

Université Mohamed Boudiaf - M'sila

FACULTE DE TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE



Numéro de série:

Numéro d'inscription: D.ELT/3C/03/15

Thèse

Présentée pour l'obtention du diplôme de

DOCTORAT LMD

Spécialité : Electrotechnique

Option : Electrotechnique

THEME

Contribution à l'étude d'un système photovoltaïque connecté au réseau
électrique avec un système de stockage à base d'une inductance
supraconductrice (SMES)

Présenté Par:

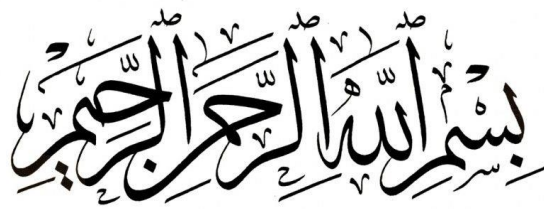
Boudia Assam

Soutenue le : 15/11/2020

Devant le Jury composé de :

Nom et Prénom	Grade	Etablissement	Qualité
Benslimane Tarak	Professeur	Univ. de M'sila	Président
Messalti Sabir	Professeur	Univ. de M'sila	Encadreur
Harrag Abdelghani	Professeur	Univ. de setif	Co-Encadreur
Layadi Toufik Madani	MCA	Univ. de BBA	Examineur
Bouguerra Abderrahmen	MCA	Univ. de M'sila	Examineur
Mayouf Messaoud	MCA	Univ. de M'sila	Examineur

Année Universitaire : 2020/2021



Dédicaces

Je dédie ce travail :

-  *A mon cher père et ma chère mère ;*
-  *A ma chère femme ;*
-  *A mes chers frères et sœurs ;*
-  *A mon cher petit fils « Mohamed » ;*
-  *A toute ma famille ;*
-  *A tous ceux qui ont sacrifié leur temps pour la science et à tous ceux qui utilisent la science pour le bien et la prospérité de l'humanité.*

Remerciements

Cette thèse a été effectuée au sein du laboratoire LGE (Laboratoire de Génie Electrique) de Mohamed BOUDIAF-M'SILA.

Je tiens d'abord à remercier Monsieur **Pr. MESSALTI Sabir** Professeur à l'université de M'sila, d'avoir accepté de diriger mon travail. Je le remercie également pour ses qualités humaines et ses conseils précieux durant toutes les phases du travail.

Je tiens à remercier Monsieur **Pr. HARRAG Abdelghani**, Professeur à l'Université de Ferhat Abbas-Sétif, pour sa disponibilité, sa serviabilité et son aide précieuse. Travailler avec lui est un grand plaisir.

Mes remerciements s'adressent aussi à **Pr. Benslimane Tarak** Professeur à l'université de M'sila, pour m'avoir fait l'honneur de présider mon jury.

Un grand merci à Monsieur **Layadi Toufik Madani**. Maître de Conférences à l'université de BBA d'avoir accepté d'examiner ce travail et de faire partie du jury.

Que Monsieur **Bouguerra Abderrahmen** Maître de Conférences à l'université de M'sila, trouve ici l'expression de mes plus vifs remerciements pour avoir accepté d'examiner ce travail.

Je tiens également à remercier Monsieur **Mayouf Messaoud** Maître de Conférences à l'université de BBA pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant d'examiner ce travail.

Je remercie de tout mon cœur toute ma famille, qui depuis de si longues années, m'ont encouragé et soutenu dans la poursuite de mes études.

Enfin, je suis très reconnaissant à mes collègues, mes amis et toute personne ayant aidé, de près ou de loin, directement ou indirectement, à l'aboutissement de ce travail

Boudia Assam

Liste des publications

Les travaux de recherches consignés par la présente thèse ont été concrétisés par plusieurs publication et communication internationales dont:

Publication Internationales:

1. B. Assam, Messalti, S., Harrag, A, " New improved hybrid MPPT based on backstepping-sliding mode for PV system,"***Journal Européen des Systèmes Automatisés***, vol. Vol. 52, No. 3, pp. 317-323, (2019).
2. Assam, B., Sabir, M., Abdelghani, H. " Modeling and control of power system containing PV system and SMES using sliding mode and field control strategy". ***Journal of New Materials for Electrochemical Systems***, Vol. 23, No. 3, pp. 190-197. <https://doi.org/10.14447/jnmes.v23i3.a0.2020>

Sous révision:

1. B. Assam, Messalti, S., Harrag, A, "New photovoltaic system connected to superconducting magnetic energy storage SMES-PV controlled by PID-fuzzy controller".
2. B. Assam, Messalti, S., Harrag, A, " Improved design of power system-PV with storage system based on SMES: Review, Modeling and control Grid-PV-SMES,". ***European Journal of Electrical Engineering***.

Conférences Internationales:

1. B. Assam, Messalti, "Backstepping MPPT for photovoltaic system,". Conference: Second International Conference on Electrical Engineering ICEEB'2018, December 2-3 2018, Biskra, Algeria.
2. B. Assam, Messalti, "A comparative study on MPPT techniques for photovoltaic systems operating under fast changing environments,". Conference: Second International Conference on Electrical Engineering ICEEB'2018, December 2-3 2018, Biskra, Algeria.
3. Messalti, S. B. Assam, Harrag, A, " Hybrid artificial neural network Backstepping MPPT controller PV systems,".The 7th International Conference on Control Engineering & Information Technology, 24-26 october 2019, tetouan, morocco.
4. B. Assam, Messalti, S., Harrag, A, " Gain-Adaptive PID-fuzzy MPPT for PV System,". International Pluridisciplinary PhD Meeting (IPPM'20) 1st Edition, February 23-26, 2020.

Table des Matières

Introduction Générale.....	1
Chapitre I : Systèmes de stockage d'énergie électrique.	
I.1 Introduction.....	5
I.2 Importance du stockage d'énergie électrique	5
I.3 Techniques de stockage d'énergie	6
I.3.1 Stockage d'énergie hydroélectrique pompé (Pumped Hydroelectric Energy Storage)- PHS	6
I.3.2 Le stockage d'énergie par volant d'inertie (Flywheel Energy Storage (FES)).....	6
I.3.3 Stockage d'énergie dans l'air comprimé (Compressed Air Energy Storage)-CAES	8
I.3.4 Stockage des Batteries.....	9
I.3.5 Batterie Plomb-acide (Lead-Acid Battery)	10
I.3.6 Batterie Niquele-cadmium (NiCd)	11
I.3.7 Batterie nickel-métal-hydrure (Ni-MH)	11
I.3.8 Batterie Niquele-zinc (Ni-Zn)	12
I.3.9 Batterie Sodium- soufre (Sodium Sulphur battery)	12
I.3.10 Batterie lithium-ion	12
I.3.11 Condensateur.....	13
I.3.12 Super condensateurs (SC).....	14
I.3.13 Systèmes de stockage d'énergie par bobine supraconductrice (SMES)	15
I.4 Avantage et inconvénient des techniques de stockage d'énergie.....	16
I.5 Domaine d'application des différentes techniques de stockage d'énergie	17
I.6 Comparaison des techniques de stockage d'énergie	18
I.7 conclusion.....	22
Chapitre II : Systèmes de stockage d'énergie magnétique supraconducteurs (SMES) et leur stratégie de commande.	
II.1 Introduction	24
II.2 Historique	24
II.3 Principe de fonctionnement Systèmes de stockage d'énergie par bobine supraconductrice (SMES)	25
II.4 Structure de SMES.....	28
II.4.1 Bobine supraconductrice	28
II.4.2 Liquide de refroidissement	29
II.4.3 Le solénoïde.....	29
II.4.4 Le toroïdale.....	29
II.5 Techniques de système SMES	30

II.6 Avantages et inconvénients de système SMES	30
II.7 La stratégie de commande du système SMES	30
II.7.1 Hacheur (DC-DC chopper).....	31
II.7.1.1 Mode charge.....	32
II.7.1.2 Mode attente	32
II.7.1.3 Mode décharge	33
II.7.2 Convertisseur de source de tension.....	33
II.7.3 Le modèle mathématique de VSC	34
II.7.4 La stratégie de contrôle du VSC	35
II.7.4.1 le contrôle des courants en utilisant régulateur PI.....	37
II.7.4.2 le contrôle des courants en utilisant mode glissant.....	37
II.7.4.3 Régulateur de tension.....	39
II.8 Conclusion	39

Chapitre III: Modélisation et contrôle du système PV.

III.1 Introduction.....	41
III.2 Effet photovoltaïque	42
III.3 Constitution d'un générateur photovoltaïque	42
III.3.1 Le modules (ou panneau).....	42
III.4.2 Le générateur photovoltaïque.....	43
III.4.2 La cellule photovoltaïque	43
III.7 Modélisation du générateur photovoltaïque	43
III.7.1 Les modèles mathématiques	44
III.7.1.1 Modèle à une seule diode	44
III.6 Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque	45
III.6.1 Avantages	45
III.6.2 Inconvénients.....	45
III.4 Influence de différents paramètres sur la caractéristique du PV	46
III.4.1 Influence de la température sur les modules.....	46
III.4.2 Influence du rayonnement sur les modules	47
III.4.3 Association des cellules photovoltaïques	47
III.4.3.1 Association en série	47
III.4.3.2 Association en parallèle.....	48
III.4.3.3 Association hybride (en série et en parallèle).....	48
III.5 l'étage d'adaptation	49

III.5.1 Convertisseur Continu-Continu (DC/DC) (Hacheurs).....	50
III.5.1.1 Hacheur survolteur (Boost)	50
III.5.1.2 Hacheur dévolteur (Buck).....	50
III.5.1.3 Hacheur dévolteur-survolteur (buck-boost)	51
III.8 Commande MPPT	51
III.9 Technique de la perturbation puis observation (P&O).....	52
III.10 Technique MPPT par logique floue.....	53
III.10.1 Fuzzification.....	54
III.10.2 Inférence	54
III.10.3 Défuzzification	54
III.10.4 Commande MPPT à base de contrôleur floue	54
III.11 Technique de Mode glissant.....	56
III.11.1 Théorème 1	57
III.11.2 Objectif de la commande par mode glissant	58
III.11.3 Choix des surfaces de glissement	58
III.11.4 Condition de convergence et d'existence du mode glissant.....	58
III.11.4.1 Approche directe.....	58
III.11.4.2 Approche de Lyapunov	59
III.11.5 Détermination de la loi de commande.....	59
III.11.6 Contrôle avec mode glissant d'un système photovoltaïque	61
III.11.6.1 Mode glissant avec surface imposé	61
III.11.6.2 Mode glissant avec surface slotine.....	62
III.12 Technique MPPT par backstepping	62
III.12.1 Méthodes de Lyapunov	63
III.12.2 La première méthode	63
III.12.3 La deuxième méthode	63
III.12.4 Méthode générale de synthèse récursive par backstepping	64
III.12.5 Application de la commande par Backstepping au système photovoltaïque	66
III.13 La commande hybride mode glissant-backstepping	68
III.14 Simulation d'un système photovoltaïque.....	69
III.12.1 Fonctionnement sous des conditions constantes	70
III.12.2 Fonctionnement sous des conditions variables	71
III.15 Conclusion	73

Chapitre 04: simulation et évaluation d'un système photovoltaïque connecte au réseau avec stockage d'énergie dans système SMES.

IV.1 Introduction	75
IV.2 Simulation du réseau connecté au système PV	76
IV.2.1 Premier scénario	76
IV.2.2 deuxième scénario	77
IV.2.3 troisième scénario	78
IV.2.4 quatrième scénario	79
IV.3 Simulation du système PV-SMES	80
IV.4 Simulation du système SMES-réseau	84
IV.4.1 Premier scénario	84
IV.4.2 deuxième scénario	85
IV.5 Simulation du système PV-SMES-réseau	87
IV.5.1 Premier scénario	88
IV.5.2 deuxième scénario	90
IV.6 Conclusion	93
Conclusion générale	94
Références Bibliographiques	98

Liste des figures

Chapitre I

Figure I.1 Schéma de Stockage d'énergie hydroélectrique pompé [24].	6
Figure I.2 Système volant d'inertie [32].	8
Figure I.3 Schéma de Stockage d'énergie dans l'air comprimé[13]	9
Figure I.4 capacité en fonction de l'efficacité des techniques de stockage d'énergie.	19
Figure I.5 Nombre de cycle des techniques de stockage d'énergie.	19
Figure I.6 Temps de réponse des techniques de stockage d'énergie.	19

Chapitre II

Figure II.1 Schéma fonctionnel du système SMES[73].	25
Figure II.2 a-Bobine Forme solénoïde b-Forme toroïdale.	29
Figure II.3 Systèmes SMES de base - (a) VSC, (b) CSC, (c) thyristor.	31
Figure II.4 Mode de charge et décharge.	31
Figure II.5 Mode en attente.	32
Figure II.6 La topologie du convertisseur de source de tension.	33
Figure II.7 Diagramme de contrôle du VSC.	35
Figure II.8. Boucle de régulation des courants d'onduleur.	36
Figure II.9 Contrôle du convertisseur de source de tension avec contrôleur SMC.	37
Figure II.10 Boucle de régulation de la tension du bus continu.	39

Chapitre III

Figure III.1 Caractéristique courant – tension d'un module photovoltaïque.	42
Figure III.2 Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque[116].	44
Figure III.3 Effet de la température sur la caractéristique P-V, I-V.	46
Figure III.3 Effet de l'éclairement sur la caractéristique P-V, I-V.	47
Figure III.5 Caractéristique résultante d'un groupement en série des modules identiques sur la caractéristique P-V, I-V.	47
Figure III.7 Caractéristique P-V, I-V d'une association mixte.	48
Figure. III.8 Etage d'adaptation d'un générateur PV – charge.	49
Figure III.9 Schéma électrique de convertisseur survolteur[110].	50
Figure III.10 Schéma électrique du convertisseur dévolteur[111].	50
Figure III.11 Schéma électrique du convertisseur dévolteur-survolteur[112].	51
Figure III.12 conversion d'énergie solaire comprenant une commande MPPT en utilisant le convertisseur DC-DC.	51
Figure III.13 Signe de dP/dV à différentes positions de la courbe caractéristique de puissance.	52
Figure III.14 Structure d'un régulateur floue.	53
Figure III.15 Fonction d'appartenance pour l'entrée et la sortie d'un contrôleur MPPT floue.	55
Figure III.16 structure de la commande par l'utilisation d'un contrôleur floue.	56
Figure III.17 Principe de la commande par mode glissant.	57

Figure III.18 Représentation de la fonction signe.	61
Figure III.19 Structure globale du système photovoltaïque.	61
Figure III.20 Structure globale du système photovoltaïque avec la commande MPPT.	69
Figure III.21 allures des puissances sous conditions stables ($G=1000W/m^2$, $T=25C^\circ$).....	70
Figure III.22 allures des tensions sous conditions stables ($G=1000W/m^2$, $T=25C^\circ$).....	71
Figure III.23 allures des puissances sous conditions variable.	72

Chapitre IV

Figure IV.1 Schéma fonctionnel du système PV-réseau.	76
Figure IV.2 Puissance de la charge, réseau et GPV (mode glissant surface slotine, hybride : backstepping-mode glissant et PID).	77
Figure IV.3 Tension du bus continue.....	77
Figure IV.4 Puissance de la charge, GPV et la puissance de réseau avec les deux techniques (PI et mode glissant).	78
Figure IV.5 Puissance de la charge, réseau et GPV avec charge variable.	78
Figure IV.6 Tension du bus continue avec charge variable.	79
Figure IV.7 puissance de la charge, réseau et GPV sous rayonnement partielle.	79
Figure IV.8 Schéma de circuit et de contrôle de système PV-SMES.	80
Figure IV.9 Contrôleur floue-PID utilisant logique floue pour SMES.....	81
Figure IV.10 Puissance de sortie GPV avec deux charges (SMES et Résistance) avec $G=1000$ w/m^2 et $T=25 c$	82
Figure IV.11 Courant de sortie de SMES dans les deux modes (charge et décharge).....	83
Figure IV.12 Puissance de sortie de SMES contrôlée par PID-floue et PID classique.	83
Figure IV.13 adaptation de K_i et K_d pour le contrôleur floue-PID.	83
Figure IV.14 Schéma fonctionnel du SMES-réseau.	84
Figure IV.15 La puissance de charge, réseau et la puissance échangée (P_{smes}) avec une comparaison entre le mode glissant et le contrôleur PI.	85
Figure IV.16 (Energie, Courant, Puissance, Tension) de SMES en mode attente et décharge avec une comparaison entre le mode glissant et le contrôleur PI.	85
Figure IV.17 La puissance de charge, le réseau et la puissance échangée (P_{smes}) avec un changement de charge et une comparaison entre le mode glissant et le contrôleur PI.	86
Figure IV.18 (Energie, Courant, Puissance, Tension) de SMES avec un changement de la charge et une comparaison entre le mode glissant et le contrôleur PI.	86
Figure IV.19 Schéma de contrôle proposé du système réseau électrique -PV-SMES.....	87
Figure IV.20 La puissance de charge, réseau et la puissance échangée (P_{smes}) durant trois modes : charge, attente et décharge.	88
Figure IV.21 (Energie, Courant, Puissance, Tension) de SMES durant trois modes : charge, attente et décharge.	88

Figure IV.22 Puissance de sortie G_{pv} en deux étapes: connexion au SMES et à la charge avec $G=1000 \text{ w/m}^2$ et $T=25\text{C}$	88
Figure IV.23 Tension de sortie de GPV comparée à la tension de référence durant les deux étapes: connexion au SMES et à la charge.	89
Figure IV.24 La puissance de charge, réseau et la puissance échangée (P_{smes}) durant deux modes : charge et décharge avec variation sur l'irradiation.....	90
Figure IV.25 (Energie, Courant, Puissance, Tension) de SMES durant deux modes : charge et décharge avec variation sur l'irradiation.	90
Figure IV.26 Puissance de sortie G_{pv} durant les deux modes: connexion au SMES et à la charge avec variation sur l'irradiation.	90
Figure IV.27 Tension de sortie G_{pv} durant les deux modes: connexion au SMES et à la charge avec variation sur l'irradiation.	91
Figure IV.28 La puissance de charge, réseau et la puissance échangée (P_{smes}) durant deux modes : charge et décharge avec variation sur la température.	91
Figure IV.29 (Energie, Courant, Puissance, Tension) de SMES durant deux modes : charge et décharge avec variation sur la température.	91
Figure IV.30 Puissance de sortie G_{pv} durant les deux modes: connexion au SMES et à la charge avec variation sur la température.....	92
Figure IV.31 Tension de sortie G_{pv} durant les deux modes: connexion au SMES et à la charge avec variation sur la température.....	92

Liste des Tableaux

Chapitre I

Tableau I.1	Avantage et inconvénient des techniques de stockage d'énergie.....	16
Tableau I.2	Application de quelques techniques de stockage d'énergie	17
Tableau I.3	Comparaison de plusieurs ESS typiques	18

Chapitre II

Tableau II.1	Applications de SMES	26
--------------	----------------------------	----

Chapitre III

Tableau III.1	Caractéristiques électriques du module photovoltaïque BP SX 150.....	44
Tableau III.2	Résumer de l'algorithme P&O	53
Tableau III.3	Tableau des règles.....	55
Tableau III.4	Paramètres de simulation du hacheur boost	69
Tableau III.5	Paramètres des MPPT méthodes.....	70
Tableau III.6	Performance des Mppts.....	72

Chapitre IV

Tableau IV.1	Paramètres des systèmes réseau-PV-SMES	75
Tableau IV.2	Table de règle du gain k_i	82
Tableau IV.3	Table de règle du gain k_d	82
Tableau IV.4	Paramètres de backstepping.....	82

Notations et Symboles

Notations

PHS	: Stockage d'énergie hydroélectrique pompé.
FES	: Stockage d'énergie par volant d'inertie.
CAES	: Stockage d'énergie dans l'air comprimé.
NiCd	: Batterie Niquele-cadmium.
Ni-MH	: Batterie nickel-métal-hydrure.
Ni-Zn	: Batterie Niquele-zinc.
NiCd	: Batterie Niquele-cadmium.
SMES	:Systèmes de stockage d'énergie par bobine supraconductrice
SBTC	: Supraconducteur à Basse Température Critique.
SMTC	: Supraconducteur à Moyenne Température Critique.
SHTC	: Supraconducteur à Haute Température Critique.
HTS	:Supraconducteurs haute température.
LTS	: Supraconducteurs basse température.
VSC	: convertisseur de source de tension.
CSC	: convertisseur de source de courant.

Symboles

ω	: la fréquence angulaire
i_{abc}	: les courants de sortie VSC.
$V_{d, qref}$	: la tension de référence calculée.
e_{dq}	: les tensions de transformation du parc des points de connexion communs.
L_f	: l'inductance de couplage d'une phase du filtre entre le VSC et le réseau.
R_f	: la résistance interne de l'inductance de couplage (L_f).
I	: Le courant délivré par le module.
I_{ph}	: Photo courant.
I_d	: Courant de diode.
I_{sh}	: Le courant shunt.
I_{rs}	: le courant de saturation inverse des cellules.
A	: la constante d'idéalité de la diode.
T	: la température de fonctionnement de la cellule de référence
q	: la charge d'électrons.
k	: la 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	: les nombres des modules en série.
I_{ref}	: 0,909 I_{ph} .
I_o	: le courant de saturation inverse de la cellule.
N_s	: le nombre de cellules connectées en série.
q	: la charge électronique.
K	: la constante de Boltzmann.
A	: le facteur d'idéalité de la jonction p-n.
Λ	: constante positive.
I_{sc}	: courant de court-circuit de la cellule
N	: degré relatif.

Introduction générale

L'énergie continue d'être un élément-clé du développement mondial. En raison de la volatilité des prix du pétrole, de l'épuisement des ressources en combustibles fossiles, du réchauffement climatique et de la pollution locale, des tensions géopolitiques et de la croissance de la demande d'énergie. Alors les énergies alternatives, les énergies renouvelables et l'utilisation efficace des combustibles fossiles sont devenues beaucoup plus importantes qu'à aucun moment de l'histoire[1, 2]. Les marchés actuels et futurs des combustibles fossiles sont soumis à des variations de prix volatils du pétrole et du gaz naturel. Les crises, les conflits énergétiques et environnementaux nationaux et internationaux se combinent pour motiver un changement radical de paradigme des combustibles fossiles vers des combustibles fiables, propres et efficaces. L'utilisation de ces sources d'énergies renouvelables semble une option prometteuse, cependant, certaines d'elles et leur mise en œuvre suscitent encore de sérieuses inquiétudes, par exemple (1) le coût en capital et (2) leur nature intermittente dans la production d'électricité [3-6].

Les ressources énergétiques renouvelables telles que les énergies éoliennes et solaires ne peuvent pas produire de l'électricité de manière régulière, car leurs taux de production de cette dernière varient avec les saisons, les mois, les jours, les heures et les domaines. En fait, des vastes recherches publiques et privées et des efforts du développement pour réaliser des percées technologiques sont nécessaires pour amener ces techniques à maturité commerciale. C'est pourquoi, pour que ces ressources d'énergie renouvelable deviennent complètement fiables en tant que sources d'énergies primaires, leur stockage doit se manifester comme un facteur crucial dans cette opération et elles doivent être stockées lorsqu'un excès est produit puis libéré.[7, 8]. Il existe d'autres raisons pour lesquelles il est nécessaire de stocker de l'énergie [5-8].

