enr intermittentes. cas des réseaux insulaires. Technical report, Technical report, EDF R&D, 2012.
- [I.19] Joakim Widén, Nicole Carpman, Valeria Castellucci, David Lingfors, Jon Olauson, Flore Remouit, Mikael Bergkvist, Mårten Grabbe, and Rafael Waters. Variability assessment and forecasting of renewables: A review for solar, wind, wave and tidal resources. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 44:356–375, 2015.
- [I.20] Mathieu David, Faly H Ramahatana Andriamasomanana, and Olivier Liandrat. Spatial and temporal variability of pv output in an insular grid: Case of reunion island. Energy Procedia, 57:1275–1282, 2014.

- [I.21] Hadja Maïmouna Diagne. Gestion intelligente du réseau électrique réunionnais. Prév́ision de la ressource solaire en milieu insulaire. PhD thesis, Université de la Réunion, 2015.
- [I.22] V Kostylev, A Pavlovski, et al. Solar power forecasting performance—towards industry standards. In 1st international workshop on the integration of solar power into power systems, Aarhus, Denmark, 2011.
- [I.23] C Monteiro, H Keko, R Bessa, V Miranda, A Botterud, J Wang, G Conzelmann, et al. A quick guide to wind power forecasting: state-of-the-art 2009. Technical report, Argonne National Lab.(ANL), Argonne, IL (United States), 2009.
- [I.24] Elke Lorenz, Annette Hammer, Detlev Heinemann, et al. Short term forecasting of solar radiation based on satellite data. In EUROSUN2004 (ISES Europe Solar Congress), pages 841–848, 2004.
- [I.25] D. Bellala: « Contribution À L'optimisation Des Systèmes De Conversion D'énergie Application Aux Systèmes Photovoltaïques », Thèse De Doctorat Université De Batna 2010.
- [I.26] T. L. Jensen, « Renewable Energy On Small Islands », Forum For Energy And Development (Fed), Second Edition Danemark August 2000.
- [I.27] Lazarov, V. D., Notton, G., Zarkov, Z., Bochev, I., (2005). Hybrid power systems with renewable energy sources – types, structures, trends for research and development. Proceedings of International Conference ELMA2005, Sofia, Bulgaria, pp. 515-520, 2005.
- [I.28] Bernard Multon. L'énergie électrique : analyse des ressources et de la production. In Journées de la section électrotechnique du club EEA 1999, page 22p, 1999.
- [I.29] S Astier. Conversion photovoltaïque : du rayonnement solaire à la cellule, techniques de l'ingénieur, vol. D3935, 2008.
- [I.30] Gunnar Wettermark, Bo Carlsson, and Hans Stymne. Storage of heat : a survey of e\_orts and possibilities. NASA STI/Recon Technical Report N, 79, 1979.
- [I.31] W Pluta. Solar electricity. an economic approach to solar energy, 1978.
- [I.32] Noble Duncan and K Swartman Robert. The canadian renewable energy guide. Burns town, General Store Publishing House, 1995.
- [I.33] A Aziz, Ka Kassmi, K Kassmi, F Olivié, R Maimouni, G Sarrabayrouse, and A Martinez. Modélisation des panneaux solaires dans l. Environnement Orcad.
- [I.34] A Labouret, P Cumunel, JP Braun, and B Faraggi. Cellules solaires, les bases de l'énergie photovoltaïque 4ème édition, 2010.
- [I.35] Stéphan Astier. Conversion photovoltaïque : du la cellule. Ed. Techniques Ingénieur, 2013.
- [I.36] Alain Ricaud. Modules photovoltaïques : Filières technologiques. Techniques de l'ingénieur. Génie électrique, 7(D3940), 2005.
- [I.37] Kamelia, H. (2012). Modélisation d'une cellule photovoltaïque: Etude comparative. Mémoire de Magistère, UMMTO.
- [I.38] Petibon Stéphane « Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques ». Thèse de doctorat, Université de Toulouse, 2009.
- [I.39] Parimita Mohanty, Tariq Muneer, and Mohan Kolhe. Solar photovoltaic system applications : a guidebook for o\_grid electri\_cation. Springer, 2015.