Le stockage d'énergie dans un système électrique peut être défini comme toute installation ou méthode, généralement soumise à un contrôle indépendant, à travers laquelle il est possible de stocker l'énergie générée dans le système électrique, de la conserver stockée et de l'utiliser dans le système électrique si nécessaire [9-11].

Selon cette définition, le stockage d'énergie peut être utilisé dans le système électrique selon trois régimes différents: charge, stockage et décharge. Dans chacun de ces trois régimes, un équilibre entre la puissance et l'énergie dans le système électrique doit être maintenu de sorte que le stockage d'énergie doit avoir la puissance nominale et la capacité énergétique appropriées. Différentes techniques de stockage d'énergie existent parce que leurs caractéristiques le rendent attractif pour différentes applications. Le stockage d'énergie électrique comprend un large éventail de techniques.

Ces principales techniques sont:

- électrochimique, y compris les batteries[[12](#), [13](#)].
- condensateur électrique, super condensateur et système de stockage d'énergie magnétique supraconducteur (SMES)[[14](#), [15](#)].
- mécanique y compris volant d'inertie, stockage d'énergie à air comprimé (CAES) et hydro-pompe [[16](#), [17](#)].

En réalité, nous remarquons qu'en notre pays l'Algérie, l'énergie électrique est issue d'une grande partie de la transformation du gaz ; ce qui entraîne une consommation et un gaspillage excessif de cette énergie assez importante en d'autres domaines. Un paradoxe qui s'impose fortement surtout en ces dernières années où la production et la consommation du gaz deviennent presque égales.

L'objectif de cette recherche et de montrer une étude scientifique sur une système photovoltaïque connecté au réseau avec stockage d'énergie en utilisant la technique de stockage d'énergie magnétique supraconducteur (SMES) dans de nombreuses conditions y compris les changements des conditions climatiques ou les changements de charge ...etc. pourrait contribuer dans la production de l'énergie électrique.

Pour cela, l'architecture de la présente thèse est composée de quatre chapitres:

En premier chapitre, nous ferons une vue d'ensemble des techniques de stockage d'énergie les plus importantes. Nous mettrons également en lumière, les principes de fonctionnement ainsi que les caractéristiques les plus pertinentes de chaque technique. Ce chapitre expliquera aussi les critères importants de techniques de stockage d'énergies adaptées aux énergies renouvelables.

Dans le deuxième chapitre, il sera question d'explicitier des concepts phares de cette recherche tels le système SMES et ses composants associés en détails. Une étude minutieuse sera également menée afin de décrire sa structure, ses principes de fonctionnement, ses avantages, ses inconvénients et son système de contrôle avec l'utilisation du convertisseur dc-dc chopper, sans oublier le convertisseur de source de tension et la stratégie de contrôle.

Dans le troisième chapitre, nous ferons une étude sur l'impact le rayonnement solaire et la technique de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique puis et à montrer l'influence des différents paramètres climatiques et autres sur les caractéristiques $I(V)$ et $P(V)$ d'un générateur photovoltaïque. Enfin, nous expliquerons l'application de huit méthodes de suivi du point de puissance maximale au système photovoltaïque.

En fin dans le quatrième chapitre, une étude est menée pour présenter et discuter les différents résultats obtenus des simulations dont:

- système photovoltaïque connecté au réseau avec le changement des conditions climatiques et de la charge en utilisant différents MPPT et la commande vectorielle avec des contrôleurs PI et mode glissant.
- Système photovoltaïque connecté au système SMES utilisant une commande intelligente pour contrôler le SMES et étude comparative dans la partie MPPT.
- Le système SMES connecté au réseau sous charge variable et avec deux modes décharge et attente.
- Le système SMES stocke l'énergie depuis un système photovoltaïque et l'injecte dans le réseau avec trois modes: charge, attente et décharge

En fait, notre thèse est clôturée par une conclusion, ainsi quelque perspective relative de ce travail.

Chapitre I

SYSTEMES DE STOCKAGE D'ENERGIE ELECTRIQUE

I.1 Introduction

Le stockage d'énergie devient un élément clé dans la réalisation des objectifs de durabilité énergétique qui conduisent à des économies d'énergie et de coûts telles que stockage d'énergie hydroélectrique pompé, le stockage d'énergie par volant d'inertie, stockage d'énergie dans l'air comprimé[13,18], stockage électrochimique (batterie)[19, 20], stockage électrique (condensateur, super condensateurs (SC), systèmes de stockage d'énergie magnétique supraconducteurs (SMES))[15, 13,21], la comparaison et les barrières au déploiement des techniques sont également données afin de mieux appréhender la technique de stockage de l'énergie [22].

Ce chapitre est présenté une synthèse sur les systèmes de stockage d'énergie mécanique, électrochimiques et les systèmes de stockage d'énergie électrique, définis en termes de principe de fonctionnement, de caractéristiques, d'applications et de comparaison à la fin.

I.2 Importance du stockage d'énergie électrique

Le flux d'électricité provenant des sources primaires (sources de production d'énergie) n'est généralement pas constant mais dépend de différentes conditions, telles que les changements de saison (hiver ou été), les conditions météorologiques, etc. En revanche, la consommation est également variable et dépend de conditions similaires, telles que le jour ou la nuit, la saison, etc. L'évolution de la charge du réseau résulte du formidable développement des applications électriques contemporaines, dont la plupart ne sont pas fixes en termes de valeur de consommation, telles que l'éclairage et le chauffage. Cela ajoute à la complexité de la courbe de charge. Tout cela rend la consommation idéale difficile à vérifier en pratique.

Le stockage d'énergie permet:

- Répondre aux fluctuations à court terme et aléatoires de la demande et ainsi éviter la nécessité d'une régulation de fréquence par la centrale principale. Elle peut également fournir un «survol» pour les coupures de courant momentanées, réduire les distorsions harmoniques et éliminer les baisses et surtensions de tension.
- Éliminer le besoin d'une centrale principale partiellement chargée et prête à répondre à des demandes soudaines et imprévues, ainsi que les urgences électriques résultante de la défaillance d'unités de production et / ou de lignes de transmission.
- Tenir compte des pics minute-heure dans la courbe de demande quotidienne.
- Stocker le surplus d'électricité généré la nuit (c'est-à-dire pendant les heures creuses) pour répondre à une demande accrue pendant la journée.
- Stocker l'électricité produite par les énergies renouvelables afin d'adapter l'offre fluctuante à l'évolution de la demande.

I.3 Techniques de stockage d'énergie

I.3.1. Stockage d'énergie hydroélectrique pompé (Pumped Hydroelectric Energy Storage)-PHS

Les barrages sont en général plutôt considérés comme un moyen de production d'énergie et non comme un moyen de stockage bien que ce soit la fonction principale de certains d'entre eux. Mais ils sont actuellement les moyens de stockage qui ont les plus grandes capacités. Ils accumulent de l'énergie potentielle sous forme d'eau dans un réservoir et ont de plus la faculté d'être quasiment non polluant. [18, 23]

Stockage d'énergie hydroélectrique pompé est une technique mature avec un volume important, une longue période de stockage, une efficacité élevée et un coût en capital relativement bas par unité d'énergie. En raison de la faible évaporation et de la faible pénétration, la durée de stockage du PHS peut varier de quelques heures à plusieurs jours voire des années.

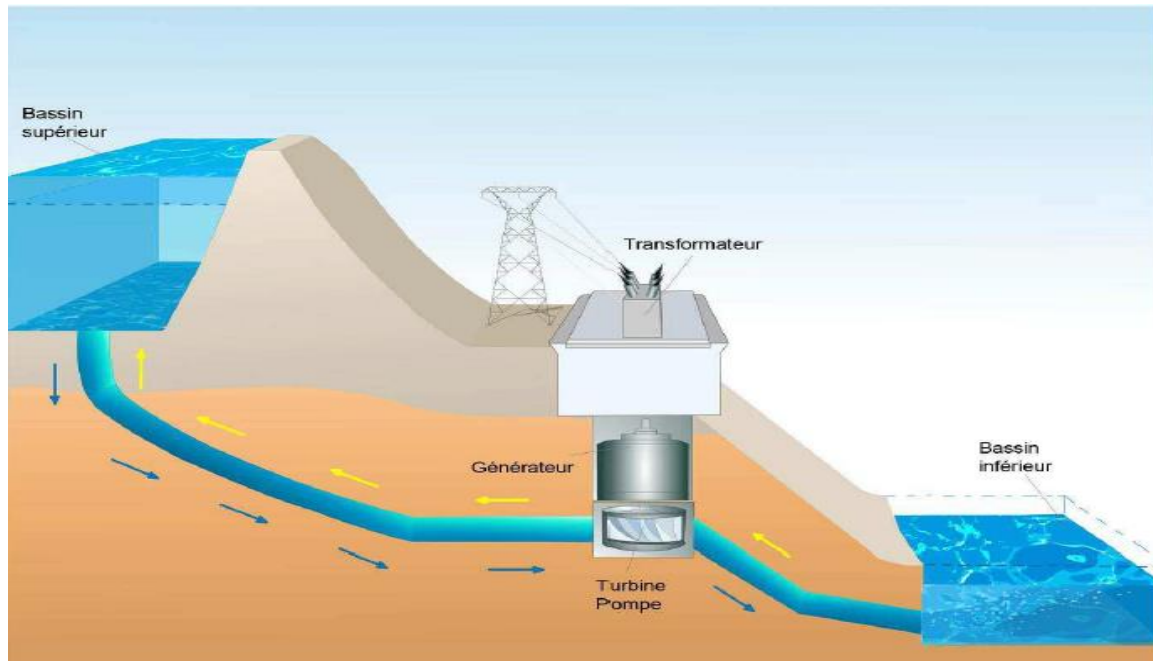


Figure I.1 Schéma de Stockage d'énergie hydroélectrique pompé [24].

I.3.2 Le stockage d'énergie par volant d'inertie (Flywheel Energy Storage (FES))

Le volant d'inertie est utilisé depuis des centaines d'années dans les applications mécaniques, mais en 1970, l'idée d'utiliser le volant d'inertie a commencé à apparaître comme moyen de stocker de l'énergie dans les véhicules électriques. Le volant d'inertie est devenu un élément concurrent du stockage de l'énergie électrique, en raison de nombreux facteurs tels que le développement de composés de fibres, l'apparition de coussins magnétiques et le développement spectaculaire de l'électronique de puissance [25-27].

Le système de stockage d'énergie électrique à volant d'inertie comprend un cylindre avec un arbre connecté à un générateur électrique. L'énergie électrique est convertie par le générateur en énergie cinétique qui est stockée en augmentant la vitesse de rotation du volant d'inertie. L'énergie stockée est convertie en énergie électrique via le générateur, ce qui ralentit la vitesse de rotation du volant d'inertie. Pour les applications éoliennes autonomes, les coûts de stockage représentent toujours une contrainte économique majeure. Le stockage d'énergie dans les systèmes éoliens peut être réalisé de différentes manières. Cependant, le stockage d'énergie inertielle s'adapte bien aux changements soudains de puissance du vent générateur. De plus, cela permet d'obtenir une caractéristique très intéressante du rapport poids / poids dans le stockage et la distribution de la puissance [20, 28-30].

L'avantage majeur du volant d'inertie par rapport aux batteries est qu'elles ont une longue durée de vie capable de fournir plusieurs centaines de milliers de cycles de charge-décharge complets[26]. L'efficacité des volants d'inertie est élevée et se situe généralement entre 90 et 95%. Les applications des volants d'inertie sont principalement des applications de forte puissance/de courte durée (par exemple 100 s de kW / 10 s de seconde). L'application la plus courante consiste à jouer le rôle d'un dispositif de qualité de l'énergie permettant d'acheminer des interruptions jusqu'à 15 secondes ou de passer d'une source d'énergie à l'autre. De tels systèmes peuvent être mis en œuvre dans une configuration hybride avec des générateurs de secours (par exemple des générateurs diesels). Les volants d'inertie ont également été utilisés pour la réduction de la demande et la récupération d'énergie dans les systèmes de transport en commun électrique. Les volants d'inertie d'échelle MW peuvent également être utilisés pour la prise en charge de la puissance réactive, la réserve en rotation et la régulation de la tension par des clients sensibles à la qualité de l'énergie, telles que les installations de communication et les centres de serveurs, la durée pouvant atteindre plusieurs dizaines de minutes avec pallier à lévitation magnétique [31, 32].



Figure I.2 Système volant d'inertie [32].

I.3.3 Stockage d'énergie dans l'air comprimé (Compressed Air Energy Storage)-CAES

Les systèmes de stockage d'énergie ont évolué pour que l'air puisse être utilisé comme moyen de stockage de l'énergie, l'énergie électrique était convertie en énergie mécanique, puis en gaz comprimé, et inversement. Ces systèmes sont appelés systèmes de stockage d'énergie à air comprimé.

CAES fonctionne sur la base de la génération de turbines à gaz conventionnelle. Il décompose les cycles de compression et de détente d'une turbine à gaz conventionnelle en deux processus séparés et stocke l'énergie sous forme d'énergie potentielle élastique de l'air comprimé. Lorsque la demande est faible, l'énergie est stockée en comprimant de l'air dans un espace confiné. Pour extraire l'énergie stockée, l'air comprimé est extrait de la cuve de stockage, chauffée puis dilatée dans une turbine à haute pression, qui capte une partie de l'énergie contenue dans l'air comprimé. L'air est ensuite mélangé au carburant et brûlé avec les gaz d'échappement dilatés dans une turbine à basse pression. Les turbines hautes et basses pression sont connectées à un générateur pour produire de l'électricité. La chaleur perdue des gaz d'échappement est potentiellement capturée via un récupérateur avant d'être libérée[33-35].

Les systèmes CAES sont conçus pour fonctionner tous les jours et pour fonctionner efficacement dans des conditions de charge partielle. Cette approche de conception permet aux unités CAES de passer rapidement du mode génération au mode compression. Les systèmes utilitaires bénéficiant du système CAES comprennent ceux dont la charge varie de manière significative au cours du cycle quotidien et dont les coûts varient de manière significative avec le

niveau de génération ou l'heure du jour. De plus, les systèmes CAES peuvent réagir aux variations de charge pour fournir un suivi de charge, car elles sont conçues pour supporter des cycles de démarrage / arrêt fréquent. Les systèmes CAES présentent également des caractéristiques environnementales améliorées par rapport aux unités de production intermédiaires classiques. La CAES a une période de stockage relativement longue, des coûts d'investissement faibles et une efficacité élevée. C'est beaucoup plus élevé que les autres techniques de stockage, à l'exception du PHS. La période de stockage peut être supérieure à un an, plus longue que les autres méthodes de stockage, à l'exception du PHS, en raison de très faibles pertes. [36-38].

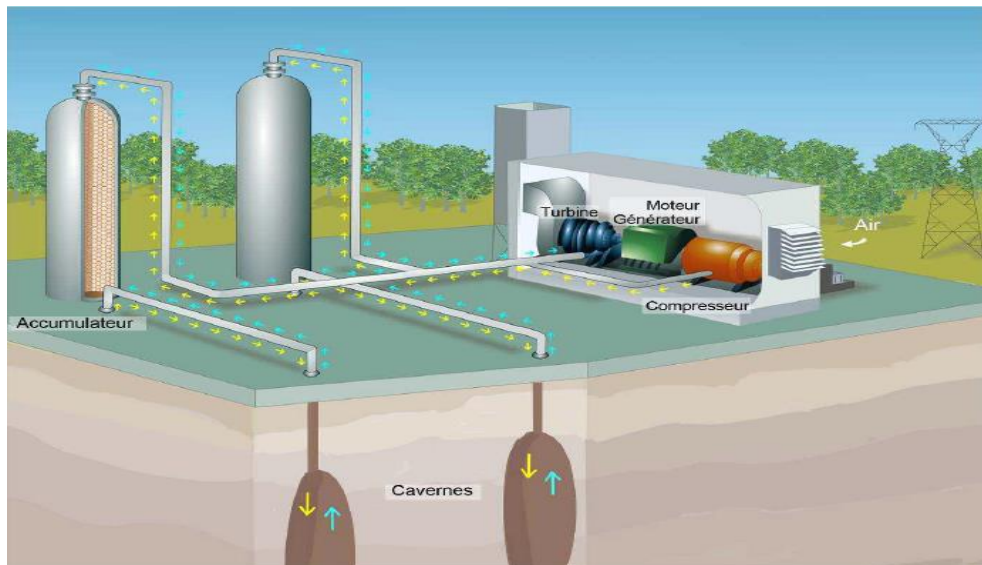


Figure I.3 Schéma de Stockage d'énergie dans l'air comprimé[13]

I.3.4 Stockage des Batteries

Les batteries sont les techniques les plus anciennes de stockage de l'énergie électrique. Elles sont considérées comme l'une des meilleures parce qu'elles sont compatibles avec le changement de source d'alimentation et qu'elles nuisent moins à l'environnement. Elles apportent également des avantages opérationnels importants au réseau électrique public, notamment en réagissant rapidement aux changements de charge et en améliorant la stabilité du système[3, 12].

Les batteries ont un rendement énergétique élevé (60-95%), mais la plupart des batteries contiennent des substances toxiques[3, 13], rechargeable est la base de la possibilité de stocker de l'énergie électrique dans la batterie, et est la raison de son utilisation dans plusieurs applications, telles que le support de centrales électriques et de sources d'énergies renouvelables et l'amélioration de la qualité de l'énergie. Une batterie est généralement un groupe de cellules électrochimiques similaires, au sein desquelles se produisent des réactions d'oxydation et de réduction transformant l'énergie en énergie électrique ou chimique [13, 39, 40].

La cellule est la principale source d'énergie électrique et les cellules électrochimiques sont généralement divisées en deux types: primaire et secondaire. Les cellules primaires contiennent de l'énergie chimique qui est convertie en énergie électrique lorsqu'elles sont retirées (si elles sont déchargées) et ne peuvent pas être rechargées ni injecter d'énergie électrique. Les cellules secondaires peuvent être rechargées, car leurs réactions chimiques sont réversibles, les réactions à l'état de décharge peuvent être inversées afin que les cellules soient dans un état de recharge au cours de laquelle ils manquent d'énergie[22].

Les batteries sont généralement décrites dans plusieurs paramètres de base, tels que la densité d'énergie (ou puissance), l'efficacité de charge ou la tension ou l'énergie, la capacité, le coût et l'âge, exprimés en temps d'unités ou en nombre de cycles de vie. La durée de vie et l'efficacité de la batterie dépendent de plusieurs facteurs, tels que la température de fonctionnement, le courant de décharge ou la profondeur de décharge. La taille de la batterie (ses dimensions et son poids) dépend de sa densité énergétique (ou capacité),

Pour que la batterie soit petite, sa densité énergétique doit être importante. Par conséquent, il est impossible de disposer de batteries de grande taille adaptées au réseau public, en plus d'autres raisons telles que des coûts de maintenance élevés, un cycle de vie court et une capacité de décharge limitée [13].

I.3.5 Batterie Plomb-acide (Lead-Acid Battery)

La batterie au plomb a été découverte en 1859, ce sont les batteries rechargeables électrochimiques, les plus anciennes et les plus utilisées. Dans le cas du chargement, l'un de ses pôles est en plomb, l'autre en oxyde de plomb et l'électrolyte en acide sulfurique.

Une fois les batteries déchargées, les électrodes retournent en sulfate de plomb et l'électrolyte se dissout dans l'eau[41].

Il existe plusieurs types des batteries plomb-acide, notamment une batterie liquide ou immergée (batterie noyée ou Flooded battery) qui doit être additionnée d'eau distillée régulièrement, une batterie scellée (Sealed battery) ne nécessitant aucun entretien et contenant de l'électrolyte gélifié ou absorbé. Batterie régulée par soupape (Valve regulated battery)

Les batteries plomb-acide sont les plus utilisées pour soutenir le déploiement d'énergie renouvelable, en particulier dans les systèmes d'alimentation autonomes, étant donné qu'elles sont anti-éclaboussures, faciles à transporter et que leur coût est relativement faible par rapport aux autres types. Cependant, le plomb-acide conventionnel souffre de divers problèmes techniques[42, 43] :

- faible profondeur de décharge.
- durée de vie limitée.

- charge lente et exigences de maintenance.

La simplicité et la fiabilité des batteries plomb-acide et leur prix bas comparé à d'autres types les rendent aptes à être utilisées dans des applications nécessitant une grande capacité. Il se caractérise également par sa tolérance relative pour diverses conditions de fonctionnement de température élevée et de courants de charge ou taux de décharge élevés, ce qui signifie qu'aucun élément de protection supplémentaire n'est requis, ils sont également moins sensibles à la profondeur de décharge que les ions lithium.

I.3.6 Batterie Nickele-cadmium (NiCd)

Les batteries NiCd sont communément connues comme relativement bon marché et robuste. L'électrode positive en nickel est un hydroxyde de nickel /Oxyhydroxyde de nickel ($\text{Ni}(\text{OH})_2 / \text{NiOOH}$), tandis que l'électrode négative en cadmium constituée de cadmium métallique (Cd) et l'hydroxyde de cadmium ($\text{Cd}(\text{OH})_2$).

La batterie au nickel-cadmium a une densité d'énergie élevée (50 à 75 Wh / kg), Haute fiabilité, peu d'entretien. Cependant, la vie de la batterie est petite (2000 - 2500 cycles), et son coût est élevé (environ 1000 \$ / kWh), ses inconvénients sont également difficiles à éliminer quand il est endommagé par la toxicité du cadmium, la batterie a un effet de mémoire, elle ne peut pas être complètement chargée seulement après Complètement déchargé plusieurs fois consécutives [[19](#), [44-46](#)]

La batterie NiCd a de nombreuses utilisations, telles que dans les appareils électriques, dans l'éclairage de secours, dans le bloc d'alimentation sans coupure, dans les appareils de télécommunication et dans le démarrage du générateur. À l'échelle mondiale, dans les applications à forte puissance nécessitant une grande batterie.

La batterie au cadmium et au nickel est connue pour sa capacité élevée utilisée dans les plus grandes applications de stockage de batteries au monde, à Golden Valley et dans Fire Banks en Alaska, aux États-Unis, où le système comprend quatre batteries contenant chacune 3 440 cellules. Le système produit une tension de 5 200 V, destinée à générer 27 MW toutes les 15 minutes ou 40 MW toutes les 7 minutes, avec une production maximale de 46 MW en raison du commutateur de puissance utilisé. Le système est conçu pour durer 20 ans pour 100 cycles de décharge complets ou 500 cycles incomplets, pour pouvoir alimenter des zones séparées et pour fonctionner en îlots électriques afin de fournir une réserve rotative dans les cas critiques[[13](#)].

I.3.7 Batterie nickel-métal-hydrure (Ni-MH)

De nombreuses recherches et essais ont été effectués jusqu'à atteindre les batteries nickel-hydrure métallique au lieu des batteries nickel-cadmium.

Le cadmium est une substance toxique et la cathode de ce type d'accumulateur est constituée d'un mélange de métaux contenant de l'hydruure de métal (hydruure de métal). Ce mélange contient soit de l'AB₅ ou de l'AB₂.

Le mélange AB₂ est composé de deux métaux, titane, zirconium et mélange AB₅ composé de métaux des terres rares et de (Lanthane Nickel).

Les types à base de mélange AB₅ sont largement utilisés dans le commerce.

L'anode est en nickel et l'électrolyte est du type de l'hydroxyde de potassium alcalin. (Alkaline Potassium Hydroxide)

Ce type de batterie est largement utilisé dans les équipements numériques des téléphones portables et des appareils photo numériques ainsi que dans les véhicules hybrides.

I.3.8 Batterie Nickele-zinc (Ni-Zn)

L'électrode positive est l'oxyde de nickel, mais l'électrode négative est composée de zinc métallique. Outre un meilleur impact environnemental, ce type de batterie présente une densité d'énergie élevée (25% supérieure à celle du nickel-cadmium). La batterie NieZn est meilleur marché que la batterie Ni-Cd et son prix varie entre les techniques NieCd et Plomb-acide. La batterie Ni-Zn a un rapport énergie / masse plus élevé et un rapport puissance / masse plus élevé que la batterie au plomb. Pour ces raisons, la technique NieZn pourrait être utilisée dans les systèmes d'énergie renouvelable au lieu des batteries NieCd et des batteries au plomb[42].

I.3.9 Batterie Sodium- soufre (Sodium Sulphur battery)

Une batterie Sodium- soufre est constituée de soufre liquide (en fusion) au niveau de l'électrode positive et de sodium en liquide (en fusion) au niveau de l'électrode négative en tant que matériaux actifs séparés par un électrolyte solide en céramique de bêta-alumine. L'électrolyte ne laisse passer que les ions sodium positif et se combine avec le soufre pour former des polysulfures de sodium. Pendant la décharge, les ions Na + positifs traversent l'électrolyte et les électrons dans le circuit externe de la batterie, ce qui produit 2,0 V. Ce processus est réversible, car le polysulfure de sodium libère les ions sodium positif dans l'électrolyte pour se recombinaison en tant que sodium élémentaire. La batterie est maintenue entre 300 et 350 C [47, 48].

Les batteries Sodium- soufre ont une durée de vie typique de 2500 cycles. Leur densité d'énergie et de puissance typique est comprise entre 150 et 240 et 150 à 230 W / kg, respectivement. Les cellules de batterie NaS sont efficaces (75 à 90%) et ont une capacité de puissance d'impulsion supérieure à six fois leur capacité nominale en continu (pendant 30 s). Cet attribut permet aux piles NaS d'être utilisées de manière économique dans les applications combinées de qualité de puissance et de pointe[49, 50].

I.3.10 Batterie lithium-ion

La cathode dans ce type de batterie est un oxyde de métal lithié (LiCoO_2 , LiMO_2 , LiNiO_2 , etc.) et l'anode est en carbone graphitique avec une structure en couches [51]. L'électrolyte est constitué de sels de lithium (tel que LiPF_6) dissous dans des carbonates organiques. Quand la batterie est chargée, les atomes de lithium dans la cathode deviennent des ions et migrent à travers l'électrolyte vers l'anode en carbone où ils se combinent avec des électrons externes et se déposent entre les couches de carbone sous forme d'atomes de lithium. Ce processus est inversé pendant le processus de décharge[52].

Les batteries lithium-ion, proposées pour la première fois dans les années 1960, sont devenues une réalité lorsque Bell Labs a mis au point une anode en graphite pouvant être utilisée pour fournir une alternative au lithium métal (batterie au lithium). Les premières batteries commerciales au lithium-ion ont été fabriquées par Sony en 1990. Depuis, l'amélioration des matériaux a permis d'améliorer considérablement la densité d'énergie (portée de 75 à 200 Wh / kg) et cycle de vie (jusqu'à 10 000 cycles). L'efficacité 100% des batteries Li-ion est un avantage important par rapport aux autres batteries.

Bien que les batteries Li-ion occupent plus de 50% du marché des petits appareils portables, la fabrication de batteries Li-ion à grande échelle présente certains défis. Le coût élevé (> 600 USD / kWh), dû à l'emballage spécial et aux circuits de protection interne contre les surcharges, constitue le principal obstacle.[13]

I.3.11 Condensateur

Le condensateur est l'un des dispositifs les plus capables de stocker l'énergie électrique. Dans sa forme la plus simple, le condensateur est constitué de tôle métallique séparée et non conductrice, appelée "couche isolante". Lorsqu'un panneau est chargé d'électricité provenant d'une source directe, chaque panneau aura des charges électriques contraires à l'autre. Les condensateurs peuvent être chargés beaucoup plus rapidement que les batteries conventionnelles en très peu de temps et avec un rendement élevé.

Les condensateurs ont été développés pour pouvoir compenser toute coupure de courant de faible puissance (kW) et de moins d'une heure[13], en particulier pendant les périodes de pointe de l'été. Sa capacité dans la zone tampon devrait être très grande, mais cela rend les condensateurs de grande taille et peu économiques et difficiles à utiliser.

Les condensateurs électriques peuvent être classés en plusieurs types, notamment:

- Par polarité:

Les condensateurs ne sont pas polarisés, n'ont pas des pôles et peuvent être chargés dans des directions différentes sans affecter leur durée de vie.

Les condensateurs polarisés sont caractérisés par la présence d'une pôle positive et d'une pôle négative, et doivent être pris en compte lors de l'expédition de la polarité, car la charge dans le sens négatif entraînera des dommages.

- Selon l'isolation utilisée:

Condensateurs pneumatiques, Condensateurs chimiques, Condensateurs multicouches en céramique, Condensateurs au tantale, Condensateurs a la céramique, Condensateurs au mica, Condensateurs au polypropylène, Condensateurs a couche métallique, Condensateurs à papier, Condensateurs à base de polyester, Condensateurs à l'huile.

- Par capacité:

Condensateurs bas, Condensateurs variables, Condensateurs très hauts.

- Par usage:

Les condensateurs sont utilisés dans le domaine des basses fréquences (comme dans le stockage et l'adoucissement de la tension), les condensateurs sont utilisés dans le domaine des moyennes et hautes fréquences (comme dans les filtres).

Les condensateurs n'ont pas de temps de décollage, car ils ne contiennent pas de pièces en rotation, et leur auto-perte est remarquablement faible en raison du nombre réduit de composants.

Il ne contient pas d'éléments électroniques complexes difficiles à traiter et sa structure est simple. Par conséquent, il peut être utilisé à plusieurs fins dans le réseau électrique, le plus important étant de compenser la rupture de puissance

La valeur de la puissance nominale peut être modifiée à l'aide de condensateurs contrôlés. Connaissant la puissance requise, les baies de condensateur sont séparées ou connectées selon les besoins.

I.3.12 Super condensateurs (SC)

Il est connu sous le nom de condensateurs électriques à double couche, en tant que super condensateurs[21, 53]. Condensateurs électrochimiques à double couchent, ou ultra-condensateurs. Ils utilisent des couches liquides polarisées entre un électrolyte ionique conducteur et une électrode conductrice pour augmenter la capacité. Ils permettent une densité d'énergie beaucoup plus élevée, avec une densité de puissance élevée, mais la tension varie en fonction de l'énergie stockée et son absorption diélectrique est plus élevée. Le paramètre le plus important est la tension maximale relativement basse de 3 V, dépendante de l'état de charge, ainsi que le rendement élevé (environ 95%). Dans le système de conversion de l'énergie éolienne, SES Sont utilisés pour supprimer les fluctuations rapides de l'énergie éolienne, mais à une petite échelle de temps. Elles ne peuvent donc être considérées que comme un support pour les

systèmes d'éoliennes et sont généralement associées à un système de batterie dans un système de stockage hybride.

Les super condensateurs sont généralement divisés en deux types: les condensateurs à double couche et les condensateurs électrochimiques. Le premier dépend du mécanisme des doubles couches, qui résulte de la séparation des charges à l'interface entre la surface de l'électrode en carbone actif ou en fibre de carbone et la solution électrolytique. Sa capacité est proportionnelle aux surfaces spécifiques du matériau de l'électrode. Ce dernier dépend de la réaction rapide de Faraday Redox. Les condensateurs électrochimiques comprennent des super condensateurs à oxyde métallique et des super condensateurs polymères conducteurs. Ils utilisent tous la redox haute réversible réaction se produisant à la surface ou à l'intérieur des électrodes pour produire la capacité relative au potentiel d'électrode. Leur capacité dépend principalement de l'utilisation de matériau actif d'électrode.

La tension de fonctionnement du condensateur électrochimique est généralement inférieure à quelques volts. Sur la base de la tension de fonctionnement élevée du condensateur électrolytique, le super-condensateur hybride associe l'anode du condensateur électrolytique à la cathode du condensateur électrochimique, de sorte qu'il présente les meilleures caractéristiques de capacités et haute densité énergétique du condensateur électrochimique. Les condensateurs peuvent fonctionner à haute tension sans connecter plusieurs cellules en série. Les paramètres les plus importants d'un super-condensateur comprennent la capacité (C) [54-57].

Le double élément de l'inductance est le condensateur électrique. Il peut être utilisé pour le stockage d'énergie selon la relation donnant son contenu énergétique:

$$E = \frac{1}{2}CU^2 \quad (I.1)$$

Où:

C est la valeur de la capacité (F).

U est la valeur de la tension aux bornes du condensateur (V).

La charge et la décharge d'un condensateur sont réalisées à l'aide d'un convertisseur électronique de puissance. Les condensateurs haute tension classiques peuvent être utilisés pour le stockage d'énergie [58], mais aussi les super condensateurs développés plus récemment, caractérisés par leur grande capacité.

I.3.13 Systèmes de stockage d'énergie par bobine supraconductrice (SMES)

Sur la base d'un composant purement électrique / magnétique tel que l'énergie peut également être stockée. L'énergie stockée dans un inducteur est exprimé par la loi suivante:

$$E = \frac{1}{2} L I^2 \quad (I.2)$$

Où

L est la valeur de l'inductance (H).

I est le courant circulant (A).

La puissance maximale $P_{\max}$ lors de la charge et de la décharge est donnée par les valeurs du courant et de la tension maximum délivrée par le convertisseur électronique de puissance:

$$P_{\max} = U_{\max} I_{\max} \quad (I.3)$$

Un système SMES utilise la supraconductivité afin d'augmenter la densité d'énergie (courant plus élevé dans le même support) et de réduire les pertes ohmiques à une valeur minimale [59, 60].

I.4 Avantage et inconvénient des techniques de stockage d'énergie

Le tableau I.1 présente les avantages et les inconvénients de quelque technique de stockage d'énergie.

Tableau I.1 : Avantage et inconvénient des techniques de stockage d'énergie.

Technique de stockage	avantage	inconvénient
Le stockage d'énergie par volant d'inertie (Flywheel Energy Storage (FES))	- Temps de réponse rapides. - Besoins de maintenance réduits. - Un moyen efficace de maintenir la qualité de l'énergie. - Nombre pratiquement illimité de cycles de charge / décharge.	-Doit être logé dans des conteneurs robustes, afin de contenir les fragments en cas de défaillance du volant d'inertie. - Rotation à vitesse variable à mesure que l'énergie est extraite. - Exigence de composants de précision
stockage d'énergie dans l'air comprimé (Compressed Air Energy Storage)- CAES	-CAES a des temps de démarrages rapides. - Le système mécanique est extrêmement simple. - Durée de vie des actifs plus longue que les techniques tels que les batteries.	- L'usine conventionnelle nécessite toujours du combustible (gaz). - La technique actuelle a une faible efficacité aller-retour. - Ne peut être construit que s'il existe des caractéristiques géologiques appropriées ou nécessite une infrastructure supplémentaire.
Batterie Plomb-acide	- Les batteries au plomb-acide sont une technique établie, avec l'infrastructure existant pour le recyclage en fin de vie déjà en place en raison de l'industrie automobile. - Faible taux d'autodécharge relativement efficace.	- Sensible à des profondeurs de décharge élevées (sauf les variantes à cycle profond). - Faible densité d'énergie. - Matières potentiellement dangereuses.
	- Haute densité énergétique.	- La chauffage peut être nécessaire.

Batterie Sodium-soufre	- Long cycle de vie. - Réponse rapide. - efficacité dans les cycles charge-décharge. - Capable de tolérer un nombre élevé de cycles de charge / décharge.	- Problèmes de sécurité potentiels avec le sodium fondu.
Batterie lithium-ion	- Les batteries Li-ion ont une densité d'énergie extrêmement élevée, de l'ordre de 400 Wh / l. - Les batteries Li-ion peuvent tolérer plusieurs cycles de décharge que les autres techniques. - haute efficacité.	- Les batteries Li-ion ont un coût plus élevé que les autres techniques. - Effets négatifs d'une surcharge / décharge excessive. - Potentiel de problèmes liés à la surchauffe.
Super condensateurs (SC)	- Les condensateurs présentent un nombre pratiquement illimité de cycles de charge / décharge. - Convient aux charges de courant élevées. - Temps de cycle extrêmement rapide. - Insensible à la surcharge.	- Actuellement chère. - Un taux d'autodécharge plus élevé rend les super condensateurs non adaptés pour un stockage d'énergie à plus long terme. - faible densité d'énergie spécifique.
Systèmes de stockage d'énergie magnétique supraconducteurs (SMES)	- Capacité à libérer rapidement l'énergie stockée. - Rapide à recharger. - durée de vie presque infinie.	- Faible densité énergétique. - Grandes pertes parasites associées au refroidissement de l'aimant supraconducteur. - Coût élevé des matériaux supraconducteurs.

I.5 Domaine d'application des différentes techniques de stockage d'énergie.

Le tableau I.2 affiche les applications des techniques de stockage d'énergie:

Tableau I.2 : domaine d'application des techniques de stockage d'énergie.

Technique de stockage	Application
Systèmes de stockage d'énergie magnétique supraconducteurs (SMES)	Les SMES sont actuellement utilisés pour les applications de régulation de la qualité/fréquence de réseau. Contrôle de tension. Filtrage. Contrôle fluctuation de source énergie renouvelable.
Le stockage d'énergie par volant d'inertie (Flywheel Energy Storage (FES))	Les volants d'inertie en tant que dispositifs de stockage d'énergie sont plus adaptés à l'amélioration de la qualité de l'énergie en atténuant les fluctuations de production, au lieu d'avoir de longue durée de sortie. Cela est dû à la capacité du volant d'inertie à se charger et se décharger rapidement. Le contrôle de la fréquence du réseau est une caractéristique importante et le besoin de ce service augmentera à mesure que la pénétration des unités de production intermittentes augmentera. Les installations à l'échelle du réseau sont à ce jour limitées.
	-Les systèmes CAES peuvent être construits dans n'importe quelle

stockage d'énergie dans l'air comprimé (Compressed Air Energy Storage)-CAES	taille, à condition qu'un réservoir de taille appropriée soit disponible. -CAES est principalement adapté aux applications de nivellement de charge. CAES est également une particularité adaptée à l'équilibrage de charges variables en raison du temps de réponse rapide qu'il démontre.
Batterie Plomb-acide	Les batteries au plomb sont principalement utilisées pour le démarrage des moteurs de véhicules ainsi que pour les alimentations de secours et pour le stockage d'énergie du réseau.
Batterie Sodium- soufre	Il existe plus de 300 applications réseau de batteries NaS dans le monde. il peut être utilisé pour de nombreuses applications de réseau tels que: applications de qualité de l'énergie, stabilisation du réseau et intégration de source d'énergie renouvelable.
Batterie lithium-ion	Applications de réseau telles que: régulation de fréquence, régulation de tension et intégration de sources d'énergie renouvelable. À ce jour, le nombre d'installations commerciales dans le monde est limité.
Super condensateurs (SC)	Les condensateurs en tant que dispositifs de stockage d'énergie sont plus adaptés aux applications de stockage à court terme, plutôt que d'avoir de longue durée de sortie. Les condensateurs ont un niveau élevé d'auto-décharge. ils sont efficaces pour une application fréquente et de courte durée. Cependant, leur efficacité pour le stockage à long terme est inacceptable en raison d'auto décharge. Les installations à l'échelle du réseau sont très limitées.

I.6 comparaison des techniques de stockage d'énergie

Le tableau I.4 présente une étude comparative entre les différentes techniques de stockage d'énergie :

Tableau I.3: Comparaison de plusieurs ESS typiques.

Système de stockage	Efficacité (%)	Capacité (MW)	La densité de l'énergie (Wh/ kg)	Cout (\$/kwh)	Temps de réponse (ms)	durée de vie (année)	Nbr De Cycle	référence
SMES	95-98	0.1-10	0.5-5	10000	<8	+20	+100,000	[13, 61-63]
cap	60-65	0.05	0005-5	1000	ms~60mn	~5	+50,000	[13]
Super cap	90-95	0.3	2.5-15	2000	ms~60mn	+20	+100,000	[13, 21, 64]
volant d'inertie	93-95	0.25	10-30	5000	ms~15mn	~15	+20,000	[13, 16, 26]
CAES	50-89	3-400	30-60	2-100	1 ~24h	20-60		[13, 17, 65]
PHS	75-85	100-5000	0.5-1.5	5-100	1 ~24h	40-60		[13, 66, 67]
Batterie PB-acide	70-90	0-20	30-50	400	Sec~h	5-15	500-1000	[3, 13, 19]
Batterie NiCd	60-65	0-40	50-75	800-1500	Sec~h	10-20	2000-2500	[12, 68, 69]
Batterie lithium-ion	85-90	0.1	75-200	2500	Sec~h	5-15	-1000	[13, 52]

Les figures I.1-4 représente les histogrammes graphiques des techniques de stockage d'énergie :

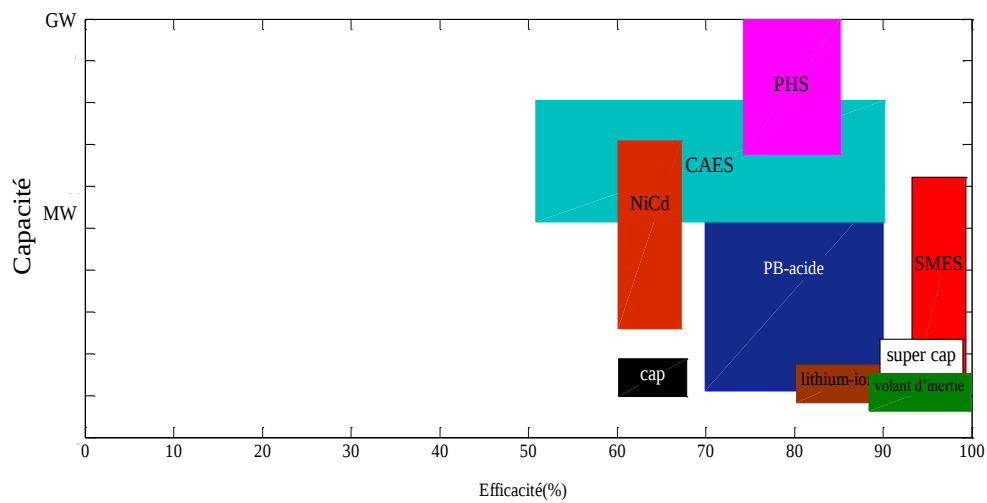


Figure I.4 capacité en fonction de l'efficacité des techniques de stockage d'énergie.

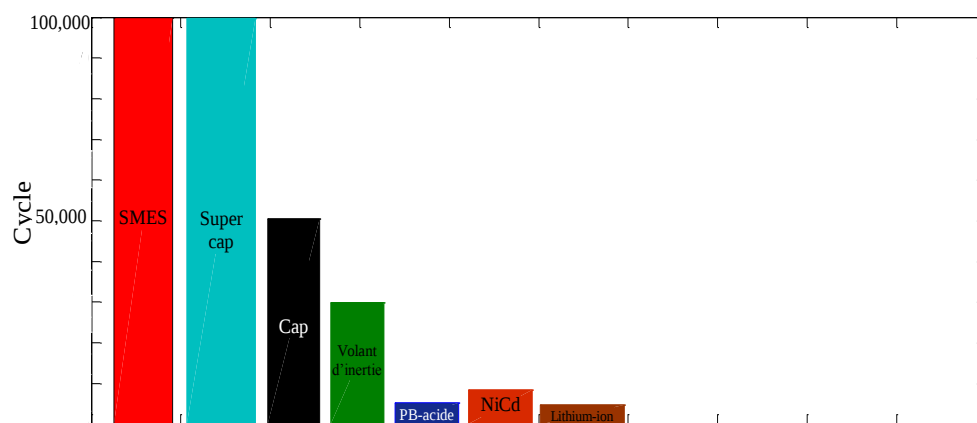


Figure I.5 Nombre de cycle des techniques de stockage d'énergie.

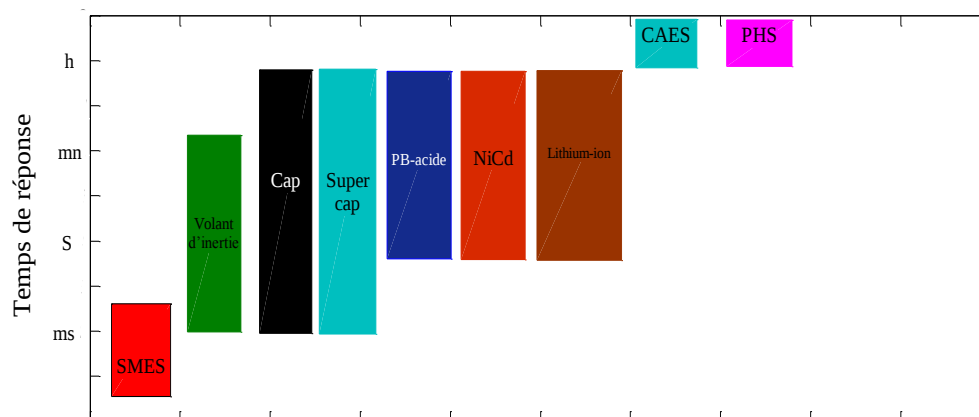


Figure I.6 Temps de réponse des techniques de stockage d'énergie.

Les techniques de stockage d'énergie magnétique supraconductrices peuvent stocker directement l'électricité et avec un rendement élevé, mais elles sont toujours extrêmement coûteuses. Le SMES ne semble pas avoir le potentiel de devenir économiquement attractif qu'à très grande échelle. Les principaux domaines de développement sont la réduction des coûts, peuvent être obtenus par la conception de matériaux supraconducteurs à haute température et d'électronique de puissance à basse température. Les coûts dépendent également du nombre d'unités qui seront vendues à l'avenir.

Les condensateurs/super condensateurs ont prouvé leurs performances dans les projets de démonstration et entrent maintenant dans la phase commerciale. Les applications ciblées sont les alimentations sans coupure et les véhicules hybrides. Les applications d'alimentations sans coupure concurrencent à la fois les batteries et les volants d'inertie lorsque la puissance requise est élevée. Les recherches futures doivent se concentrer sur le coût, le processus de fabrication et la réduction de la résistance interne.