- [I.40] Adel A Elbaset and Mohamed Salah Hassan. Design and Power Quality Improvement of Photovoltaic Power System. Springer, 2017.
- [I.41] Elisa Skoplaki and John A Palyvos. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance : A review of e\_ciciency/power correlations. Solar energy, 83(5) :614\_624, 2009.
- [I.42] M. Update, GWEC Global Wind Report\_April 2018\_Final. 2017.
- [I.43] G. S. Report, Renewables 2017 global status report 2017. 2017.

- [I.44] Abdelkhalek, N. M., Abdelsalam, I., & Marei, M. I. (2018, June). A reduced cost wind energy conversion system based on permanent magnet synchronous generator with a parallel connected AC-DC buck-boost converter. In 2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe) (pp. 1-5). IEEE.
- [I.45] M. A. Parker, C. Soraghan, and A. Giles, "Comparison of Power Electronics Lifetime Between Vertical- and Horizontal-Axis Wind Turbines," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 10, no. 5, pp. 679–686, 2015.
- [I.46] B. Hughes and C. H N, "Computational Analysis of Dyanmic Architecture," *J. power energy*, vol. 225, pp. 85–95, 2010.
- [I.47] H. L. Z. Chen, "Overview of different wind generator systems and their comparisons," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 2, no. 2008, pp. 123–138, 2008.
- [I.48] H. Polinder et al., "Trends in Wind Turbine Generator Systems," *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 1, no. 3, pp. 174–185, 2013.
- [I.49] EL AIMANI, Salma. Modélisation des différentes technologies d'éoliennes intégrées dans un réseau de moyenne tension. 2004. Thèse de doctorat. Ecole Centrale de Lille.
- [I.50] Site internet sur les énergies renouvelables, disponible à partir de : <http://www.wind power dk/>.
- [I.51] ABU-TABAK, Nesmat. Stabilité dynamique des systèmes électriques multimachines: modélisation, commande, observation et simulation. 2008. Thèse de doctorat. Ecole Centrale de Lyon.
  
- [II.1] Bun L. Détection et localisation de défauts pour un système PV. Thèse de doctorat. Université de Grenoble, 2011
- [II.2] Petibon S. Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques. Thèse de doctorat. Université de Toulouse III T-Paul Sabatier, 2010.
- [II.3] Aouchiche, N. (2020). *Conception d'une commande MPPT optimale à base d'intelligence artificielle d'un système photovoltaïque* (Doctoral dissertation, Université Bourgogne Franche-Comté).
- [II.4] Syed Irtaza M. Near-optimal standalone hybrid PV/WE system sizing method. *Sol Energy* 2017;157:727–34
- [II.5] Castro-Santos Laura, Garcia Geuffer Prado, Simões Teresa, Estanqueiro Ana. Planning of the installation of offshore renewable energies: a GIS approach of the Portuguese roadmap. *Renewable Energy* 2019;132:1251–62.
- [II.6] Hemeida, A. M., El-Ahmar, M. H., El-Sayed, A. M., Hasanien, H. M., Alkhalaf, S., Esmail, M. F. C., & Senjyu, T. (2020). Optimum design of hybrid wind/PV energy system for remote area. *Ain Shams Engineering Journal*, 11(1), 11-23.
- [II.7] D. Rekioua and E. Matagne, Optimization of photovoltaic power systems. book, Springer-Verlag London Limited 2012.
- [II.8] D. Sera, "Real-time modelling, diagnostics and optimised MPPT for residential PV systems." These Dr.Aalborg University, 2009.
- [II.9] S. Messalti, A. Harrag, and A. Loukriz, "A new neural networks MPPT controller for PV systems," in IREC2015 The Sixth International Renewable Energy Congress, 2015, pp. 1-6: IEEE.
- [II.10] I. BENDJAMAA, "Modélisation et commande d'un système de stockage photovoltaïque," 2012.