Les volants d'inertie sont actuellement en cours de développement actif, principalement pour les applications de véhicules et pour la production d'énergie impulsionnelle pour les applications de stockage à grande échelle, il semble probable qu'ils soient fournis dans des modules relativement petits. Ils offrent un certain nombre d'attractions pour le stockage d'énergie. D'abord pour de courtes durées du cycle de charge-stockage-décharge, ils sont très efficaces. Deuxièmement, en raison des limitations de leurs matériaux, ils ne sont disponibles que dans des modules relativement petits, ils ne limitent pas le nombre et la fréquence des cycles de charge-décharge et ils sont respectueux de l'environnement. Les volants d'inertie sont capables d'absorber et de libérer de l'énergie rapidement, mais même en utilisant une conception avancée, ils resteront trop chers pour les applications de systèmes d'alimentation à grande échelle.

Parmi les techniques développées, CAES a le coût par kWh le plus bas par rapport à tous les autres techniques. Par rapport à la technique hydraulique pompée, CAES présente des avantages apparents, la caverne de stockage d'air peut être en roche dure ou en sel, offrant un plus large choix de formations géologiques, et la densité de stockage d'énergie est beaucoup plus élevée. Il y a une complication étant donné que l'air se propage lorsqu'il est comprimé, il doit être refroidi avant d'être stocké afin d'éviter la fracture de la roche ou le fluage du sel. L'air stocké doit ensuite être réchauffé en brûlant une certaine quantité de carburant. Il existe un besoin de stockage thermique. Contre CAES, il est nécessaire d'utiliser des carburants de qualité supérieure comme le gaz naturel pour alimenter la turbine à gaz. Il est possible de surmonter cet inconvénient en utilisant des carburants synthétiques comme l'hydrogène (généré par des sources d'énergies renouvelables) au lieu des carburants naturels. Malheureusement, il est quelque peu

cher dans un avenir prévisible, mais les prix du carburant pourraient rendre le concept moins pessimiste.

L'hydro-pompage est le seul type de stockage avec une technique bien développée et très fiable. Le principal problème avec ce type de stockage est qu'il n'est pas facile de trouver des sites adaptés à deux réservoirs séparés par au moins 100 m, qui ne sont pas éloignés du réseau électrique et qui ont pourtant des caractéristiques physiques adaptées. Des travaux de génie civil massifs sont nécessaires et, comme ces emplacements se trouvent souvent dans des zones d'importance scénique, il faut prendre grand soin des effets environnementaux de tels programmes.

La raison du développement de nouveaux systèmes de batteries est une augmentation de la densité d'énergie, de la densité de puissance et de la durée de vie dans les conditions réelles de fonctionnement d'une application. Il est maintenant habituel de faire la distinction entre les batteries de puissance capable de fournir et de stocker de courtes rafales de puissance et les batteries d'énergie capables de fournir de grandes quantités d'énergie, mais à un niveau beaucoup plus faible. La recherche sur les batteries se concentre actuellement sur les matériaux et procédés de fabrication nouveaux et améliorés ainsi que sur leurs conditions de fonctionnement.

Dans les applications stationnaires, les batteries au plomb disponibles dans le commerce seront difficiles à remplacer pendant longtemps à venir en raison du fait que le poids n'est pas un facteur important dans de telles applications. Ce sont les systèmes de stockage d'énergie les moins chers actuellement sur le marché, ils ont un taux de recyclage très élevé et répondent à la plupart des spécifications. La recherche se concentre sur des améliorations spécifiques pour des applications spécifiques et sur la conception globale du système. Des améliorations majeures sont encore possibles notamment concernant leur durée de vie. Cependant, la durée de vie des batteries au plomb dans des conditions climatiques sévères et des installations extérieures à distance n'est pas satisfaisante, de sorte que les batteries NiCd sont utilisées et d'autres systèmes de stockage, par exemple. Les batteries au lithium-ion pourraient peut-être rivaliser à l'avenir.

Pour les applications portables, la recherche se concentre sur la batterie lithium-ion. Les batteries au nickel-cadmium (Ni-Cd) sont toujours la batterie de choix pour les applications nécessitant une puissance élevée, par exemple pour les outils électriques et certaines applications industrielles. Cependant, l'utilisation du cadmium dans les produits industriels et de consommation pose un danger pour l'environnement et limite la recherche à de nouvelles applications et améliorations techniques.

Pour les véhicules électriques et hybrides, la recherche se concentre sur les batteries Ni-MH et lithium-ion en raison de leur haute densité énergétique. Malgré leur poids élevé, les batteries au plomb sont toujours considérées comme un concurrent sérieux pour les véhicules hybrides en raison de leur coût beaucoup plus bas.

I.7 Conclusion

Le stockage d'énergie offre beaucoup de potentiel en raison de la capacité d'améliorer les performances du système. Dans ce chapitre, une revue actualisée de l'état de la technique et des installations de plusieurs techniques de stockage d'énergie a été présentée, et leurs différentes caractéristiques ont été analysées. Cependant, une étude plus approfondie et plus de recherche est nécessaires, car il n'y a pas une seule technique de stockage d'énergie qui possède toutes les caractéristiques idéales requises pour une intégration optimale du réseau. En connaissant les avantages et les inconvénients de chaque système, les techniques de stockage d'énergie deviendront probablement la meilleure solution pour résoudre les problèmes sur le réseau électrique et le secteur des transports.

Chapitre II

SYSTEME DE STOCKAGE D'ENERGIE MAGNETIQUE SUPRACONDUCTEURS (SMES) ET La STRATEGIE DE COMMANDE

II.1 Introduction

Le stockage d'énergie magnétique supraconducteur (SMES) est un système de stockage d'énergie. Il stocke l'énergie dans une bobine supraconductrice, sous forme de champ magnétique. Ce champ magnétique est créé par le flux d'un courant continu (DC) dans la bobine. La bobine conductrice de courant continu fonctionne à température cryogénique, qui est une bobine supraconductrice. Lors d'une formation de champ magnétique dans une bobine supraconductrice, la perte résistive est négligeable en raison des conditions de fonctionnement fixes (température cryogénique)[70].

L'énergie stockée dans les systèmes SMES est disponible presque instantanément. La quantité d'énergie disponible est indépendante du taux de décharge. Cela contraste avec la technologie de batterie où, à mesure que la décharge se produit, la quantité d'énergie produite diminue.

Le système SMES se compose d'une bobine à inductance élevée qui peut être traitée comme une source de courant constant. La nature supraconductrice des SMES signifie que l'énergie peut être stockée pendant de longues périodes. Le matériau supraconducteur le plus couramment utilisé est le niobium-titane (NbTi) qui fonctionne à -271°C .

Le SMES est un système de stockage d'énergie qui peut se charger et se décharger très rapidement, ou dit d'une manière différente qu'il a la capacité d'absorber ou de fournir de grandes quantités d'énergie. Un autre élément positif sur le SMES est le cycle de vie.

II.2 Historique

Le système SMES a été proposé en France en 1969, mais le système a été rejeté à cause de son coût élevé. En 1971, la recherche a été relancée aux États-Unis à l'université du Wisconsin, une recherche a commencé pour comprendre l'interaction fondamentale entre l'unité de stockage d'énergie et le système de réseau électrique par l'intermédiaire d'un pont multiphasé. Ceci a mené à une construction des premiers dispositifs de système SMES. La majorité des SMES utilisent des supraconducteurs, essentiellement le NbTi. De nombreux Projets de SMES ont été menés à travers le monde. Ainsi, l'US Air Force utilise depuis 10 ans des SMES de 1 à 10 MJ destinés à protéger des charges critiques contre les microcoupures. Ce qui a conduit à la construction du premier appareil SMES, puis de nombreuses entreprises ont développé le système (1998). –Hitachi, ISTECH -1986, 2000-Wisconsin Public Service Corporation, 2005-ACCEL Instruments GmbH et autres).

II.3 Principe de fonctionnement Systèmes de stockage d'énergie par bobine supraconductrice (SMES)

Le stockage d'énergie (SMES) est la seule technique connue pour stocker l'énergie directement à partir de l'énergie électrique. Il a été nommé supraconducteur, car sa résistance devient égale à zéro à très basse température et sa capacité à la mobilité très élevée, cette température appelée (température critique)[71], le système de SMES se compose généralement de trois composants principaux: unité supraconductrice, réfrigérateur cryogénique et cuve isolée sous vide, figure II.1. Le filier supraconducteur (qui est un filier de résistance interne approximativement égal à zéro) peut se connecter à la source de courant continu et tant que le flux de bobines augmente, le champ magnétique augmente également de même que l'énergie électrique totale stockée dans le champ magnétique [72], l'énergie peut être stockée pendant une longue période. En revanche, le filier traditionnel est constitué de connecteurs en cuivre avec une certaine résistance nécessitant une source d'alimentation continue pour continuer l'écoulement du courant, même en pleine charge complète, pour compenser les pertes de résistance en joule, donc pour une même puissance stockée, un filier constitué de simples connecteurs nécessite plus de puissance de charge.

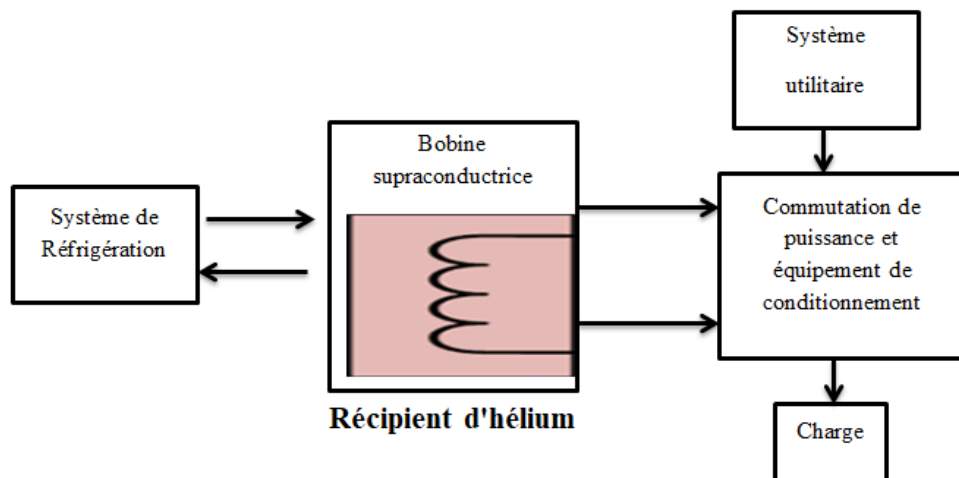


Figure II.1 Schéma fonctionnel du système SMES[73].

La base de l'énergie de stockage sous forme magnétique consiste très implémenté à faire passer un courant électrique dans une bobine supraconductrice court-circuitée. Le courant circule sans perte dans le supraconducteur (usé en dessous de la température critique) et stocke également une certaine quantité d'énergie pour une durée théoriquement infinie.

La bobine supraconductrice court-circuitée vous permet de stocker l'énergie sous la forme:

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

$$p = \frac{dE}{dt} \quad (\text{II.2})$$

'L' est l'inductance et 'I' est le courant qui traverse la bobine. Le champ magnétique est créé par le flux de courant continu à travers.

Les applications les plus courantes de SMES sont les suivantes: le SMES est habitué à la stabilité du réseau électrique et de distribution[14, 74]. De plus, il contrôle la puissance active et réactive [75, 76]et améliore le rendement du parc éolien en absorbant ou en fournissant une puissance [77], il peut répondre très rapidement à la demande de puissance active et réactive [78-80]et stabiliser la fréquence du système[81], le SMES est caractérisé par sa réponse rapide (millisecondes)[82, 83] et son long cycle de vie[71, 84] comparé à d'autres systèmes de stockage d'énergie, son efficacité de stockage est très élevée[85]. Les applications sont résumées dans le tableau II.1.

Tableau II.1: Applications de SMES.

Référence	année	Application de SMES
[76]	2008	Les auteurs ont proposé l'application du SMES connecté au parc éolien en contrôlant la puissance active et réactive et en utilisant des générateurs à induction à alimentation double (DFIG). Les auteurs montrent que l'application du système SMES au parc éolien basé sur DFIG répond rapidement au contrôle de la puissance active et réactive.
[86]	2008	Les auteurs ont proposé le système SMES en utilisant un algorithme de simulation en temps réel utilisant une bobine de modèle SMES miniaturisée possédant les mêmes propriétés que la bobine de taille réelle, afin d'analyser facilement les performances des SMES connectées au réseau et de minimiser l'affaissement de la tension.
[74]	2009	Les auteurs ont utilisé le système SMES pour contrôler la fluctuation de fréquence du système de production d'énergie éolienne (WPGS). Il a montré que la fluctuation de fréquence de WPGS est supprimée lorsqu'elle est connectée à SMES 2.5MJ.
[87]	2010	Les auteurs ont proposé système HTS-SMES de type toroïdal testé avec un simulateur numérique temps réel (RTDS). ils ont utilisé une bobine SMES en temps réel, leur permettant de modifier la capacité de la SMES en fonction de leurs besoins. Les résultats de l'expérience montrent qu'un SMES miniaturisée est capable de changer la capacité de petite taille à grande capacité et de stabilisation en connexion avec le système UPQC en temps réel.

[75]	2010	Les auteurs ont proposé un système SMES pour contrôler la fluctuation du parc éolien afin de contrôler la tension au niveau nominal, Les auteurs ont utilisé deux hacheurs DC-DC Quadrant, une bobine SMES et les données de vent réel sont utilisées en tant que vitesse du vent obtenue au Japon maintenir la tension du réseau du parc éolien.
[88]	2010	Les auteurs ont proposé une conception de contrôleur robuste de stockage d'énergie magnétique supraconductrice (SMES) pour la stabilisation de l'oscillation de puissance des lignes tie "tie-line" dans le réseau électrique interconnectés avec les parcs éoliens.. Les résultats montrent la robustesse du contrôle avec et sans SMES.
[89]	2011	Les auteurs ont proposé HTS-SMES connecté aux systèmes de production d'énergie éolienne (WPGS) pour stabiliser la fluctuation de fréquence en utilisant un réseau de Corée modélisé nommé puissance de l'île d'Ulleung avec un simulateur numérique en temps réel. Les résultats montrent que la fréquence est une stabilisation lorsque le système HTS SMES est connecté avec ses caractéristiques opérationnelles telles que la variation en temps réel du courant et de la température.
[14]	2011	Les auteurs ont présenté les avantages de SMES en comparant les systèmes de stockage d'énergie, notamment les batteries et les super-condensateurs. Ils contrôlent la puissance active et réactive et réduisent les fluctuations de tension dans différents systèmes.
[90]	2012	Les auteurs ont proposé une stratégie pour atténuer les oscillations sous-synchrones dans le réseau électrique compensées par des condensateurs série via le contrôle de la puissance active de l'unité de stockage d'énergie magnétique supraconductrice (SMES). Les auteurs ont utilisé un algorithme d'optimisation chaotique pour optimiser les paramètres de la méthode proposée. Les résultats ont montré que les oscillations sous-synchrones et à basse fréquence sont minimisées par l'application du SMES et du contrôle proposé.
[77]	2012	Les auteurs ont proposé une étude sur l'application de la conformité (SMES) et du code de réseau à un système de production éolienne et photovoltaïque (PV). Ce système est capable d'améliorer la capacité de production d'énergie hybride renouvelable, de réduire le courant de couplage commun lors de la baisse de la tension et de réguler la puissance réelle et réactive. améliorer la qualité de l'énergie.
[91]	2013	Les auteurs ont analysé les caractéristiques de fonctionnement de (SMES) pour le contrôle de la fréquence d'une opération de micro-réseau en islande, Une teste de micro réseau consistait un générateur d'énergie éolienne, un système de génération PV, un générateur diesel et une charge pour tester la

		faisabilité du SMES pour le contrôle de la fréquence, les résultats montrent que le SMES contribue bien au contrôle de la fréquence dans le fonctionnement.
[92]	2015	Les auteurs ont présenté une stabilisation du réseau à l'aide du SMES, une étude comparative entre le contrôleur PI et le réseau neurone adaptatif permettant de contrôler le SMES. Les auteurs ont montré que les SMES peuvent fournir de meilleures performances lorsqu'elles sont contrôlées par une commande intelligente.

Le SMES est développée rapidement en raison de ses avantages notables, notamment: la capacité de stockage très haute [\[80\]](#), efficacité très élevée entre 95% et 98%, temps de réponse: le délai de décharge est assez court, moins de 1 seconde, la durée de vie des cycles est très longue de plus que celle des autres systèmes de stockage, ce qui permet un stockage long la vie, une énergie utile proche du maximum d'énergie stockée, une efficacité énergétique proche de 1, il ne produit pas de réaction chimique ni de toxines[\[60\]](#).

II.4 Structure de SMES

Sur la base structurelle, les principaux composants du système SMES sont la bobine supraconductrice, le noyau ferromagnétique, le circuit de commande et le liquide de refroidissement. Ici, la bobine supraconductrice, le noyau ferromagnétique et le liquide de refroidissement sont utilisés pour maintenir ou stocker l'énergie. [\[93\]](#).

II.4.1 Bobine supraconductrice

Le stockage d'énergie dans un inducteur normal ou dans une bobine n'est pas possible en raison de la résistance ohmique de la bobine. La résistance ohmique s'est retirée de la bobine en abaissant la température du conducteur, et dans cet état, le conducteur est appelé supraconducteur. La supraconductivité dans la bobine a été observée pour la première fois par Kamerlingh Onnes en 1911 en utilisant de l'hélium liquide comme liquide de refroidissement. La principale caractéristique du supraconducteur est «une grande capacité de transport de courant avec des composants résistifs nuls»[\[70, 94\]](#). Ce sont des matériaux SMES les plus efficaces, lorsqu'ils fonctionnent à 4,4 K, ils peuvent transporter un courant jusqu'à 2000A / mm² à un champ magnétique de 5 T, qui est plus de 100 fois plus élevé que le cuivre à une densité de courant de fonctionnement typique[\[94, 95\]](#).

II.4.2 liquide de refroidissement

Le stockage d'énergie dans un conducteur normal n'est pas possible en raison de la présence de petites résistances dans le conducteur. Cette résistance peut être retirée du conducteur en diminuant la température du conducteur, et à cette fin utilise du liquide de

refroidissement dans le système SMES. Sur la base du liquide de refroidissement, les SMES sont divisés en deux groupes. Supraconducteurs haute température (HTS) et basse température (LTS). Le HTS est refroidi à 77 K en utilisant de l'azote liquide (LN₂) et le LTS est généralement refroidi en utilisant de l'hélium liquide à 4,2 K. Comme le LN₂ est moins cher que l'hélium liquide, le LN₂ est utilisé comme liquide de refroidissement. Un autre avantage du LN₂ est une température de fonctionnement plus élevée avec une efficacité de refroidissement maximale[96].

En plus de l'importance du matériau supraconducteur, il est nécessaire de se préoccuper de la compatibilité électromagnétique de telles installations. Pour la conception de l'enroulement peut prendre généralement deux formes, le solénoïde, et le toroïdale. Chaque forme a ses avantages et ses inconvénients :

II.4.3 le solénoïde

Le solénoïde a une grande capacité d'utilisation pour stocker l'énergie, il est plus facile à réaliser, mais il n'y a rien à limiter ou confiner les champs parasites. Il nécessite une structure de blindage magnétique optimale afin de réduire le champ de l'environnement qui l'entoure. Ce type de bobinage est coûteux et encombrant.

II.4.4 le toroïdale

Dans le toroïdale forme il n'y a aucun champ parasite et tous les champs sont confinés à l'intérieur de l'enroulement, mais il présente l'inconvénient des forces électromagnétiques qui seront plus importantes que celle de la précédente, alors, il nécessite une structure plus adaptée. Il est très difficile de réaliser un tel genre d'enroulement.



Figure II.2 a-Bobine Forme solénoïde b-Forme toroïdale.

II.5 Techniques de système SMES

Il existe plusieurs catégories de supraconducteurs, classées en fonction de leur température critique :

- SBTC (Supraconducteur à Basse Température Critique) : NbTi fonctionnant à très basse température (4K), nécessitant un réfrigérant type Hélium liquide (à 4,2K), sous un champ

magnétique nominal de l'ordre de 5T [97], [98]. Ces supraconducteurs BTC admettent une induction critique de 10T [99].

- SMTC (Supraconducteur à Moyenne Température Critique) : Nb_3Sn , Nb_3Al , Nb_3Ge , MgB_2 fonctionnant autour de 20 à 30K sous un champ magnétique nominal de l'ordre de 10 T [98]. Ces supraconducteurs MTC admettent une induction critique supérieure à 20T [99].

- SHTC (Supraconducteur à Haute Température Critique) : YBaCuO fonctionnant à 92K, permettant un réfrigérant type Azote liquide (à 77K), sous un champ magnétique nominal de l'ordre de 10T[98]. Ces supraconducteurs HTC admettent une induction critique de 15T.[99]

II.6 Avantages et inconvénients de système SMES

Les avantages des SMES [22],[97], [100], [22] sont:

- une énergie utile proche de l'énergie maximale stockée, soit un rendement énergétique proche de 1.
- pas d'autodécharge, car les pertes sont nulles, ce qui permet un stockage long [100].
- une constante de temps pour la décharge très faible ($< 100\text{ms}$), favorable pour les applications type stabilisation/régulation du réseau.
- une durée de vie élevée (20 à 30 ans)[97] : nombre de cycles de charge/décharge quasiment infini[100], [99].

Les inconvénients sont les suivants :

- ce moyen de stockage nécessite une ambiance cryogénique [97], [100].
- la faisabilité des bobines (tores ou solénoïdes) : les dimensions sont très impressionnantes pour des applications de puissance significative. Les quelques exemples suivants sont l'illustration de l'encombrement imposant des applications SMES : un tore de 11,4MWh pesant 5600 tonnes ou un solénoïde de 722kWh pesant 225 tonnes[98], ou encore des anneaux supraconducteurs de diamètre supérieur à 1km.

II.7 La stratégie de commande du système SMES

La commande SMES est basée sur trois types d'application: convertisseur de source de tension (VSC), convertisseur de source de courant (CSC) et thyristor, le VSC et le CSC ont la capacité de contrôler la puissance active et réactive indépendamment entre la SMES et le système de réseau, Le thyristor a peu de capacité à contrôler la puissance réactive et peut contrôler la puissance active. Dans la partie commande, le CSC et le thyristor sont faciles à contrôler car ils n'ont que le contrôle DC / AC, le VSC n'est pas facile à contrôler par rapport aux deux autres contrôleurs, il possède des contrôleurs DC / DC et des contrôleurs DC / AC.

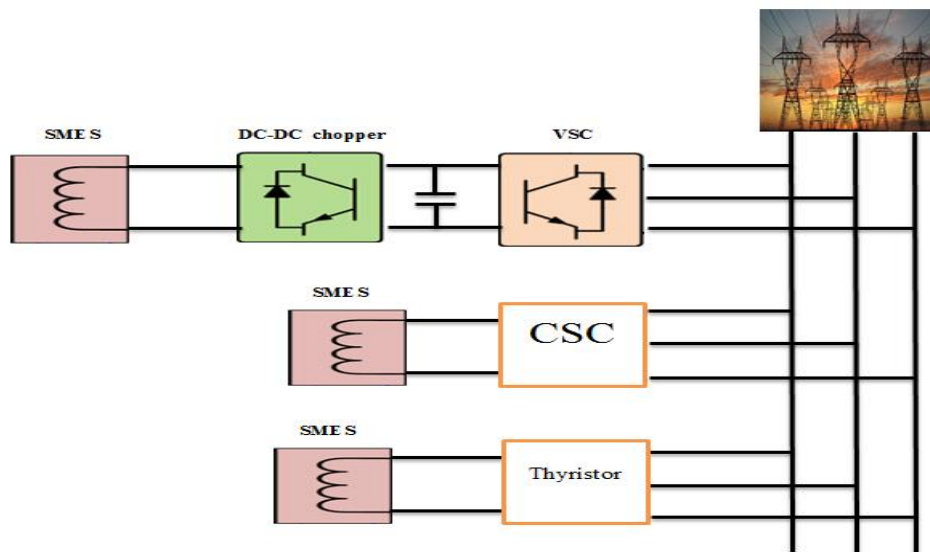


Figure II.3 Systèmes SMES de base - (a) VSC, (b) CSC, (c) thyristor.

II.7.1 Hacheur (DC-DC chopper)

Il existe trois modes de fonctionnement différents du SMES bobine. Le premier mode de fonctionnement est la charge de SMES. La bobine SMES se charge relativement rapidement à son courant nominal.

Le deuxième mode est le mode attente. Dans ce mode, le courant dans la bobine SMES circule efficacement dans un environnement fermé. Le troisième mode est le mode de décharge, pendant lequel la SMES se décharge dans le condensateur dc-link. Les trois modes sont montrés dans les Figs. II. 4-5.

Avant de discuter des différents modes, un GTO (Gâte Désactiver thyristor) à l'état ON signifie que le cycle de service de ce GTO particulier est 1 et un GTO à l'état OFF signifie que le taux de marche est 0. Les trois modes de fonctionnement sont expliquées comme suit.

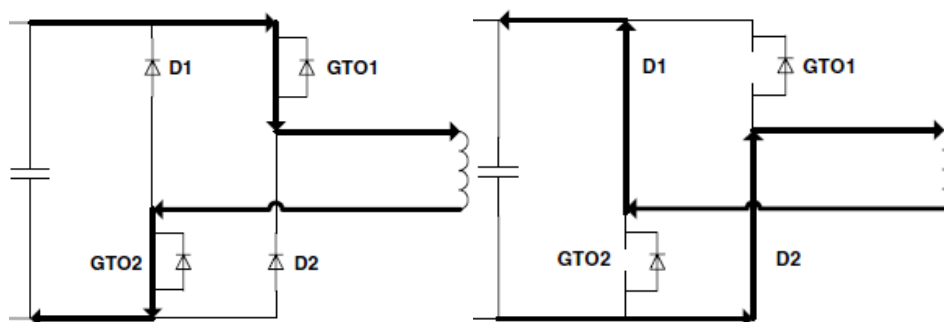


Figure II.4 Mode de charge et décharge.

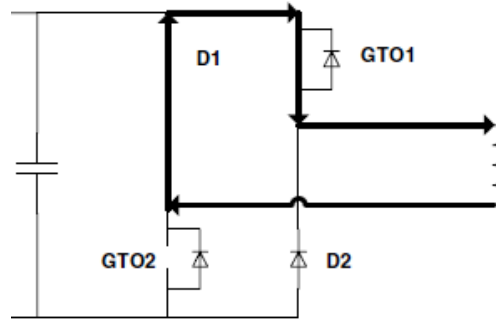


Figure II.5 Mode en attente.

II.7.1.1 Mode charge

Dans ce mode, la bobine SMES est chargée à sa capacité nominale. En mode de charge, GTO2 est toujours à l'état ON. GTO1 peut être activé ou désactivé à chaque cycle. La bobine SMES se charge lorsque le GTO1 est également à l'état ON. Lorsque la bobine SMES est en cours de chargement, la relation entre la tension aux bornes de la bobine SMES et la tension aux bornes du condensateur dc link peut être définie en tant que.

$$V_{smes} = D * V_{dc} \quad (II.3)$$

Où V_{SMES} est la tension aux bornes de la bobine SMES.

V_{DC} est la tension aux bornes du condensateur de liaison en courant continu et D est le rapport cyclique du GTO1 (défini comme le rapport entre le temps GTO ON et le temps total d'un cycle complet).

II.7.1.2 Mode attente

Le second mode de fonctionnement s'appelle le mode attente. Dans ce mode, le courant circule en boucle fermée. Lorsque la bobine SMES est en mode attente, l'un des deux GTO est désactivé. Sur la figure II.6, il a été montré que GTO1 est activé et GTO2 est désactivé. Pendant cette période, il n'y a pas de perte significative, car le courant à travers la bobine SMES circule en boucle fermée. Par conséquent, le courant reste assez constant.

II.7.1.3 Mode décharge

Le dernier mode de fonctionnement est le cycle de décharge. Le courant dans la bobine SMES se décharge dans le condensateur de liaison en courant continu dans ce mode de fonctionnement. Dans ce mode, le GTO2 est toujours à l'état OFF et le cycle de fonctionnement de GTO1 peut être modifié en fonction du débit requis. Pendant le cycle de décharge, pour que le taux de décharge soit maximum, les deux GTO sont maintenus à l'état OFF. Le taux de décharge de la bobine SMES peut être contrôlé en rendant le cycle de service de l'un des GTO non nul. La

relation de tension entre la bobine SMES et le condensateur de liaison dc pendant le cycle de décharge est donnée par :

$$-V_{smes} = (1 - D) V_{dc} \quad (II.4)$$

Afin d'obtenir le taux de décharge maximal de la bobine SMES dans le condensateur de liaison en courant continu, le rapport cyclique du GTO1 est maintenu à 0 dans la présente simulation

II.7.2 Convertisseur de source de tension VSC

L'unité SMES est équipée de VSC et d'un hacheur à deux quadrants (chopper). Convertisseur de source de tension est utilisé pour accomplir la transformation de puissance entre courant alternatif triphasé utilitaire et le bus DC.

Le schéma de base du convertisseur est illustré à la Fig.II.6. Cela consiste en pont de remplissage IGBT (G1 - G6) triphasé à trois entrées des inductances (L) du côté AC et un condensateur de filtrage (C) du côté DC. Afin de contrôler le flux de puissance du système, les courants d'entrée du système permettent de commander l'écoulement de puissance, en fonction de la demande de la puissance active et réactive exigée par les abonnés.

Actuellement, l'IGBT apparaît le composant le plus intéressant par sa vitesse de commutation, la simplicité de sa commande, et sa tenue de surcharge. On choisit ces composants pour les raisons suivantes :

- Ils fournissent un courant très élevé pour une fréquence de commutation élevée.
- Ils ont besoin seulement d'une faible puissance pour commander la grille.
- Ils peuvent supporter des valeurs élevées de di/dt et dv/dt .

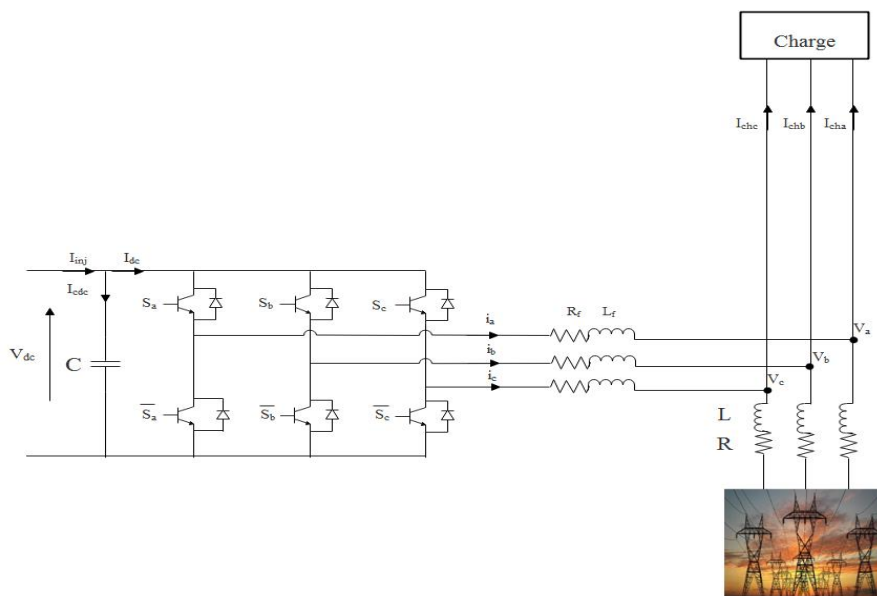


Figure II.6 La topologie du convertisseur de source de tension.

II.7.3 Le modèle mathématique de VSC

Avant d'analyser le convertisseur source de tension, plusieurs hypothèses sont proposées:

1) Le secteur de l'électricité est une source de tension symétrique et sinusoïdale.

$$\begin{cases} v_{sa} = V_m \sin(\omega t) \\ v_{sb} = V_m \sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) \\ v_{sc} = V_m \sin(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \end{cases} \quad (\text{II.5})$$

Où v_{sa} , v_{sb} et v_{sc} sont les tensions triphasées du courant utilitaire.

v est la valeur crête de la tension triphasée.

ω est la fréquence angulaire.

2) Tous les commutateurs fonctionnent à la fréquence constante, et la fréquence de commutation est beaucoup plus élevée que la fréquence du réseau électrique.

3) Les trois inductances d'entrée L sont linéaires et symétriques, et aucune différence ne se produit entre eux.

4) Les pertes globales sont représentées par trois résistances R symétriques.

5) Les caractéristiques de tous les appareils sont idéales.

L'objectif de la modélisation est de trouver une relation entre les grandeurs de commande et les grandeurs électriques de la partie alternative et continue de convertisseur. Ainsi, comme les grandeurs de commande agissent sur les interrupteurs commandables et en se basant sur ces hypothèses, le modèle mathématique du système VSC est établi par les relations suivantes:

$$\begin{cases} L \frac{di_a}{dt} = -i_a R + v_{sa} - (s_a^* - \frac{s_a^* + s_b^* - s_c^*}{3}) v_d \\ L \frac{di_b}{dt} = -i_b R + v_{sb} - (s_b^* - \frac{s_a^* + s_b^* - s_c^*}{3}) v_d \\ L \frac{di_c}{dt} = -i_c R + v_{sc} - (s_c^* - \frac{s_a^* + s_b^* - s_c^*}{3}) v_d \\ L \frac{dv_d}{dt} = s_a^* i_a + s_b^* i_b + s_c^* i_c - i_{inj} \end{cases} \quad (\text{II.6})$$

S_K^* ($k = a, b, c$) est la fonction de commutation de la phase K .

Tel que $S_K^* = 1$ exprime que le commutateur haut de la phase K est fermé.

$S_K^* = 0$ exprime que le commutateur bas de la phase K est ouvert.

A partir des équations (II.6), le courant de chaque phase est non seulement déterminé par l'état des dispositifs locaux de commutation, mais également par l'état des autres dispositifs de commutation.

Le modèle du système peut être défini par transformation de PARK d'un système triphasé à un système biphasé. La définition de la transformation de PARK T_{abc-dq} qui est donnée par :

$$T_{a,b,c-dq} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos \omega t & \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin \omega t & -\sin(\omega t - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (II.7)$$

II.7.4 La stratégie de contrôle du VSC

Le diagramme de la stratégie de commande fonctionnelle du convertisseur de la source de tension est présenté par la figure II.7.

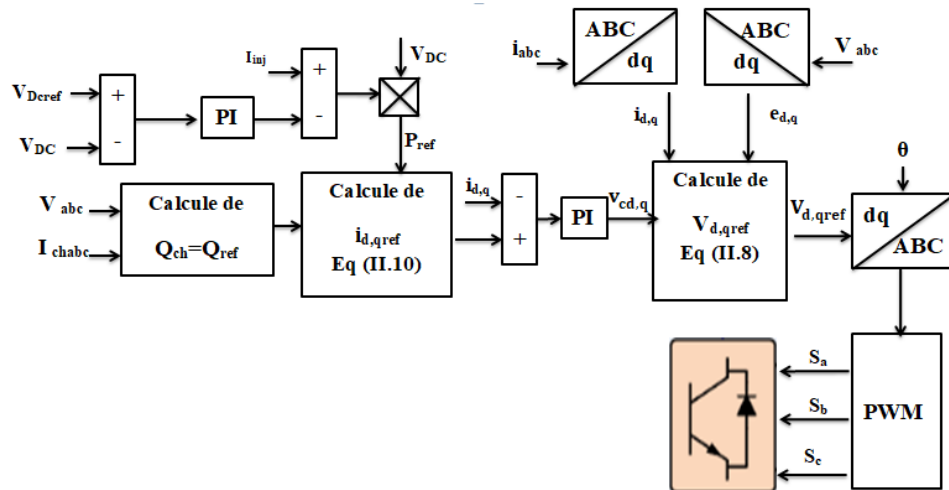


Figure II.7 Diagramme de contrôle du VSC.

Les tensions de référence à l'entrée de l'onduleur sont calculées selon le principe de compensation suivant :

$$\begin{cases} V_{dref} = e_d + v_{cd} - L_f \omega i_q \\ V_{qref} = e_q + v_{cq} + L_f \omega i_d \end{cases} \quad (II.8)$$

$V_{d,qref}$ est la tension de référence calculée.

e_d et e_q sont les tensions de transformation du parc des points de connexion communs au réseau.

L_f représente l'inductance de couplage d'une phase du filtre entre le VSC et le réseau.

En utilisant des régulateurs PI, les grandeurs $V_{cd,q}$ de référence peuvent être calculés par :

$$v_{cd,q} = PI(i_{d,qref} - i_{d,q}) \quad (II.9)$$

Les courants de référence dans le système d-q peuvent être calculés en fonction des tensions, des puissances actives et réactives à l'aide de l'équation suivante:

$$\begin{bmatrix} i_{dref} \\ i_{qref} \end{bmatrix} = \frac{1}{e_d^2 + e_q^2} \begin{bmatrix} e_d & e_q \\ -e_q & e_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{ref} \\ Q_{ref} \end{bmatrix} \quad (II.10)$$

Où P_{ref} et Q_{ref} sont les références des puissances active et réactive.

La puissance active de référence à injecter dans le réseau P_{ref} est calculée comme suit:

$$i_{dcref} = i_{inj} - PI(V_{Dcref} - V_{dc}) \quad (II.11)$$

$$P_{ref} = V_{dc} i_{dcref} \quad (II.12)$$

Ou :

e_d et e_q : sont les tensions de transformation de park des points de connexion communs.

i_a , i_b et i_c : représentent les courants de sortie VSC.

R_f : représente la résistance interne de l'inductance de couplage (L_f).

II.7.4.1 le contrôle des courants en utilisant régulateur PI

Afin de contrôler l'erreur entre v_{dqref} et v_{dq} , un régulateur PI est utilisé comme la montre la figure II.7, PI régulateur contient deux constants k_p et k_i , ces paramètres sont calculés avec la boucle de régulation des courants figure II.8.

La boucle de régulation des courants i_{dq} par la régulateur PI est représentée dans la figure (II.8).

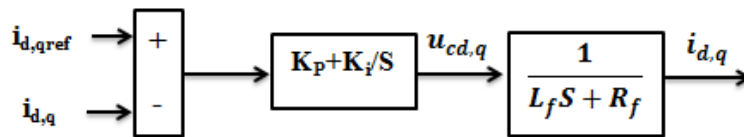


Figure II.8. Boucle de régulation des courants d'onduleur.

A partir du diagramme, on obtient :

$$\frac{i_{d,q}}{i_{d,qref}} = \frac{k_p}{L} \left(\frac{s + \frac{k_i}{k_p}}{s^2 + \frac{R + k_p}{L}s + \frac{k_i}{L}} \right) \quad (II.13)$$

En identifiant le dominateur de la fonction de transfert en boucle fermée avec le polynôme caractéristique d'un système de deuxième ordre désiré, on trouve:

$$\xi = \frac{(R + k_p)/L}{\sqrt{k_i/L}} \quad \text{Et} \quad \omega_n = \sqrt{\frac{k_i}{L}} \quad (II.14)$$

Alors :

$$\begin{cases} k_p = \xi \omega_n L_f - R_f \\ k_i = L_f \omega_n^2 \end{cases} \quad (\text{II.15})$$

Il est important de noter que les valeurs k_p et k_i obtenus nécessitent quelque ajuster manuels pour assurer un meilleur control manuels

II.7.4.2 le contrôle des courants en utilisant mode glissant

Afin de minimiser les inconvénients du régulateur PI comme le temps de réponse et le dépassement, une commande robuste nommée contrôleur de mode glissant (SMC) sera utilisée comme indiqué sur la figure II.9.

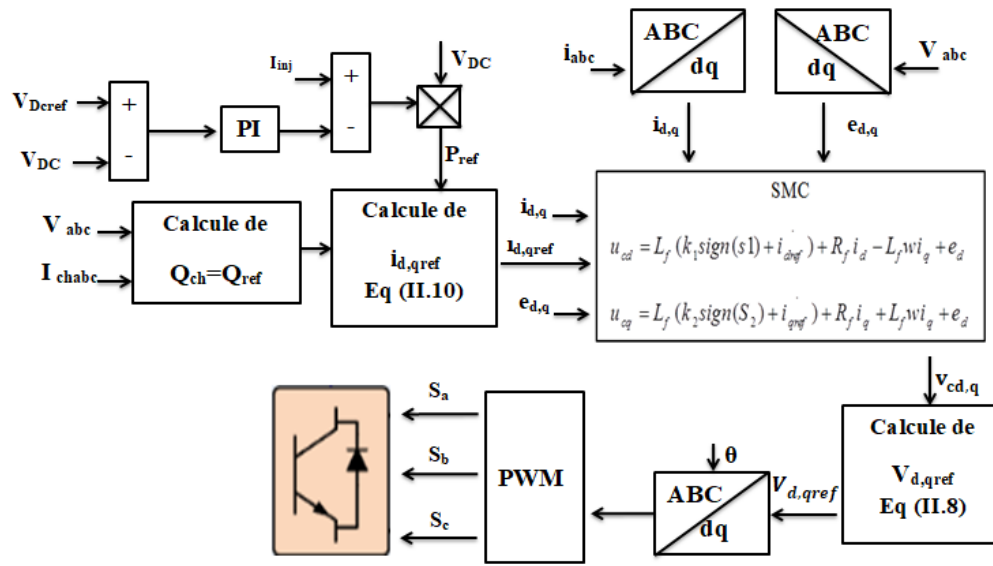


Figure II.9 Contrôle du convertisseur de source de tension avec contrôleur SMC.

Le mode glissant est expliqué dans le chapitre III, le SMC basé sur trois étapes:

- Choix de surface glissant $S(X)$.
- Définition des conditions d'existence et convergence du régime glissant.
- Détermination de la loi de contrôle.

La loi de contrôle:

$$V = v_{eq} + v_n \quad (\text{II.16})$$

Avec:

$$v_n = -k * \text{sign}(S) \quad (\text{II.17})$$

Nous avons choisi la surface de slotine [101, 102], et appliqué dans l'équation II.18, 19 pour calculer u_{cdq} :

$$L_f \frac{di_d}{dt} = v_{cd} - R_f i_d + L_f \omega i_q - e_d \quad (\text{II.18})$$

$$L_f \frac{di_q}{dt} = v_{cq} - R_f i_q - L_f \omega i_d - e_q \quad (\text{II.19})$$

La première surface est utilisée pour calculer u_{cd} :

$$S_1 = \left(\frac{d}{dt} + \lambda \right)^{n-1} e_1 \quad (\text{II.20})$$

L'ordre du système est $n = 1$, dans ce cas:

$$S_1 = e_1 = i_{dref} - i_d \quad (\text{II.21})$$

La surface dérivée est:

$$\dot{S}_1 = \dot{i}_{dref} - \dot{i}_d = v_{n1} = -k_1 \text{sign}(S_1) \quad (\text{II.22})$$

En remplaçant l'équation II.18 dans l'équation II.22:

$$\dot{i}_{dref} - \frac{1}{L_f} (v_{cd} - R_f i_d + L_f \omega i_q - e_d) = -k_1 \text{sign}(S_1) \quad (\text{II.23})$$

$$v_{cd} = L_f (\dot{i}_{dref} + R_f i_d / L_f - L_f \omega i_q / L_f + e_d / L_f) + L_f k_1 \text{sign}(S_1) \quad (\text{II.24})$$

La commande de tension est:

$$v_{cd} = L_f (k_1 \text{sign}(S_1) + \dot{i}_{dref}) + R_f i_d - L_f \omega i_q + e_d \quad (\text{II.25})$$

La deuxième surface est utilisée pour calculer u_{cq} :

$$S_2 = \left(\frac{d}{dt} + \lambda \right)^{n-1} e_2 \quad (\text{II.26})$$

L'ordre du système est $n = 1$, dans ce cas:

$$S_2 = e_2 = i_{qref} - i_q \quad (\text{II.27})$$

La surface dérivée est:

$$\dot{S}_2 = \dot{i}_{qref} - \dot{i}_q = v_{n2} = -k_2 \text{sign}(S_2) \quad (\text{II.28})$$

En remplaçant l'équation II.19 dans l'équation (II.28):

$$\dot{i}_{qref} - \frac{1}{L_f} (v_{cq} - R_f i_q - L_f \omega i_d - e_q) = -k_2 \text{sign}(S_2) \quad (\text{II.29})$$

$$v_{cq} = L_f (\dot{i}_{qref} + R_f i_q / L_f + L_f \omega i_d / L_f + e_q / L_f) + L_f k_2 \text{sign}(S_2) \quad (\text{II.30})$$

La commande de tension est:

$$v_{cq} = L_f (k_2 \text{sign}(S_2) + \dot{i}_{qref}) + R_f i_q + L_f \omega i_d + e_q \quad (\text{II.31})$$

II.7.4.3 Régulateur de tension

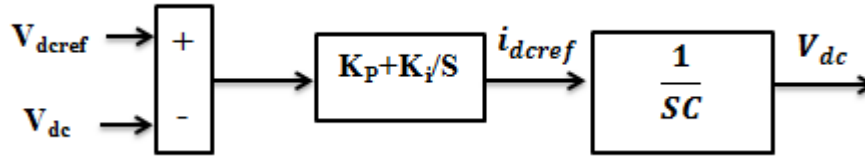


Figure II.10 Boucle de régulation de la tension du bus continu.