- [II.11] R. Andouisi, A. Mami, G. Dauphin-Tanguy, and M. Annabi, "Bond graph modelling and dynamic study of a photovoltaic system using MPPT buck-boost converter," in IEEE



- international conference on systems, man and cybernetics, 2002, vol. 3, p. 6 pp. vol. 3: IEEE.
- [II.12] R. Andoulsi, "Etude d'une classe de systèmes photovoltaïques par une approche bond graph: modélisation, analyse et commande," Lille 1, 2001.
- [II.13] Boudia, Assam. *Contribution à l'étude d'un système photovoltaïque connecté au réseau électrique avec un système de stockage à base d'une inductance supraconductrice (SMES)*. Diss. Univ M'sila, 2020.
- [II.14] H. M. Ibrahim, J. Peng, and M. S. El Moursi, "Dynamic Analysis of Buck-Based Photovoltaic Array Model," *International Journal of Electrical Energy*, Vol. 1, No. 2, June 2013.
- [II.15] BENCHERIF, Mohamed. *Modélisation de systèmes énergétiques photovoltaïques et éoliens intégration dans un système hybride basse tension*. Diss. Université de Tlemcen-Abou Bekr Belkaid, 2014.
- [II.16] Billel, Meghni. *contribution à l'amélioration des performances d'une chaîne énergétique éolienne*. Diss. These Doctorat, université Badji Mokhtar Annaba 2015.[4] Wikipedia, 1955.
- [II.17] Toumi, Ilham, et al. "Robust Variable-Step Perturb-and-Observe Sliding Mode Controller for Grid-Connected Wind-Energy-Conversion Systems." *Entropy* 24.5 (2022): 731.
- [II.18] Meghni, B.; Ouada, M.; Saad, S. A novel improved variable-step-size P&O MPPT method and effective supervisory controller to extend optimal energy management in hybrid wind turbine. *Electr. Eng.* **2020**, *102*, 763–778. <https://doi.org/10.1007/s00202-019-00911-9>.
- [II.19] H. Gouabi, A. Hazzab, and A. Cheriet, "Direct active and reactive power regulation of dfig us-ing fuzzy adaptive pi controller," *International Journal Of Systems Applications, Engineering & Development*, vol. 13, pp. 161–165, 2019.
- [II.20] H. Li and Z. Chen, "Overview of different wind generator systems and their comparisons," *IET Renewable Power Generation*, vol. 2, no. 2, pp. 123–138, 2008.
- [II.21] H. Polinder, F. F. Van der Pijl, G.-J. De Vilder, and P. J. Tavner, "Comparison of direct-drive and geared generator concepts for wind turbines," *IEEE Transactions on energy conversion*, vol. 21, no. 3, pp. 725–733, 2006.
- [II.22] Latreche, Mohammed-Tahar. *Commande Floue de la Machine Synchrone à Aimant Permanent (MSAP) utilisée dans un système éolien*. Diss. 2018.
- [II.23] C. Anderson, *Wind turbines: Theory and practice*. Cambridge University Press, 2020.
- [II.24] Lopez, Miguel. *Contribution à l'optimisation d'un système de conversion éolien pour une unité de production isolée*. Diss. Université Paris Sud-Paris XI, 2008.
- [II.25] Mirecki, Adam. *Étude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance*. Diss. 2005.
- [II.26] Sitharthan, R.; Karthikeyan, M.; Sundar, D.S.; Rajasekaran, S. Adaptive hybrid intelligent MPPT controller to approximate effectual wind speed and optimal rotor speed of variable speed wind turbine. *ISA Trans.* **2020**, *96*, 479–489. <https://doi.org/10.1016/j.isatra.2019.05.029>.
- [II.27] Meghni, B.; Dib, D.; Azar, A.T. A second-order sliding mode and fuzzy logic control to optimal energy management in wind turbine with battery storage. *Neural Comput. Appl.* **2017**, *28*, 1417–1434. <https://doi.org/10.1007/s00521-015-2161-z>.
- [II.28] Ahmed, J.; Salam, Z. An enhanced adaptive P&O MPPT for fast and efficient tracking under varying environmental conditions. *IEEE Trans. Sustain. Energy* **2018**, *9*, 1487–1496. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2018.2791968>.