La Fig.II.10 représente le diagramme de boucle de régulation, la fonction de transfert est donnée par :

$$\frac{V_{dc}}{V_{dcref}} = \frac{1}{c} \left(\frac{k_p + k_i s}{s^2 + \frac{k_p}{c} s + \frac{k_i}{c}} \right) \quad (\text{II.32})$$

De même manière, on trouve :

$$\xi = \frac{k_p / c}{\sqrt{k_i / c}} \quad \text{Et} \quad w_n = \sqrt{\frac{k_i}{c}} \quad (\text{II.33})$$

Alors :

$$\begin{cases} k_p = \xi w_n c \\ k_i = c w_n^2 \end{cases} \quad (\text{II.34})$$

II.8 Conclusion

Le système de stockage d'énergie magnétique supraconducteur est de plus en plus accepté dans les applications de réseau électrique au cours des dernières années. Dans ce travail, le système SMES avec un convertisseur IGBT source de tension et un hacheur DC-DC à deux quadrants a été proposé comme un dispositif de stockage d'énergie contrôlable. Au début de ce chapitre, une description détaillée du système SMES est donnée. Ensuite, la stratégie détaillée de contrôle du système SMES a été présentée.

L'efficacité des stratégies de contrôle proposées sera démontrée dans le chapitre VI.

Chapitre III

MODELISATION ET CONTROLE DU SYSTEME PV

III.1 Introduction

L'énergie solaire est une source d'énergie qui dépend du soleil. Cette énergie peut générer de l'électricité à partir de panneaux photovoltaïques, grâce à la lumière solaire captée par les panneaux solaires. L'énergie solaire est propre, n'émet aucun gaz à effet de serre et sa matière première. Le photovoltaïque devient important en tant que source renouvelable, il est inépuisable et ultime comme source d'énergie, le système photovoltaïque peut être utilisé dans le stockage (batterie, condensateur ou bobine ... etc.), Véhicule, réseau connecté avec système PV et pompage d'eau sans bruit et installation simple, c'est aussi une source disponible et propre.

Un générateur photovoltaïque (GPV) ou module est constitué d'un ensemble de cellules photovoltaïques élémentaires montées en série et/ou parallèle afin d'obtenir de caractéristiques électriques désirées telles que la puissance, le courant de court-circuit ou la tension en circuit ouvert.

Les sorties PV ont des caractéristiques non linéaires, il est donc nécessaire de fonctionner au point de puissance maximale du panneau solaire, ce point change avec l'irradiation et la température. De nombreux algorithmes MPPT ont été développés et implémentés, dans lesquels chacune de ces méthodes a ses avantages et ses inconvénients[103].

Dans ce chapitre, on va présenter les modèles électriques et nous rappelons le fonctionnement d'un générateur PV connecté à une charge et comment à travers une commande adéquate, nous pouvons améliorer son fonctionnement.

Dans la simulation du PV et de la commande MPPT nous avons utilisé l'environnement 'SIMULINK' de MATLAB. 'SIMULINK' nous permet aussi de changer facilement les conditions atmosphériques (ensoleillement, température) afin d'évaluer la trajectoire de recherche du PPM de la commande MPPT vis-à-vis des changements de ces paramètres.

Le système est utilisé pour la simulation des différentes parties (module solaire, MPPT, convertisseur DC-DC).

III.2 Effet photovoltaïque

La production d'énergie photovoltaïque est une technologie qui utilise l'effet photovoltaïque de l'interface des semi-conducteurs et change directement l'énergie lumineuse en énergie électrique, les cellules solaires constituent l'élément clé le plus important de cette technologie. Après une série de protection encapsulée de cellules solaires, elle pourrait former un module de cellules solaires de grande surface, couplé au contrôleur d'alimentation et à d'autres composants pour former un dispositif du système photovoltaïque.

Une cellule PV est réalisée à partir de deux couches de silicium, une dopée P (dopée au bore) et l'autre dopée N (dopée au phosphore) créant ainsi une jonction PN avec une barrière de potentiel. Lorsque les photons sont absorbés par le semi-conducteur, ils transmettent leur énergie aux atomes de la jonction PN de telle sorte que les électrons de ces atomes se libèrent et créent des électrons (charges N) et des trous (charges P). Ceci crée alors une différence de potentiel entre les deux couches. À travers une charge continue, on peut en plus récolter des porteurs [104, 105].

La tension maximale est nommée tension de circuit ouvert V_{oc} pour un courant nul, Le courant maximal se produit lorsque les bornes de la cellule sont court-circuit I_{cc} et dépend fortement du niveau d'éclairement. Figure III.1

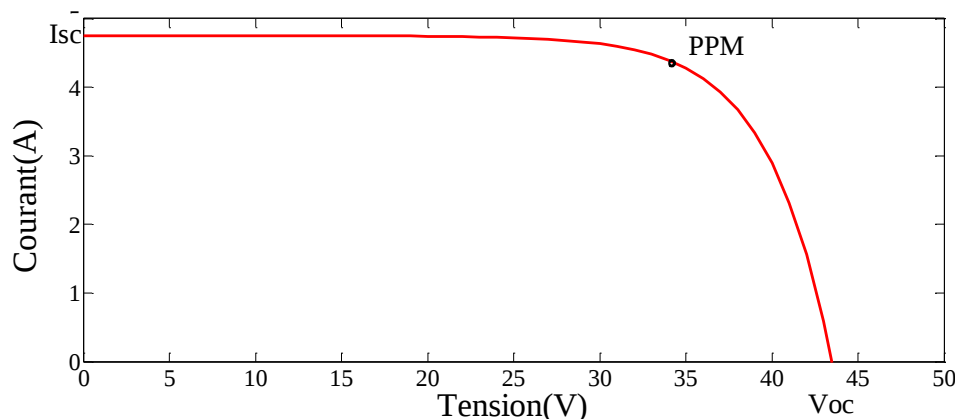


Figure III.1 Caractéristique courant – tension d'un module photovoltaïque.

III.3 Constitution d'un générateur photovoltaïque

Le générateur photovoltaïque est composé particulièrement par :

III.3.1 Le module (ou panneau)

La cellule individuelle, unité de base d'un système photovoltaïque, ne produit qu'une très faible puissance électrique, typiquement de 1 à 3 W avec une tension de moins d'un volt. Pour produire plus de puissance, les cellules sont assemblées pour former un module (ou panneau). Les connections en série de plusieurs cellules augmentent la tension pour un même courant, tandis que la mise en parallèle accroît le courant en conservant la tension. La puissance crête, obtenue sous un éclairage maximal sera proportionnelle à la surface du module. La rigidité de la face avant (vitre) et l'étanchéité sous vide offert par la face arrière soudée sous vide confèrent à l'ensemble de sa durabilité.

III.3.2 Le générateur photovoltaïque

L'interconnexion des modules entre eux, en série ou en parallèle, pour obtenir une puissance plus grande, définit la notion de générateur photovoltaïque. Le générateur photovoltaïque se compose de plusieurs modules et d'un ensemble de composants qui adapte l'électricité produite par les modules aux spécifications des récepteurs.

III.3.3 La cellule photovoltaïque

Les cellules solaires sont fabriquées à partir de matériaux semi-conducteurs (jonction P_n, généralement en silicium), traités spécialement à partir d'un champ électrique, positif d'un côté (arrière) et négatif de l'autre (vers le soleil). Lorsque l'énergie solaire (photons) frappe la cellule solaire, les électrons se détachent des atomes du matériau semi-conducteur, créant ainsi des paires électron-trou. Si des conducteurs électriques sont alors attachés au côtés positif et négatif, formant un circuit électrique, les électrons sont capturés sous la forme de courant électrique I_{ph} (photo-courant) [106].

Une cellule photovoltaïque typique en silicium cristallin est de 12 centimètres diamètre et 0,25 millimètres d'épaisseur. En plein soleil, il génère 4 ampères de courant continu à 0,6 volt ou 3 watt de puissance électrique.

La jonction p-n de ces deux matériaux fonctionne comme une diode. Lorsque cette diode est exposée à des photons dont l'énergie ($h\nu$) est supérieure à celle de l'énergie du matériau, appelée l'énergie de bande de gap (E_g), le nombre d'électrons libres du semi-conducteur de type-p et celui de trous du semi-conducteur de type 'n' augmente considérablement. Si les photons incidents ont une énergie inférieure à E_g , ils ne seront pas absorbés, c'est-à-dire leurs énergies ne contribuent pas à la conversion photovoltaïque [106-109].

III.4 Modélisation du générateur photovoltaïque

Nous rencontrons dans la littérature plusieurs modèles du générateur photovoltaïque qui diffèrent entre eux par la procédure et le nombre de paramètres intervenants dans le calcul de la tension et du courant final du générateur photovoltaïque.

III.4.1 Les modèles mathématiques

Il existe plusieurs modèles mathématiques qui décrivent le fonctionnement et le comportement du générateur photovoltaïque[113-115], parmi ces modèles nous avons :

III.4.1.1 Modèle à une seule diode

Les modèles des modules PV sont habituellement tirés des circuits électriques équivalents. Le modèle à une diode (empirique) est actuellement le plus utilisé en raison de sa simplicité. Il permet d'exprimer l'intensité d'un module PV en fonction de la tension à ses bornes à différents conditions climatiques (ensoleillement et température ambiante).

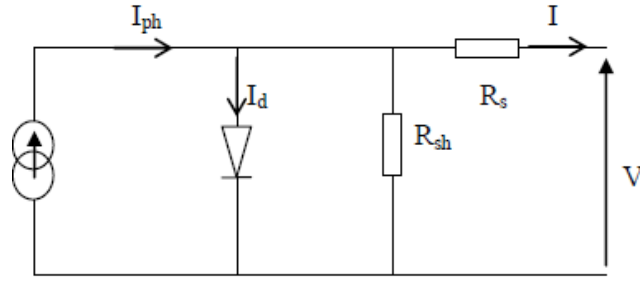


Figure III.2 Schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque[116].

À partir de la figure III.2, nous définissons le modèle une diode du générateur:

Le courant généré par le module est donné par la loi de Kirchhoff :

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (III.1)$$

Avec :

I : Le courant délivré par le module.

I_{ph} : Photo courant.

I_d : Courant de diode.

I_{sh} : Le courant shunt.

La caractéristique courant-tension d'un générateur photovoltaïque est décrite par l'équation suivante:

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

La photo courant générée I_{ph} est lié à l'irradiation solaire par l'équation suivante:

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

Avec :

I_{rs} est le courant de saturation inverse des cellules.

V est la tension de sortie de cellule (V).

A est la constante d'idéalité de la diode.

T est la température de fonctionnement de la cellule de référence

q est la charge d'électrons ($1,60217646 \times 10^{-19}$ C).

k est la constante de Boltzmann ($1,3806503 \times 10^{-23}$ J / K)

R_s et R_p sont les 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.

III.5 Avantages et inconvénients de l'énergie photovoltaïque

III.5.1 Avantages

- D'abord une haute fiabilité. L'installation ne comporte pas de pièces mobiles qui la rendent particulièrement appropriée aux régions isolées. C'est la raison de son utilisation sur les engins spatiaux ;
- Le caractère modulaire des panneaux photovoltaïques permet un montage simple et adaptable à des besoins énergétiques divers. Les systèmes peuvent être dimensionnés pour des applications de puissances allant du milliwatt au Mégawatt.
- Le coût de fonctionnement est très faible vu les entretiens réduits et il ne nécessite ni combustible, ni son transport, ni personnel hautement spécialisé.
- La technologie photovoltaïque présente des qualités sur le plan écologique car le produit fini est non polluant, silencieux et n'entraîne aucune perturbation du milieu, si ce n'est par l'occupation de l'espace pour les installations de grandes dimensions.

III.5.2 Inconvénients

- La fabrication du module photovoltaïque relève de la haute technologie et requiert des investissements d'un coût élevé.
- Le rendement réel de conversion d'un module est faible, de l'ordre de 10-15 %. Les générateurs photovoltaïques ne sont compétitifs par rapport au générateur diesel que pour des faibles demandes d'énergie en région isolée.
- Lorsque le stockage de l'énergie électrique sous forme chimique (batterie) est nécessaire, le coût du générateur est accru.
- Le stockage de l'énergie électrique pose encore de nombreux problèmes.

III.6 Influence des différents paramètres sur la caractéristique du PV

Afin d'étudier l'impact des systèmes photovoltaïques, Nous avons choisi le modèle photovoltaïque BP SX 150 de chez BP Solaire. Le module est composé de 72 cellules solaires multicristallines en silicone connectées en série pour produire une puissance maximale de 150 W.

Les caractéristiques électriques de ce module photovoltaïque sont données dans le tableau suivant :

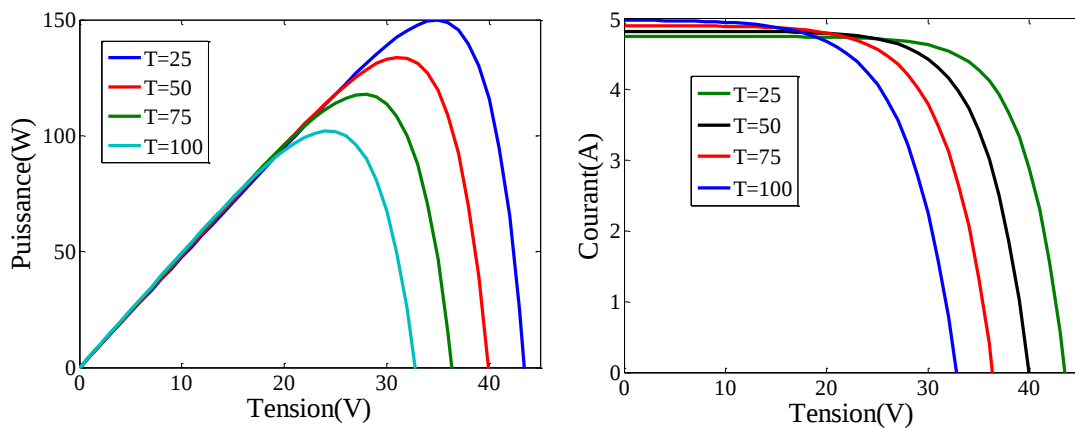
Tableau III.1 : Caractéristiques électriques du module photovoltaïque BP SX 150[102].

Paramètre	Valeur
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 $I_{sc}(a)$	$0.065 \pm 0.015\% / ^\circ C$

III.6.1 Influence de la température sur les modules

Afin d'étudier l'effet de température sur le système photovoltaïque, La figure III.3 ci-dessous montre les caractéristiques tension- courant tension-puissance pour différentes températures de fonctionnement du module PV.

On remarque que la température a une influence négligeable sur la valeur du courant de court-circuit. Par contre, la tension en circuit ouvert baisse assez fortement lorsque la température augmente, par conséquent la puissance extractible diminue. Figure III.3:

**Figure III.3** Effet de la température sur la caractéristique P-V, I-V.

On peut remarquer sur la figure III.2 que l'augmentation de la température se traduit aussi par une diminution de la puissance maximale disponible.

III.6.2 Influence du rayonnement sur les modules

Afin d'étudier l'effet de rayonnement sur le système photovoltaïque, La figure III.4 présente l'effet de rayonnement pour les trois sorties de module photovoltaïque puissance-courant-tension, on remarque que la valeur du courant de court-circuit et la puissance est directement proportionnelle à l'intensité du rayonnement. Par contre, la tension en circuit ouvert ne varie pas dans les mêmes proportions.

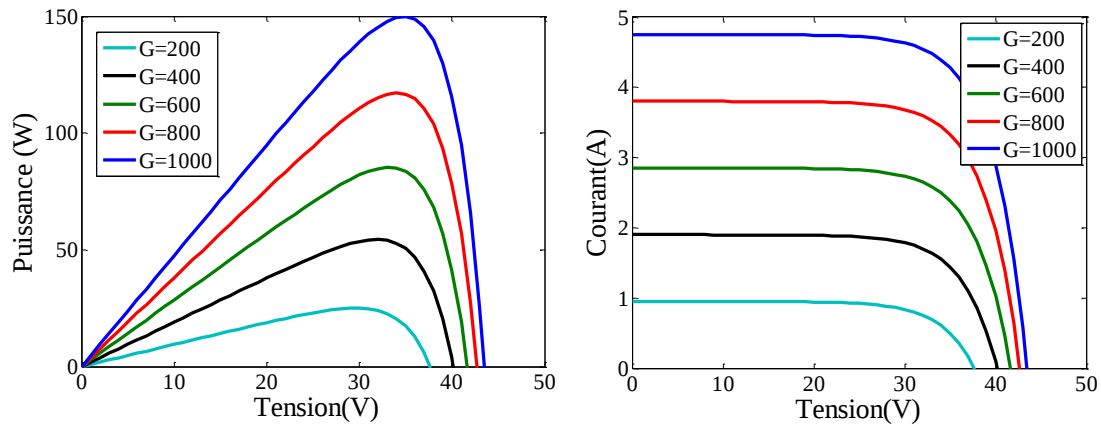


Figure III.3 Effet de l'éclairement sur la caractéristique P-V, I-V.

III.6.3 Association des modules photovoltaïques

III.6.3.1 Association en série

Dans un groupement en série, les modules sont traversés par le même courant et la caractéristique résultante du groupement en série est obtenue par addition des tensions à courant donné. La figure III.5 montre la caractéristique résultante (I_{Sc} , V_{Sc}) obtenue en associant en série n_s cellules et puis $2 \times n_s$ identiques ou:

$$I_{Sc} = I_{cc} \quad V_{Sc} = n_s * V_{co} \quad (III.4)$$

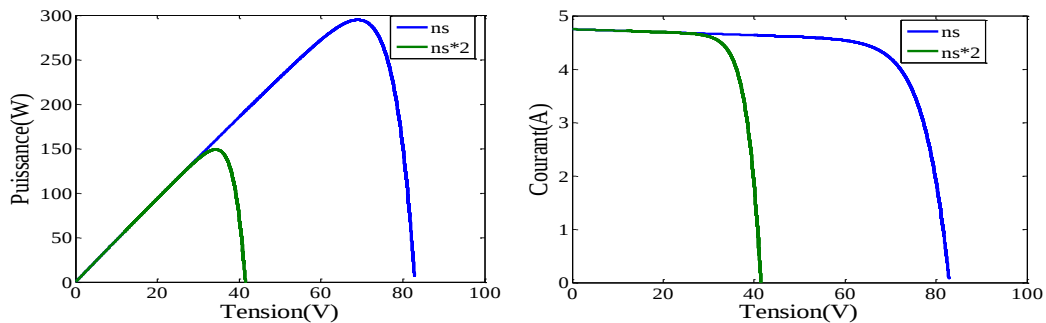


Figure III.5 Caractéristique résultante d'un groupement en série des modules identiques sur la caractéristique P-V, I-V.

III.6.3.2 Association en parallèle

Dans un groupement des modules connectés en parallèle, les modules sont soumis à la même tension et la caractéristique résultante de groupement est obtenue par addition des courants à tension donnée.

La figure III.6 montre la caractéristique résultante (I_{Pcc} , V_{Pco}) obtenue en associant en parallèle n_{p1} et puis n_{p2} modules identiques ou:

$$I_{Pcc} = n_p * I_{cc} \quad V_{Pco} = V_{co} \quad (III.5)$$

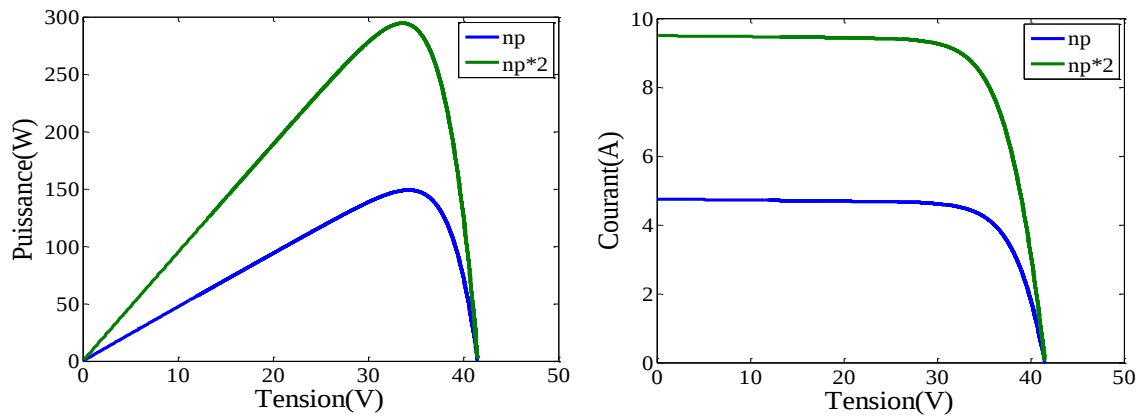


Figure III.6 Caractéristique résultante d'un groupement en parallèle des modules identiques sur la caractéristique P-V, I-V.

III.6.3.3 Association hybride (en série et en parallèle)

Selon l'association en série et/ou parallèle de ces modules, les valeurs du courant de court-circuit totales et de la tension à vide totale sont données par les relations:

$$I_{pcc} = n_p \times I_{cc} \quad (III.6)$$

$$V_{poc} = n_s \times V_{oc} \quad (III.7)$$

Avec :

n_p : nombre des modules en parallèle.

n_s : nombre des modules en série.

La figure (III.7) montre la caractéristique résultante obtenue en associant, en série n_s et en parallèle n_p , modules identiques.

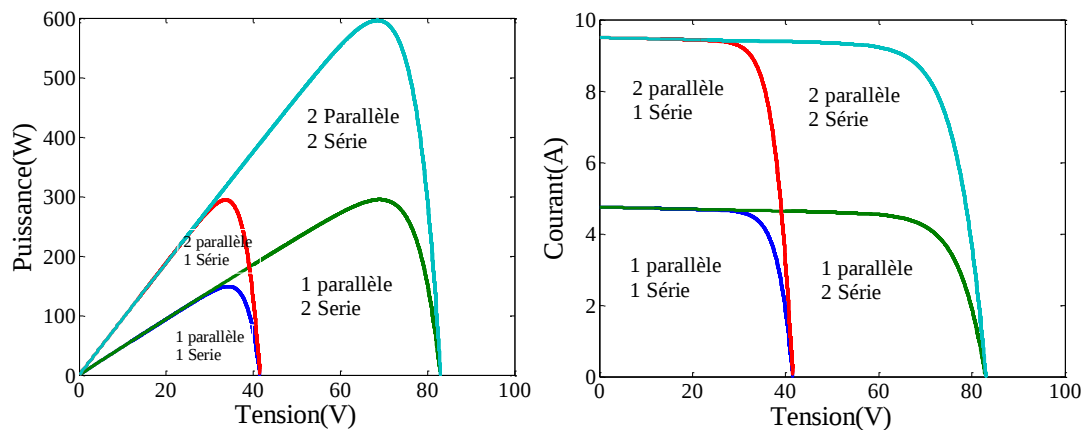


Figure III.7 Caractéristique P-V, I-V d'une association mixte.

Selon l'association en série et/ou parallèle de ces modules, les valeurs du courant de court-circuit I_{cc} et de la tension à vide V_{oc} sont plus ou moins importantes (figure III.7). La caractéristique d'un générateur PV constitué de plusieurs modules, sous réserve qu'il n'y ait pas

de déséquilibre entre les caractéristiques de chaque cellule (irradiation et température uniformes).