- [II.29] MACHMOUM, M., POITIERS, F., DARENGOSSE, C., et al. Dynamic performances of a doubly-fed induction machine for a variable-speed wind energy generation. In : *Power System Technology, 2002. Proceedings. PowerCon 2002. International Conference on*. IEEE, 2002. p. 2431-2436.
- [II.30] LECLERCQ, Ludovic. Apport du stockage inertiel associé à des éoliennes dans un réseau

- électrique en vue d'assurer des services systèmes. university of Lille in France, 2004.
- [II.31] Wang, Jie, and Didi Bo. "Adaptive fixed-time sensorless maximum power point tracking control scheme for DFIG wind energy conversion system." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 135 (2022): 107424.
- [II.32] Lepage, Richard. *Contribution à la commande par SMA d'un système hybride éolien-diesel avec stockage par air comprimé (SHEDAC)*. Diss. Université du Québec à Chicoutimi, 2021.
- [II.33] GHAZEL, A., DE FORNEL, B., et HAPIOT, J. C. Robustesse d'un contrôle vectoriel de structure minimale d'une machine asynchrone. *Journal de Physique III*, 1996, vol. 6, no 7, p. 943-958.
- [II.34] BETTAYEB, Adel Azzedine. Pertes à haute fréquence dans les rotors des machines synchrones à aimants alimentées par onduleur de tension. 2010. Thèse de doctorat. Supélec.
- [II.35] CHINCHILLA, Monica, ARNALTES, Santiago, et BURGOS, Juan Carlos. Control of permanent-magnet generators applied to variable-speed wind-energy systems connected to the grid. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, 2006, vol. 21, no 1, p. 130-135.
- [II.36] RAJU, A. B., FERNANDES, B. G., et CHATTERJEE, Kishore. A UPF power conditioner with maximum power point tracker for grid connected variable speed wind energy conversion system. In : *Power Electronics Systems and Applications, 2004. Proceedings. 2004 First International Conference on. IEEE, 2004. p. 107-112.*
- [II.37] Dahmane, Menad. *Gestion, optimisation et conversion des énergies pour habitat autonome*. Diss. Université de Picardie Jules Verne, 2015.
- [II.38] Madaci, Bouthaina, Rachid Chenni, and Kamel Eddine Hemsas. *Architectures intégrées de gestion de l'énergie pour les multisystèmes autonomes utilisant le stockage par accumulateurs*. Diss. Université Frères Mentouri-Constantine 1, 2018.
- [II.39] Bahri, Hamza, Abdelghani Harrag, and Hegazy Rezk. "Optimal configuration and techno-economic analysis of hybrid photovoltaic/PEM fuel cell power system." *Journal of New Materials for Electrochemical Systems* 25.2 (2022).
- [II.40] Bahri, Hamza, and Abdelghani Harrag. "PEM Fuel Cell Hydrogen Support Using PV-Electrolyzer Generation System." *Journal of New Materials for Electrochemical Systems* 24.2 (2021).
- [II.41] Hatti, Mustapha, ed. *Artificial Intelligence and Renewables Towards an Energy Transition*. Vol. 174. Springer Nature, 2020.
- [II.42] Mohammed, G. U. E. Z. G. O. U. Z. "Perfectionnement et expertise des systèmes énergétiques complexes incorporant des sources renouvelables: Application au système hybride éolien-PV avec batteries sur un site national."
- [II.43] Rafik, Fouad, et al. "Frequency, thermal and voltage supercapacitor characterization and modeling." *Journal of power sources* 165.2 (2007): 928-934.
- [II.44] Gil-González, Walter Julián, Alejandro Garcés, and Andrés Escobar. "A generalized model and control for supermagnetic and supercapacitor energy storage." *Ingeniería y Ciencia* 13.26 (2017): 147-171.
- [II.45] REFOUFI, L., AL ZAHAWI, B. A. T., et JACK, A. G. Analysis and modeling of the steady state behavior of the static Kramer induction generator. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, 1999, vol. 14, no 3, p. 333-339
- [II.46] Vechiu, Ionel. *Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome*. Diss. Université du Havre, 2005.
- [II.47] Mahammedi, Abdellatif. *Etude et optimisation d'un système hybride éolien-photovoltaïque*. Diss. 2018.
- [III.1] Mohapatra, A.; Nayak, B.; Das, P.; Mohanty, K.B. A review on MPPT techniques of PV system under partial shading condition. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2017, 80, 854–867.

- <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.083>.
- [III.2] Kumar, D.; Chatterjee, K. A review of conventional and advanced MPPT algorithms for wind energy systems. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2016, 55, 957–970. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.013>.
- [III.3] Karami, N.; Moubayed, N.; Outbib, R. General review and classification of different MPPT Techniques. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2017, 68, 1–18. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.132>.
- [III.4] Eltamaly, A.; Farh, H.M. Maximum power extraction from wind energy system based on fuzzy logic control. *Electr. Power Syst. Res.* 2013, 97, 144–150. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2013.01.001>.
- [III.5] Tripathi, S.M.; Tiwari, A.N.; Singh, D. Grid-integrated permanent magnet synchronous generator-based wind energy conversion systems: A technology review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2015, 51, 1288–1305. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.06.060>.
- [III.6] Castelló, J.; Espí, J.M.; García-Gil, R. Development details and performance assessment of a wind turbine emulator. *Renew. Energy* 2016, 86, 848–857. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.09.010>.
- [III.7] Ganjefar, S.; Ghassemi, A.A.; Ahmadi, M.M. Improving efficiency of two-type maximum power point tracking methods of tip-speed ratio and optimum torque in wind turbine system using a quantum neural network. *Energy* 2014, 67, 444–453. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.023>.
- [III.8] Mule, S.M.; Sankeshwari, S.S. Sliding mode control based maximum power point tracking of PV system. *IOSR J. Electr. Electron. Eng. Ver. II* 2015, 10, 2278–1676.
- [III.9] Mousa, H.H.; Youssef, A.R.; Mohamed, E.E. Variable step size P&O MPPT algorithm for optimal power extraction of multi-phase PMSG based wind generation system. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2019, 108, 218–231. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.12.044>.
- [III.10] Meghni, B.; Saadoun, A.; Dib, D.; Amirat, Y. Effective MPPT technique and robust power control of the PMSG wind turbine. *IEEJ Trans. Electr. Electron. Eng.* 2015, 10, 619–627. <https://doi.org/10.1002/tee.22128>.
- [III.11] Assam, Boudia, Sabir Messalti, and A. Harrag. "New improved hybrid mppt based on backstepping-sliding mode for pv system." *Journal Européen des Systèmes Automatisés* 52.3 (2019): 317-323.
- [III.12] Azar, A.T.; Serrano, F.E. Stabilization of Port Hamiltonian Chaotic Systems with Hidden Attractors by Adaptive Terminal Sliding Mode Control. *Entropy* 2020, 22, 122. <https://doi.org/10.3390/e22010122>
- [III.13] Zhu, Q.; Fusco, G.; Na, J.; Zhang, W.; Azar, A.T. Special Issue Complex Dynamic System Modelling, Identification and Control. *Entropy* 2022, 24, 380. <https://doi.org/10.3390/e24030380>.
- [III.14] Beltran, B.; Ahmed-Ali, T.; Benbouzid, M.E.H. Sliding mode power control of variable-speed wind energy conversion systems. *IEEE Trans. Energy Convers.* 2008, 23, 551–558. <https://doi.org/10.1109/TEC.2007.914163>.
- [III.15] Mousa, Hossam HH, Abdel-Raheem Youssef, and Essam EM Mohamed. "Modified P&O MPPT algorithm for optimal power extraction of five-phase PMSG based wind generation system." *SN Applied Sciences* 1.8 (2019): 1-16.
- [III.16] Billel, Meghni, et al. "An in-depth study of robust MPPT for extend optimal power extraction using wind speed compensation technique of wind generators." *Electrical Engineering* (2023): 1-24.