III.7 l'étage d'adaptation

Comme nous l'avons vu, un générateur PV présente des caractéristiques $I(V)$ non linéaires avec des PPM. La production de puissance varie fortement en fonction de l'éclairement, de la température, mais aussi du vieillissement global du système. De plus, selon les caractéristiques de la charge sur laquelle le générateur PV débite, nous pouvons trouver un très fort écart entre la puissance potentielle du générateur et celle réellement transférée à la charge en mode connexion directe. Afin d'extraire à chaque instant le maximum de puissance disponible aux bornes du générateur PV et de la transférer à la charge, la technique adoptée classiquement consiste à utiliser un étage d'adaptation entre le générateur PV et la charge comme décrit dans la figure III.8 ci-dessous. Cet étage joue le rôle d'interface entre les deux éléments en assurant, à travers une action de contrôle, le transfert du maximum de puissance fournie par le générateur pour qu'elle soit la plus proche possible de la puissance maximale disponible.

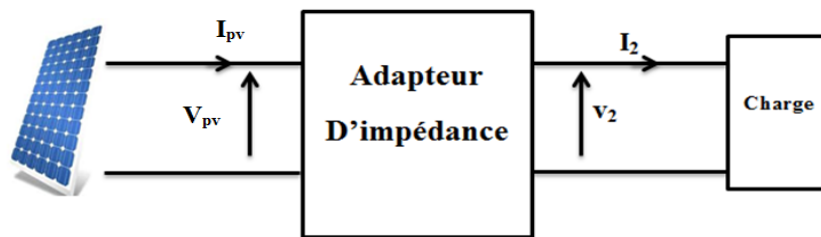


Figure. III.8 Etage d'adaptation d'un générateur PV – charge.

III.7.1 Convertisseur Continu-Continu (DC/DC) (Hacheurs)

Les hacheurs sont des convertisseurs statiques qui sont alimentés par des sources de tension continue et produisent aux bornes d'une charge une tension unidirectionnelle de valeur moyenne réglable. Le hacheur se compose de condensateurs, d'inductances et de commutateurs. Tous ces dispositifs dans le cas idéal ne consomment pas de puissance, c'est la raison pour laquelle les hacheurs ont de bons rendements. Généralement, le commutateur est un transistor MOSFET qui est un dispositif semi-conducteur en mode (bloqué-saturé). Si le dispositif semi-conducteur est bloqué, son courant est zéro d'où sa dissipation de puissance est nulle. Si le dispositif est dans l'état saturé, la chute de tension à ses bornes sera presque zéro et par conséquent la puissance perdue sera très petite.

III.7.1.1 Hacheur survolteur (Boost)

Ce type sert à produire une tension plus élevée que celle fournis par les panneaux de stockage, leur réalisation est basée sur un interrupteur commandé à l'amorçage et au blocage (MOSFET, IGBT, Bipolaire,.....etc.) et une diode.

Le rapport cyclique du hacheur survolteur est:

$$V_o = \frac{1}{1-\alpha} V_i \quad (\text{III.8})$$

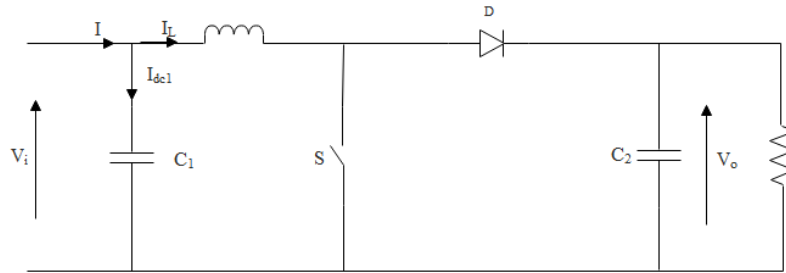


Figure III.9 Schéma électrique de convertisseur survolteur[110].

III.7.1.2 Hacheur dévolteur (Buck)

Il délivre une tension à la sortie plus basse que celle de l'entrée (panneaux), sa structure demande un interrupteur à amorçage et à blocage commande (transistor bipolaire, transistor, IGBT,.....) et une diode.

Le rapport cyclique du hacheur dévolteur est:

$$V_o = \alpha V_i \quad (\text{III.9})$$

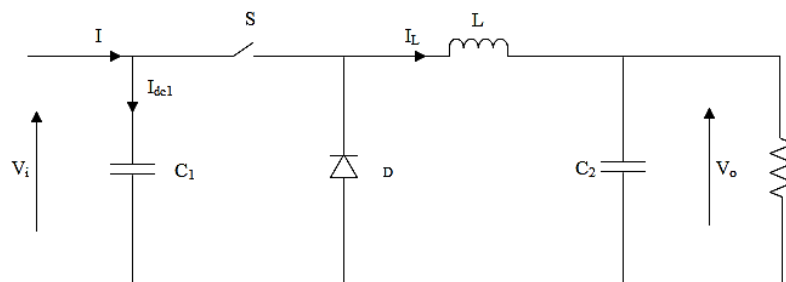


Figure III.10 Schéma électrique du convertisseur dévolteur[111].

III.7.1.3 Hacheur dévolteur-survolteur (buck-boost)

Le convertisseur dévolteur-survolteur combine les propriétés des configurations de dévolteur et de survolteur. Il peut être employé pour transformer idéalement n'importe quelle tension continue d'entrée en n'importe quelle tension continue désirée de sortie.

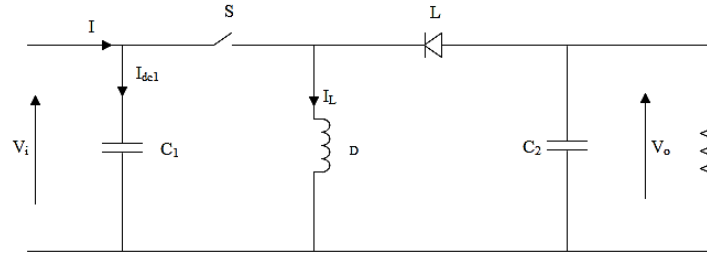


Figure III.11 Schéma électrique du convertisseur dévolteur-survolteur[112].

Le rapport cyclique du hacheur dévolteur-survolteur est:

$$V_o = \frac{\alpha}{1-\alpha} V_i \quad (\text{III.10})$$

III.8 Commande MPPT

Les cellules photovoltaïques sont utilisées pour fournir l'énergie dans de nombreuses applications électriques. Pour obtenir la puissance maximale du panneau solaire, un suiveur du point de puissance maximum (MPPT : Maximum Power Point Tracking) est utilisée pour la commande du hacheur. La technique de suivi du point à puissance maximale (Maximum Power Point Tracking : MPPT) a été développé depuis 1968, cette commande est essentielle pour un fonctionnement optimal du système photovoltaïque[117].

Par définition, une commande MPPT, associée à un étage intermédiaire d'adaptation, permet de faire fonctionner un générateur PV de façon à produire en permanence le maximum de sa puissance. Ainsi, quelles que soient les conditions météorologiques (température et l'éclairement), la commande du convertisseur place le système au point de fonctionnement maximum (V_{PPM} , I_{PPM}).Figure III.12

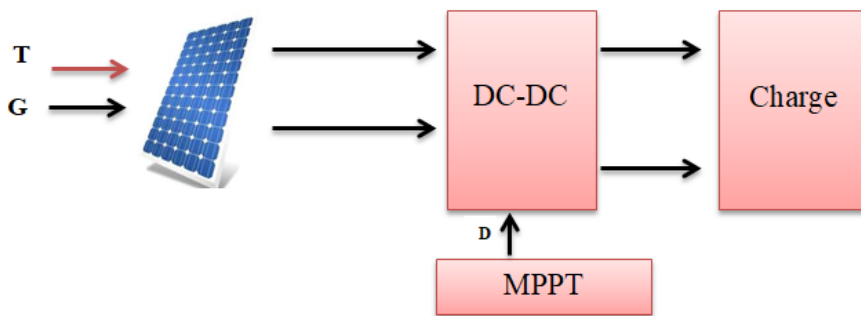


Figure III.12 conversion d'énergie solaire comprenant une commande MPPT en utilisant le convertisseur DC-DC.

Malgré l'utilisation répandue des systèmes PV, leur faible efficacité présente un grand inconvénient. Par conséquent, un contrôleur de suivi du point de puissance maximale (MPPT) est requis pour améliorer l'efficacité du système PV. Une variété de méthodes MPPT ont été développées et améliorées en continu.

Ces méthodes comprennent la perturbation et l'observation (P&O) [116, 118-120], la conductance incrémentielle (IC)[121-125], l'escalade (Hill Climbing HC) [126, 127], réseau de neurones[116], méthodes de logique floue[128-130], mode glissant [102, 131], backstepping [132], hybride mode glissant-backstepping [102, 133] et algorithmes génétiques[134-136]. Ces techniques diffèrent sur de nombreux aspects tels que les capteurs requis, la complexité, le coût, la plage d'efficacité, l'oscillation autour du PPM, vitesse de convergence, suivi correct lors de l'irradiation et / ou changement de température et implémentation matérielle.

III.9 Technique de la perturbation puis observation (P&O)

La méthode P&O est généralement la plus utilisée en raison de sa simplicité et sa facilité de réalisation. Comme son nom l'indique, cette méthode fonctionne en perturbant le système et observant l'impact sur la puissance à la sortie du GPV. Sur la figure III.13, on voit que si la tension de fonctionnement est perturbée dans une direction donnée et que la puissance augmente ($dP/dV > 0$), alors il est clair que la perturbation a déplacé le point de fonctionnement vers le PPM. L'algorithme P&O continuera à perturber la tension dans la même direction. Par contre, si la puissance diminue ($dP/dV < 0$), alors la perturbation a éloigné le point de fonctionnement du PPM. L'algorithme inversera la direction de la perturbation suivante. Cet algorithme est résumé dans le tableau III.2 [137].

Le processus est répété périodiquement jusqu'à ce que le PPM soit atteint. Le système oscille alors autour du PPM, ce qui provoque des pertes de puissance. L'oscillation peut être minimisée en diminuant la taille de la perturbation. Cependant, une taille de perturbation trop petite ralentit considérablement la poursuite du PPM. Il existe alors un compromis entre précision et rapidité [138-142].

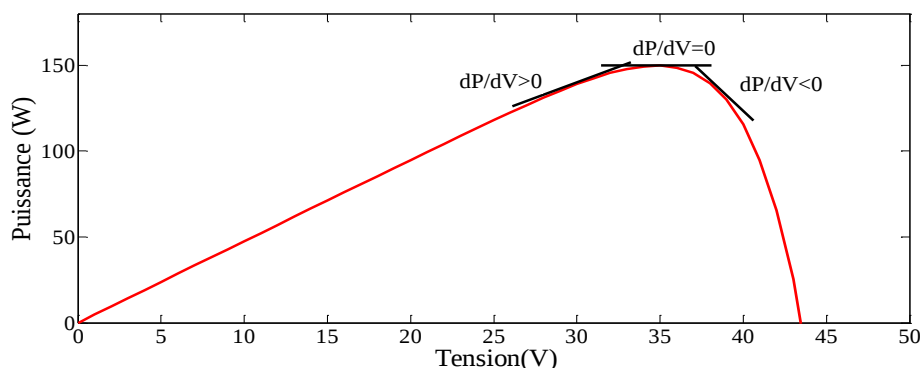


Figure III.13 Signe de dP/dV à différentes positions de la courbe caractéristique de puissance.

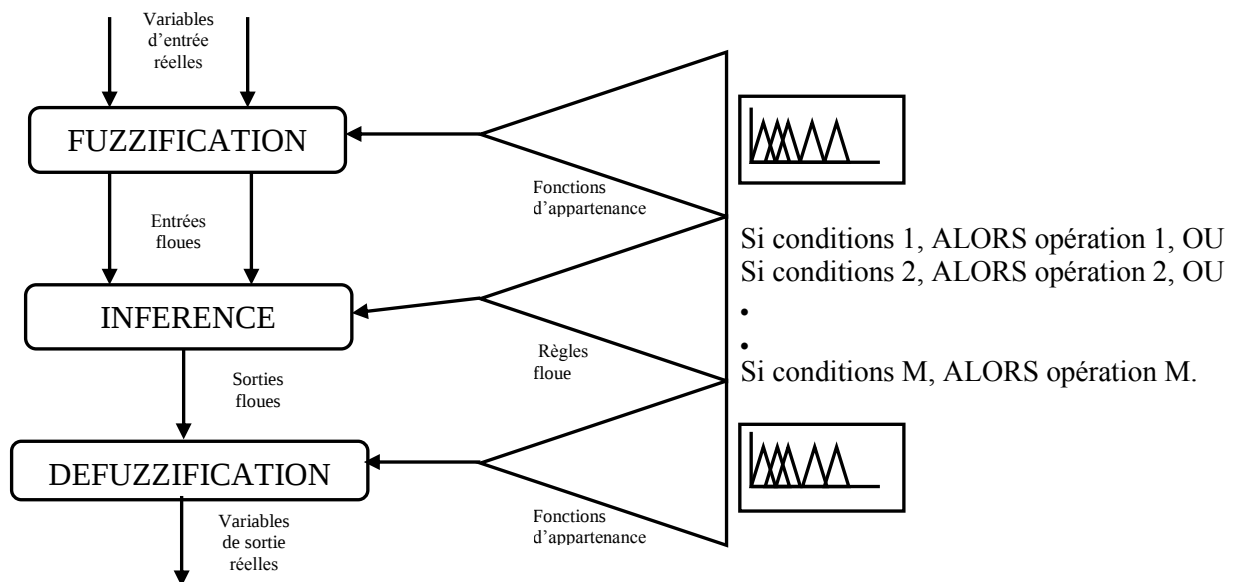
Tableau III.2 : Principe de l'algorithme P&O.

Perturbation de la tension	Changement dans la puissance	Perturbation suivante
Positive	Positive	Positive
Positive	Négative	Négative
Négative	Positive	Négative
Négative	Négative	Positive

III.10 Technique MPPT par logique floue

Récemment, des contrôleurs à logique floue ont été introduits dans le suivi du PPM dans les systèmes PV [142-145]. Pour un régulateur flou la connaissance du modèle mathématique du processus n'est pas nécessaire. C'est l'expérience des opérateurs du procédé ou les connaissances des experts, qui sont pris en compte pour établir la commande floue. Les algorithmes de réglage conventionnels sont alors remplacés par une série de règles linguistiques.

La commande par logique floue peut opérer lorsque les procédés à commander sont mal connus ou difficiles à décrire précisément, ou lorsque les variables sont évaluées subjectivement et exprimées en langage naturel et non numériquement. Elle est simple à réaliser, flexible et donc facilement adaptable aux conditions de fonctionnement du processus. Les règles sont faciles à comprendre et à modifier puisqu'elles sont exprimées par des termes du langage naturel. L'architecture interne d'un régulateur flou est donnée par la figure III.14. Elle est composée de trois blocs : la fuzzification, l'inférence et la défuzzification.

**Figure III.14** Structure d'un régulateur floue.

III.10.1 Fuzzification

L'opération de fuzzification, permettant le passage des grandeurs réelles aux valeurs floues, consiste à déterminer les différents univers de discours correspondant aux domaines de

variation des variables d'entrée et de sortie. Ensuite, définir pour chacune des variables ses sous-ensembles flous ainsi que leurs fonctions d'appartenance associée[146].

III.10.2 Inférence

L'opération d'inférence permet de relier les valeurs des variables linguistiques d'entrée à celles des variables linguistiques de sortie par une table de règles, qui doivent tenir compte du comportement statique et dynamique du système à commander. C'est un mécanisme qui, en manipulant les règles floues, établit une décision.

Il existe plusieurs méthodes d'inférence : Maximum-Minimum, Max-Produit, Somme-Produit. Le nom de la méthode désigne les opérateurs utilisés respectivement pour l'agrégation des règles floues et l'implication floue[146].

III.10.3 Défuzzification

Elle consiste à définir précisément quelle doit être l'action sur le processus. En effet, le procédé ne peut pas interpréter des ordres linguistiques fournis par les méthodes d'inférence. L'opération de défuzzification permet de calculer à partir de la fonction d'appartenance résultante, la valeur réelle de la variable de sortie à appliquer au processus. Il existe plusieurs méthodes de défuzzification : méthode du maxima, méthode du centre de gravité, méthode de la moyenne des maxima. Il est toutefois reconnu que la méthode du centre de gravité donne les meilleurs résultats. Notons que des blocs de normalisation et de dé normalisation sont ajoutés respectivement en entrée et en sortie du régulateur floue afin qu'il soit transportable et adaptable même avec des paramètres différents[146, 147].

III.10.4 Commande MPPT à base de contrôleur floue

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.15 avec cinq sous-ensembles flous, notés NB (grand négatif), N (négatif), ZE (zéro), P (positif) et PB (grand positif)[142].

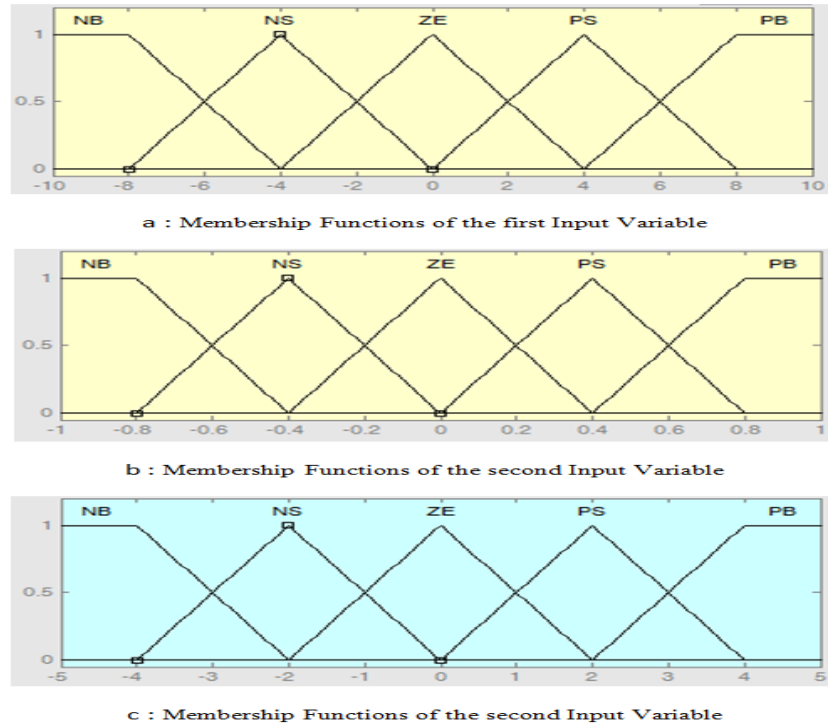
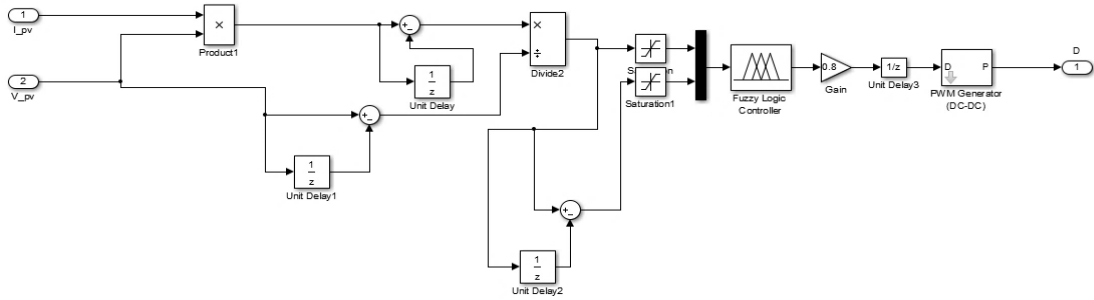


Figure III.15 Fonction d'appartenance pour l'entrée et la sortie d'un contrôleur MPPT flou.

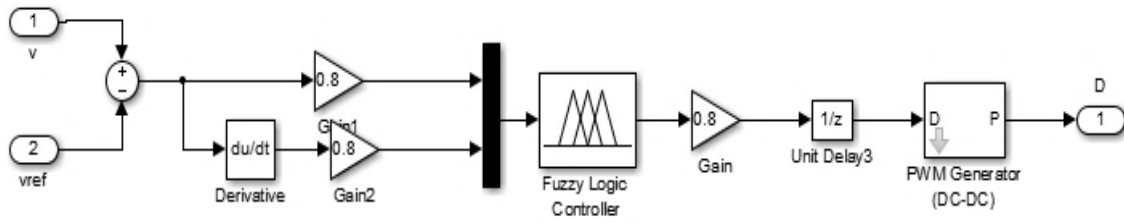
dans ce travail, nous choisissons deux types pour le contrôleur flou, dans le premier, l'entrée de FLC est le changement de la puissance et de la tension du générateur photovoltaïque et dans la sortie, le rapport cyclique, et dans le second, l'entrée de FLC est l'erreur entre la tension de la sortie de panneau et la tension de référence figure III.15, 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.3 montre les règles d'appartenance d'entrée et de sortie correspondantes avec E ΔE le dérivé de l'erreur.

Tableau III.3 Tableau des règles.

	$\Delta E(k)$					
		NB	N	ZE	P	PB
E(k)	NB	NB	NB	NB	N	ZE
	N	NB	NB	N	ZE	P
	ZE	NB	N	ZE	P	PB
	P	N	ZE	P	PB	PB
	PB	ZE	P	PB	PB	PB



a) Contrôleur floue avec changement de la puissance et de la tension de sortie du module photovoltaïque comme entrée.



b) Contrôleur floue avec l'erreur entre la tension de référence et la tension de sortie du module photovoltaïque comme entrée.

Figure III.16 structure de la commande par l'utilisation d'un contrôleur floue.

La tension de référence est calculé par l'équation III.11 pour [133]:

$$V_{ref} = S_e \left(\frac{N_s A K T}{q} \log \left(\frac{I_{ph} - I_{ref} + I_0}{I_0} \right) \right) \quad (III.11)$$

Avec S_e est les nombres des modules en série.

Où: $I_{ref} = 0,909 I_{ph}$.

I_0 est le courant de saturation inverse de la cellule.

N_s est le nombre de cellules connectées en série.

$q = 1,6 \times 10^{-19}$ [C] est la charge électronique.

$K = 1,3805 \times 10^{-23}$ [J/K] est la constante de Boltzmann.

A est le facteur d'idéalité de la jonction p-n.

$T[K]$ est la température de la cellule.

III.11 Technique MPPT par Mode glissant

La commande par mode glissant est une commande robuste basée sur le concept de changement de structure du contrôleur avec l'état du système afin d'obtenir la réponse désirée. Le contrôleur par mode glissant se base sur l'hypothèse d'une hystérésis nulle sur la surface de glissement $s(x, t) = 0$ et donc sur une fréquence de commutation variable et théoriquement infinie. Il est clair que, du point de vue pratique, il n'est pas possible de vérifier cette hypothèse. En raison

des limitations technologiques liées à l'utilisation de fréquences de commutation élevées, il est préférable de limiter cette fréquence [101, 148-150].

L'idée est de diviser l'espace d'état par une frontière de décision appelée : « surface de glissement ». Cette surface délimite deux sous-espaces correspondant à deux états possibles de l'organe de commande (Figure III.17). La stabilisation sur la surface de glissement est obtenue à l'aide d'une commutation à chaque franchissement de la frontière de décision.