- [III.17] Abdullah, Majid A., et al. "A review of maximum power point tracking algorithms for wind energy systems." *Renewable and sustainable energy reviews* 16.5 (2012): 3220-3227.

- [III.18] Mousa, Hossam HH, Abdel-Raheem Youssef, and Essam EM Mohamed. "State of the art perturb and observe MPPT algorithms based wind energy conversion systems: A technology review." *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 126 (2021): 106598.
- [III.19] Kumar, Dipesh, and Kalyan Chatterjee. "A review of conventional and advanced MPPT algorithms for wind energy systems." *Renewable and sustainable energy reviews* 55 (2016): 957-970.
- [III.20] Thongam JS, Ouhrouche M. MPPT control methods in wind energy conversion systems. In: Carriveau R, editor. *Adv. Top. Wind Power*, InTech; 2011. p. 339–60.
- [III.21] Nasiri M, Milimonfared J, Fathi SH. Modeling, analysis and comparison of TSR and OTC methods for MPPT and power smoothing in permanent magnet synchronous generator-based wind turbines. *Energy Convers Manag* 2014;86:892–900.
- [III.22] Shirazi, Meisam, Abbas Hooshmand Viki, and Omid Babayi. "A comparative study of maximum power extraction strategies in PMSG wind turbine system." *2009 IEEE Electrical Power & Energy Conference (EPEC)*. IEEE, 2009.
- [III.23] Abdullah MA, Yatim AHM, Tan CW, Saidur R. A review of maximum power point tracking algorithms for wind energy systems. *Renew Sustain Energy Rev* 2012;16:3220–7.
- [III.24] Pagnini LC, Burlando M, Repetto MP. Experimental power curve of small-size wind turbines in turbulent urban environment. *Appl Energy* 2015;154:112–21
- [III.25] Pagnini LC, Burlando M, Repetto MP. Experimental power curve of small-size wind turbines in turbulent urban environment. *Appl Energy* 2015;154:112–21
- [III.26] Abdullah MA, Yatim A, Tan CW, Saidur R. A review of maximum power point tracking algorithms for wind energy systems. *Renew Sustain Energy Rev* 2012;16 (5):3220–7.
- [III.27] Hohm DP, Ropp ME. Comparative study of maximum power point tracking algorithms using an experimental, programmable, maximum power point tracking test bed. *Conf Rec Twenty-Eighth IEEE Photovolt Spec Conf* 2000:1699–702
- [III.28] Bendib B, Belmili H, Krim F. A survey of the most used MPPT methods: Conventional and advanced algorithms applied for photovoltaic systems. *Renew Sustain Energy Rev* 2015;45:637–48
- [III.29] Houssamo I, Locment F, Sechilariu M. Experimental analysis of impact of MPPT methods on energy efficiency for photovoltaic power systems. *Int J Electr Power Energy Syst* 2013;46:98–107.
- [III.30] Hossam HH Mousa, Abdel-Raheem Youssef, & Essam EM Mohamed. (2019). Comparative Study of Fault-Tolerant Capability Performance for Three and Five- Phase PMSMs. *Journal of Control and Instrumentation Engineering* E-issn: 2582- 3000, 5(3), 39–54. <http://doi.org/10.5281/zenodo.3564272>.
- [III.31] Carrillo C, Obando Montaña a F, Cidrás J, Díaz-Dorado E. Review of power curve modelling for wind turbines. *Renew Sustain Energy Rev* 2013;21:572–81.
- [III.32] Abdullah MA, Yatim AHM, Tan CW. An online optimum-relation-based maximum power point tracking algorithm for wind energy conversion system. *Australas. Univ Power Eng. Conf*; 2014. 1–6
- [III.33] Xia Y, Ahmed KH, Williams BW. Wind turbine power coefficient analysis of a new maximum power point tracking technique. *IEEE Trans Ind Electron* 2013;60:1122–32
- [III.34] Xia Y, Ahmed KH, Williams BW. A new maximum power point tracking technique for permanent magnet synchronous generator based wind energy conversion system. *IEEE Trans Power Electron* 2011;26:3609–20.
- [III.35] Qais MH, Hasanien HM, Alghuwainem S. Enhanced whale optimization algorithm for maximum power point tracking of variable-speed wind generators. *Appl Soft Comput* 2020;86:105937.

- 
- [III.36] Yurdusev M, Ata R, Çetin N. Assessment of optimum tip speed ratio in wind turbines using artificial neural networks. *Energy* 2006;31(12):2153–61.
- [III.37] Mousa, H.H.; Youssef, A.R.; Mohamed, E.E. Adaptive P&O MPPT algorithm based wind generation system using realistic wind fluctuations. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 2019, *112*, 294–308. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.04.038>.
- [III.38] Liu J, Meng H, Hu Y, Lin Z, Wang W. A novel MPPT method for enhancing energy conversion efficiency taking power smoothing into account. *Energy Convers Manage* 2015;101:738–48
- [III.39] Yaakoubi A, Amhaimar L, Attari K, Harrak M, Halaoui M, Asselman A. Non-linear and intelligent maximum power point tracking strategies for small size wind turbines: Performance analysis and comparison. *Energy Rep* 2019;5:545–54.
- [III.40] Medjber A, Guessoum A, Belmili H, Mellit A. New neural network and fuzzy logic controllers to monitor maximum power for wind energy conversion system. *Energy* 2016;106:137–46.
- [III.41] R. Ata, “RETRACTED: Artificial neural networks applications in wind energy systems: a review,” ed: Elsevier, 2015.
- [III.42] Hong C-M, Ou T-C, Lu K-H. Development of intelligent MPPT (maximum power point tracking) control for a grid-connected hybrid power generation system. *Energy* 2013;50:270–9
- [III.43] Messalti S, Harrag A, Loukriz A. A new variable step size neural networks MPPT controller: Review, simulation and hardware implementation. *Renew Sustain Energy Rev* 2017;68:221–33.
- [III.44] Putri, R.I.; Pujiantara, M.; Priyadi, A.; Ise, T.; Purnomo, M.H. Maximum power extraction improvement using sensorless controller based on adaptive perturb and observe algorithm for PMSG wind turbine application. *IET Electr. Power Appl.* 2018, *12*, 455–462. <https://doi.org/10.1049/iet-epa.2017.0603>.
- [III.45] Ahmed, J.; Salam, Z. An enhanced adaptive P&O MPPT for fast and efficient tracking under varying environmental conditions. *IEEE Trans. Sustain. Energy* 2018, *9*, 1487–1496. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2018.2791968>.
- [III.46] M. Molina and P. Mercado, “A new control strategy of variable speed wind turbine generator for three-phase grid-connected applications,” in 2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2008, pp. 1-8: IEEE.
- [III.47] Du X, Yin H. In: MPPT control strategy of DFIG-based wind turbines using double steps hill climb searching algorithm. IEEE; 2015. p. 1910–4.
- [III.48] S. Heshmatian, D. A. KHABURI, M. Khosravi, and A. Kazemi, “A control scheme for maximizing the delivered power to the load in a standalone wind energy conversion system,” *Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Science*, vol. 27, no. 4, pp. 2998-3014, 2019.
- [III.49] Li H, Li Q, Jiang X, Ruan Y, Huang W. The Application of Improved Hill-Climb Search Algorithm in Wind Power Generation. *IFAC Proceedings Volumes* 2013;46 (20):263–7.
- [III.50] Raza KSM, Goto H, Guo H-J, Ichinokura O. In: A novel algorithm for fast and efficient maximum power point tracking of wind energy conversion systems. IEEE; 2008. p. 1–6.
- [III.51] Hua AC-C, Cheng BC-H. In: Design and implementation of power converters for wind energy conversion system. ASIA-: IEEE; 2010. p. 323–8.
- [III.52] B. Meghni, N. M’sirdi, A. Saadoun, and N. M’sirdi, “A novel maximum power tracking by VSAS approach for permanent magnet direct drive WECS,” 2015.
- [III.53] Azar, A.T.; Serrano, F.E.; Zhu, Q.; Bettayeb, M.; Fusco, G.; Na, J.; Zhang, W.; Kamal, N.A. Robust Stabilization and Synchronization of a Novel Chaotic System with Input Saturation Constraints. *Entropy* 2021, *23*, 1110. <https://doi.org/10.3390/e23091110>.
- [III.54] Rafiq, M.; Rehman, S.U.; Rehman, F.U.; Butt, Q.R.; Awan, I. A second order sliding mode control design of a switched reluctance motor using super twisting algorithm. *Simul. Model.*

- Pract. Theory* 2012, 25, 106–117. <https://doi.org/10.1016/j.simpat.2012.03.001>
- [III.55] K. Kassmi, M. Hamdaoui, and F. Olivié, "Conception et modélisation d'un système photovoltaïque adapté par une commande MPPT analogique," *J Revue des Energies Renouvelables*, vol. 10, no. 4, pp. 451-462, 2007.
- [III.56] Motahhir, S., El Hammoumi, A., & El Ghzizal, A. (2020). The most used MPPT algorithms: Review and the suitable low-cost embedded board for each algorithm. *Journal of cleaner production*, 246, 118983.
- [III.57] Bouakkaz, M. S., Boukadoum, A., Boudebbouz, O., Boutasseta, N., Attoui, I., & Bouraiou, A. (2022). Classification of Conventional and Modern Maximum Power Point Tracking Techniques for Photovoltaic Energy Generation Systems. *Power Electronics for Green Energy Conversion*, 303-333.
- [III.58] Baba, A. O., Liu, G., & Chen, X. (2020). Classification and evaluation review of maximum power point tracking methods. *Sustainable Futures*, 2, 100020.
- [III.59] Jordehi, A.R.: 'Maximum power point tracking in photovoltaic (PV) systems: a review of different approaches', *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2106, 65, pp. 1127–1138
- [III.60] Bollipo, Ratnakar Babu, Suresh Mikkili, and Praveen Kumar Bonthagorla. "Hybrid, optimal, intelligent and classical PV MPPT techniques: A review." *CSEE Journal of Power and Energy Systems* 7.1 (2020): 9-33.
- [III.61] Podder, Amit Kumer, Naruttam Kumar Roy, and Hemanshu Roy Pota. "MPPT methods for solar PV systems: a critical review based on tracking nature." *IET Renewable Power Generation* 13.10 (2019): 1615-1632.
- [III.62] Hua, C., Lin, J., Shen, C.: 'Implementation of a DSP-controlled photovoltaic system with peak power tracking', *IEEE Trans. Ind. Electron.*, 1998, 45, (1), pp. 99–107
- [III.63] Bendib, B., Belmili, H., Krim, F.: 'A survey of the most used MPPT methods: conventional and advanced algorithms applied for photovoltaic systems', *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 2015, 45, pp. 637–648
- [III.64] Desai, H.P., Patel, H.K.: 'Maximum power point algorithm in PV generation: an overview'. *Proc. 7th Int. Conf. on Power Electronics and Drive Systems*, Bangkok, 2007, pp. 624–630
- [III.65] R. Ahmad, A. F. Murtaza, and H. A. Sher, "Power tracking techniques for efficient operation of photovoltaic array in solar applications- A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 101, pp. 82–102, Mar. 2019.
- [III.66] M. Seyedmahmoudian, B. Horan, T. K. Soon, R. Rahmani, A. M. T. Oo, S. Mekhilef, and A. Stojcevski, "State of the art artificial intelligence-based MPPT techniques for mitigating partial shading effects on PV systems-A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 64, pp. 435–455, Oct. 2016.
- [III.67] Banu, Ioan Viorel, Răzvan Beniugă, and Marcel Istrate. "Comparative analysis of the perturb-and-observe and incremental conductance MPPT methods." *2013 8Th International Symposium on advanced topics in electrical engineering (ATEE)*. IEEE, 2013.
- [III.68] A. Mohapatra, B. Nayak, P. Das, and K. B. Mohanty, "A review on MPPT techniques of PV system under partial shading condition," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 80, pp. 854–867, Dec.