Ce principe de commande repose donc essentiellement sur l'utilisation d'une commande discontinue afin de maintenir l'évolution du système sur une surface de glissement judicieusement choisie. La synthèse doit donc viser à rendre la surface de glissement attractif (condition d'attractivité) depuis tout point de l'espace d'état. Une fois la surface atteinte, il faut assurer le glissement le long de cette surface (condition de glissement) et la stabilité du système (condition de stabilité). En d'autres termes, il faut trouver la condition pour laquelle la dynamique du système glisse sur la surface vers le point d'équilibre désiré (Figure III.17). Sur la surface, la dynamique du système est indépendante de celle du processus initial, ce qui implique que ce type de contrôle entre dans le domaine des commandes robustes. Ces notions de stabilité sont démontrées en tenant compte du principe de stabilité suivant le critère de LYAPUNOV (théorème 1).

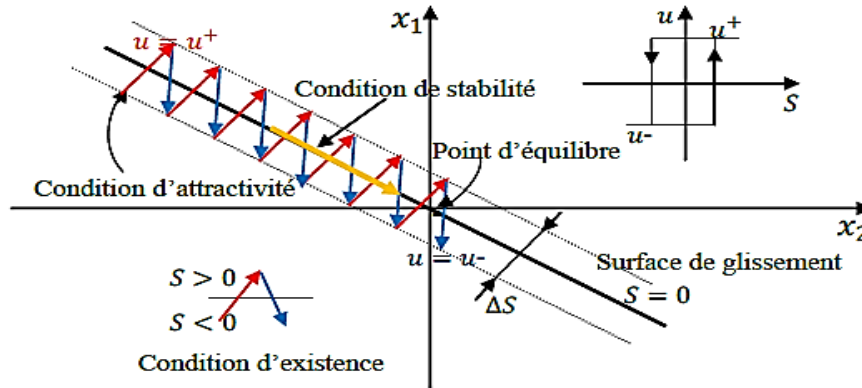


Figure III.17 Principe de la commande par mode glissant.

III.11.1 Théorème 1

Soit $v(x)$ une fonction différentiable de $\mathbb{R}^n$ dans $\mathbb{R}^n$, dite fonction de LYAPUNOV, qui satisfait les conditions suivantes:

$$\begin{cases} V(0) = 0 \\ V(x) > 0 \quad \forall x \neq 0 \\ V^*(x) \leq 0 \quad \forall x \neq 0 \end{cases} \quad (\text{III.12})$$

Si ces trois conditions sont satisfaites, $x=0$ est un point d'équilibre stable. Si la dernière condition devient $V^*(x) < 0$ pour $x \neq 0$, le point $x=0$ est asymptotiquement stable.

Dans le cas de la commande par mode glissant, cette fonction de LYAPUNOV est déduite à l'aide d'une pseudo-sortie qui est la surface de glissement $s(x, t)=0$.

III.11.2 Objectif de la commande par mode glissant

L'objectif de la commande par mode glissant se résume en deux points essentiels:

- Synthétiser une surface $s(x, t)$ tel que toutes les trajectoires du système obéissent à un comportement désiré de poursuite, régulation et stabilité.
- Déterminer une loi de commande (commutation) $u(x, t)$ qui est capable d'attirer toutes les trajectoires d'état vers la surface de glissement et les maintenir sur cette surface.

III.11.3 Choix des surfaces de glissement

Cette surface peut être linéaire ou non linéaire. Elle est construite de façon que le système ait toujours une dynamique désirée, et généralement choisie avec un degré relatif égal à un. On considère le modèle d'état suivant :

$$\dot{[X]} = [A][X] + [B][U] \quad (\text{III.13})$$

Où $[X] \in \mathbb{R}^n$ est le vecteur d'état, $[U] \in \mathbb{R}^m$ le vecteur de commande, avec $n > m$.

Généralement, le choix du nombre des surfaces de glissement est égal à la dimension du vecteur de commande $[U]$.

Afin d'assurer la convergence d'une variable d'état x vers sa valeur de référence x^* , plusieurs travaux proposent la forme générale suivante :

$$S = \left(\frac{d}{dt} + \lambda\right)^{n-1} e \quad (\text{III.14})$$

Avec:

e : la variable à régler.

λ : une constante positive qui interprète la bande passante du contrôle désiré.

n : degré relatif, égale au nombre de fois qu'on fait dériver la sortie pour faire apparaître la commande.

S : est une équation différentielle linéaire autonome dont la réponse e tend vers zéro pour un choix correct du gain λ et c'est l'objectif de la commande.

III.11.4 Condition de convergence et d'existence du mode glissant

Les conditions d'existence et de convergence sont les critères qui permettent aux différentes dynamiques du système de converger vers la surface de glissement et d'y rester indépendamment de la perturbation externe et des variations paramétriques. On présente deux types de conditions qui sont :

III.11.4.1 Approche directe

Cette approche est la plus ancienne, elle est proposée et étudiée par Emilyanov et Utkin. Elle est donnée sous la forme :

$$S(x) * \dot{S}(x) < 0 \quad (\text{III.15})$$

III.11.4.2 Approche de Lyapunov

Il s'agit de choisir une fonction de Lyapunov $V(x) > 0$ (fonction scalaire positive) pour les variables d'état du système et de choisir une loi de commande qui fera décroître cette fonction ($\dot{V}(x) < 0$).

Cette fonction est généralement utilisée pour garantir la stabilité des systèmes non linéaires. En définissant par exemple une fonction de Lyapunov pour le système comme suit :

$$v(x) = \frac{1}{2} S^2(x) \quad (\text{III.16})$$

En dérivant cette dernière, on obtient :

$$\dot{V}(x) = S(x) * \dot{S}(x) \quad (\text{III.17})$$

Pour que la fonction de Lyapunov puisse décroître, il suffit d'assurer que :

$$S(x) * \dot{S}(x) < 0 \quad (\text{III.18})$$

III.11.5 Détermination de la loi de commande

Lorsque le régime glissant est atteint, la dynamique du système est indépendante de la loi de commande qui n'a pour but que de maintenir les conditions de glissement (l'attractivité de la surface), c'est pour cette raison que la surface est déterminée indépendamment de la commande.

De ce fait, si cette commande discontinue est indispensable, il n'empêche nullement qu'une partie continue soit ajoutée pour diminuer l'amplitude de la discontinuité.

Dans ce cas, la structure d'un contrôleur par mode glissant est constituée de deux parties, une concernant la linéarisation exacte (U_{eq}) et une deuxième stabilisante (U_n), cette dernière est importante dans la technique de la commande par mode glissant, car elle est utilisée pour éliminer les effets d'imprécision du modèle et de rejeter les perturbations.

Donc, on a :

$$U(t) = U_{eq}(t) + U_n(t) \quad (\text{III.19})$$

Tel que :

$U_{eq}(t)$: est la commande équivalente, elle est déduite, en considérant que la dérivée de la surface est nulle ($\dot{x}=0$).

$U_n(t)$: est un terme introduit pour satisfaire la condition de convergence $S(x) * \dot{S}(x) < 0$. Il détermine ainsi le comportement dynamique du système durant le mode de convergence, donc pour garantir l'attractivité de la variable à contrôler vers la surface de glissement.

Pour mettre en évidence le développement précédent, on considère le modèle d'état (III.13) on cherche à déterminer l'expression de la commande U.

La dérivée de la surface $S(x)$ est :

$$\dot{S}(x) = \frac{ds}{dt} = \frac{\partial S}{\partial X} \frac{\partial X}{\partial t} \quad (\text{III.20})$$

En remplaçant (III.13) et (III.19) dans (III.20), on trouve :

$$\dot{s}(x) = \frac{\partial S}{\partial X} \{ [A][X] + [B]U_{eq} \} + \frac{\partial S}{\partial X} [B]U_n \quad (\text{III.21})$$

Durant le mode de glissement et le régime permanent, la surface est nulle, et par conséquent, sa dérivée et la partie discontinue sont aussi nulles. D'où, on déduit l'expression de la commande équivalente :

$$U_{eq} = - \frac{\frac{\partial S}{\partial X} [A][X]}{\frac{\partial S}{\partial X} [B]} \quad (\text{III.22})$$

Pour que la commande équivalente puisse prendre une valeur finie, il faut que :

$$\frac{\partial S}{\partial X} [B] \neq 0 \quad (\text{III.23})$$

Durant le mode de convergence, en remplaçant la commande équivalente par son expression dans (III.17), on obtient la nouvelle expression de la dérivée de la surface :

$$\dot{S}(x) = \frac{\partial S}{\partial X} [B]U_n \quad (\text{III.24})$$

Et la condition d'attractivité $S(x) * \dot{S}(x) < 0$ devient :

$$s(x) \frac{\partial S}{\partial X} [B]U_n < 0 \quad (\text{III.25})$$

Afin de satisfaire la condition d'attractivité, le signe de ' U_n ' doit être opposé celui de $s(x) \frac{\partial S}{\partial X} [B]U_n$. La forme la plus simple que peut prendre la commande discrète et celle d'une fonction signe (figure III.18).

$$U_n = K_x \text{Sign}S(x) \quad (\text{III.26})$$

Tel que :

$$\text{Sign}(X) = \begin{cases} 1 & x < 0 \\ -1 & x > 0 \end{cases} \quad (\text{III.27})$$

Avec, K_x un gain positif.

Le choix de ce gain est très influent car, s'il est très petit le temps de réponse sera très long et, s'il est choisi très grand, nous aurons des fortes oscillations au niveau de l'organe de commande. Ces oscillations peuvent exciter les dynamiques négligées (phénomène de chattering).

Le signe de K_x doit être différent de celui de $\frac{\partial S}{\partial X}[B]$

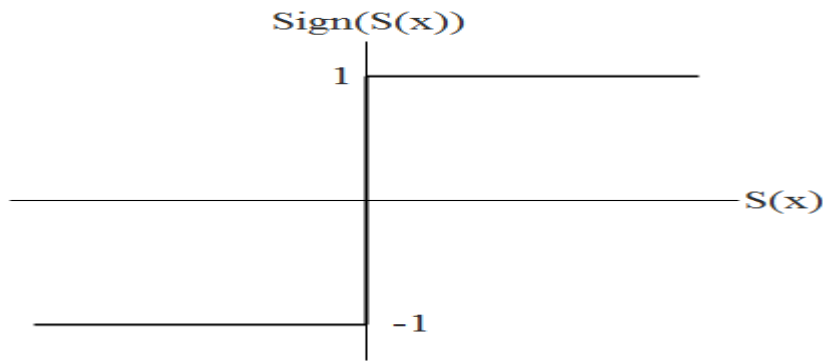


Figure III.18 Représentation de la fonction signe.

III.11.6 Contrôle avec mode glissant d'un système photovoltaïque

La figure III.19 présente un système photovoltaïque :

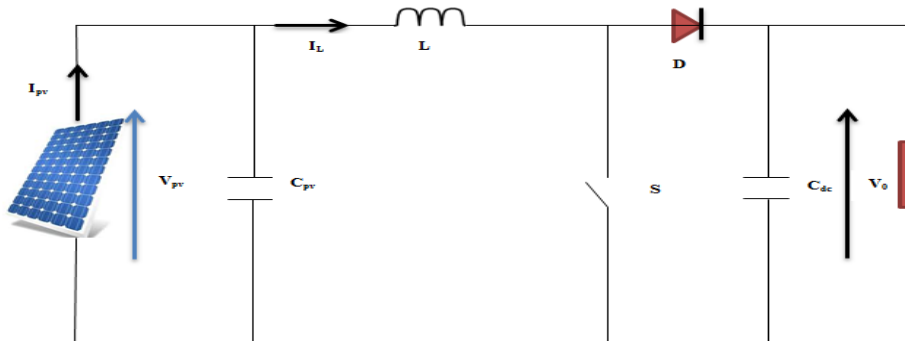


Figure III.19 Structure globale du système photovoltaïque.

Notre système peut être modélisé comme suit :

$$\begin{cases} \frac{dx_1}{dt} = \frac{1}{C_{pv}} i_{pv} - \frac{1}{C_{pv}} x_2 \\ \frac{dx_2}{dt} = \frac{1}{L} x_1 - \frac{1-\alpha}{L} V_0 \end{cases} \quad (III.28)$$

Avec $x = [x_1 \ x_2]^T = [V_{pv} \ I_L]^T$

Dans cette étude, nous introduisons le concept de la technique du contrôle approché. En sélectionnant la surface de glissement en tant [[151](#), [152](#)]:

III.11.6.1 Mode glissant avec surface imposé

$$S = \frac{\partial P_{PV}}{\partial V_{PV}} = 0 \quad (\text{III.29})$$

La commande équivalente est déterminée de la condition suivante :

$$S = \left[\frac{\partial S}{\partial X} \right]^T \dot{X} = \left[\frac{\partial S}{\partial X} \right]^T (f(x) + g(x)\alpha_{eq}) = 0 \quad (\text{III.30})$$

Le contrôle équivalent est donné alors:

$$\alpha_{eq} = \frac{\left[\frac{\partial S}{\partial X} \right]^T f(x)}{\left[\frac{\partial S}{\partial X} \right]^T g(x)} = 1 - \frac{V_{PV}}{V_0} \quad (\text{III.31})$$

Et :

$$\alpha_n = K * \text{sign}(S) \quad (\text{III.32})$$

Le contrôle de commande est donné comme:

$$\alpha = \alpha_{eq} + \alpha_n = 1 - \frac{V_{PV}}{V_0} + K * \text{sign}(S) \quad (\text{III.33})$$

III.11.6.2 Mode glissant avec surface slotine

Pour la deuxième méthode, nous utilisons la surface de slotine, la surface de slotine sélectionnée par l'application dans le contrôleur de mode coulissant est [\[101, 149\]](#) :

D'après l'éq III.28 on a n=2 et par l'application sur l'équation III.14

$$S = \left(\frac{d}{dt} + \lambda \right) e \quad (\text{III.34})$$

$$S = \dot{e} + \lambda e \quad (\text{III.35})$$

Avec :

$$e = V_{PV} - V_{ref} \quad (\text{III.36})$$

En remplaçant les équations III.28 et III.36 dans III.35, la surface de slotine est:

$$S = \dot{x}_1 - \dot{V}_{ref} + \lambda e \quad (\text{III.37})$$

$$S = \frac{1}{C_{pv}} (i_{pv} - x_2) - \dot{V}_{ref} + \lambda e \quad (\text{III.38})$$

Le dérivé de surface est:

$$\dot{S} = \frac{1}{C_{pv}} (\dot{i}_{pv} - \dot{x}_2) - \ddot{V}_{ref} + \lambda \dot{e} = -k * \text{sign}(S) \quad (\text{III.39})$$

La commande obtenue en remplaçant les équations III.28 dans III.39 est:

$$\alpha = 1 - \frac{Lc_{pv}}{V_0} \left[\ddot{V}_{ref} + \frac{1}{Lc_{pv}} x_1 - k \text{sign}(S) - \lambda \dot{e} - \frac{i_{pv}}{C_{pv}} \right] \quad (\text{III.40})$$

III.12 Technique MPPT par backstepping

La conception d'un contrôleur pour un système non linéaire où le vecteur d'état est de dimension élevée, peut souvent s'avérer une tâche difficile, voire impossible. La technique du backstepping offre une méthode systématique pour répondre à ce type de problème. Elle combine la notion de fonction de contrôle de Lyapunov avec une procédure récursive de conception. Cela permet de surmonter l'obstacle de la dimension et d'exploiter la souplesse de conception dans le cas scalaire pour résoudre les problèmes de commande pour des systèmes d'ordre plus élevé [153, 154]. Ne faisant pas nécessairement appel à la linéarisation, le backstepping permet, quand il y en a, de conserver les non-linéarités utiles qui, souvent, aident à conserver des valeurs finies du vecteur d'état. Bien que la technique du backstepping ait une histoire plutôt courte mais rien n'empêche de trouver de nombreuses applications pratique dans la littérature C'est grâce aux travaux de KOKOTOVIC, qu'un cadre mathématique est fourni par la conception de loi de contrôle pour différents systèmes non linéaires en utilisant cette technique.

III.12.1 Méthodes de Lyapunov

Il y a deux approches possibles pour commander les systèmes non linéaires. La première vise à linéariser le système à commander, afin de profiter des techniques consacrées aux systèmes linéaires. La deuxième approche consiste à trouver une fonction de commande de Lyapunov garantissant certaines performances pour le système en boucle fermée. De telles fonctions peuvent être très difficiles à trouver pour un système non linéaire d'ordre élevé. La technique du backstepping permet de réduire avantageusement cette complexité. L'analyse de la stabilité dans le cadre de l'utilisation du backstepping est basée sur les méthodes Lyapunov qui constituent un outil très puissant pour tester et trouver des conditions suffisantes à la stabilité des systèmes dynamiques, sans avoir à résoudre explicitement les équations différentielles les décrivant.

III.12.2 La première méthode

Elle nous permet d'analyser la stabilité d'un système à partir de l'étude de la stabilité locale par linéarisation de la dynamique autour d'un point d'équilibre. Cette méthode est d'une importance limitée, car elle ne permet pas d'étudier que la stabilité locale et ne donne pas d'information sur le domaine de stabilité globale. De plus, dû aux approximations du premier degré (linéarisation), il n'est pas possible de tenir compte de tous les types de phénomènes non-linéaires. En fait, l'étude locale est surtout intéressante pour justifier ou non la poursuite de l'étude de la stabilité.

III.12.3 La deuxième méthode

Celle-ci est basée sur le concept d'énergie dans un système. Le principe de cette méthode consiste à analyser la stabilité du système, sans même résoudre les équations différentielles non linéaires qui le régissent. La stabilité dépend uniquement de l'étude des variations (signe de la dérivée) de l'énergie, ou d'une fonction qui lui est équivalente, le long de la trajectoire du système. L'étude de la stabilité d'un système caractérisé par un vecteur d'état x consiste alors à chercher une fonction $v(x)$ (représentative de l'énergie) de signe défini, dont la dérivée dv/dt est semi définie et de signe opposé dans le même domaine.

III.12.4 Méthode générale de synthèse réursive par backstepping

L'étude de la stabilité d'un système caractérisé par un vecteur d'état x consiste alors à chercher une fonction $V(x)$ (représentative de l'énergie) de signe défini, dont la dérivée dv/dt est semi définie et de signe opposé dans le même domaine. Les systèmes dans ce cas doivent être sous forme triangulaire.

La forme générale du système à analyser est donnée par :

$$\begin{cases} \dot{x}_1 = f_1(x_1) + g_0(x_1)x_2 \\ \dot{x}_2 = f_2(x_1, x_2) + g_1(x_1, x_2)x_3 \\ \vdots \\ \dot{x}_n = f_n(x_1, \dots, x_{n-1}) + g_{n-1}(x_1, \dots, x_{n-1})u \end{cases} \quad (\text{III.41})$$

Avec :

$$x_1 = [x_1, x_2, \dots, x_n]^T \in R^n, u \in R$$

Le système étant d'ordre n , la mise en œuvre s'effectue en n étapes.

Etape 1: La première référence désirée est notée :

$$(x_1)_d = \alpha_0 = y_r \quad (\text{III.42})$$

Ce qui conduit à l'erreur de régulation suivante :

$$e_1 = x_1 - \alpha_0 \quad (\text{III.43})$$

Ainsi sa dérivée est :

$$\dot{e}_1 = \dot{x}_1 - \dot{\alpha}_0 \quad (\text{III.44})$$

$$\dot{e}_1 = f_1(x_1) + g_0(x_1)x_2 - \dot{\alpha}_0$$

Pour un tel système, nous construisons d'abord la fonction de Lyapunov V_1 sous une forme quadratique.

$$v_1 = \frac{1}{2}e_1^2 \quad (\text{III.45})$$

Sa dérivée temporelle est :

$$\dot{V}_1 = e_1 \dot{e}_1 = e_1 [f_1(x_1) + g_0(x_1)x_2 - \dot{\alpha}_0] \quad (\text{III.46})$$

Assurait la stabilité Pour la dynamique de (III.44). Pour cela, prenons $x_2 = \alpha_1$, telle que :

$$f_1(x_1) + g_0(x_1)x_2 - \dot{\alpha}_0 = -k_1 e_1 \quad (\text{III.47})$$

Ainsi, la loi de commande pour le système (III.44) sera donnée par :

$$\alpha_1 = \frac{1}{g_0(x_1)} [-k_1 e_1 - \dot{\alpha}_0 - f_1(x_1)] \quad (\text{III.48})$$

$$\dot{V}_1 = -k_1 e_1^2 \leq 0 \quad (\text{III.49})$$

Etape 2: la nouvelle référence désirée sera la variable de commande:

$$(x_1)_d = \alpha_1 \quad (\text{III.50})$$

L'erreur de régulation c'est :

$$e_2 = x_2 - \alpha_1 \quad (\text{III.51})$$

Sa dérivée est :

$$\dot{e}_2 = \dot{x}_2 - \dot{\alpha}_1 \quad (\text{III.52})$$

$$= f_2(x_1, x_2) + g_1(x_1, x_2)x_3 - \dot{\alpha}_1$$

La fonction de Lyapunov étendue pour le système (III.45) est :

$$V_2 = V_1 + \frac{1}{2} e_2^2 = \frac{1}{2} [e_1^2 + e_2^2] \quad (\text{III.53})$$

Dont la dérivée est :

$$\dot{V}_2 = \dot{V}_1 + e_2 \dot{e}_2 = -k_1 e_1^2 + e_2 [f_2(x_1, x_2) + g_1(x_1, x_2)x_3 - \dot{\alpha}_1] \quad (\text{III.54})$$

Pour la stabilité du système dynamiquement en choisir $x_3 = \alpha_2$, telle que :

$$f_2(x_1, x_2) + g_1(x_1, x_2)x_3 - \dot{\alpha}_1 = -k_2 e_2 \quad (\text{III.55})$$

Où $k_2 > 0$ est une constante de conception.

$$\alpha_2 = \frac{1}{g_1(x_1, x_2)} [-k_2 e_2 - f_2(x_1, x_2) + \dot{\alpha}_1] \quad (\text{III.56})$$

Ce choix implique que :

$$\dot{V}_2 = -k_1 e_1^2 - k_2 e_2^2 \leq 0 \quad (\text{III.57})$$

Etape n: de la même façon, pour cette étape la référence à suivre sera :

$$(x_n)_d = \alpha_{n-1} \quad (\text{III.58})$$

L'erreur de régulation c'est :

$$e_n = x_n - \alpha_{n-1} \quad (\text{III.59})$$

Sa dérivée est :

$$\dot{e}_n = \dot{x}_n - \dot{\alpha}_{n-1} \quad (\text{III.60})$$

$$= f_n(x_1, \dots, x_n) + g_n(x_1, \dots, x_n)u - \dot{\alpha}_{n-1}$$

La fonction de Lyapunov étendue pour le système (III.54) est :

$$V_n = V_1 + V_2 + \dots + \frac{1}{2}e_n^2 = \frac{1}{2}[e_1^2 + \dots + e_n^2] \quad (\text{III.61})$$

Dont la dérivée est :

$$\dot{V}_2 = \dot{V}_1 + \dots + e_n \dot{e}_n = -k_1 e_1^2 + \dots + e_n [f_n(x_1, \dots, x_n) + g_n(x_1, \dots, x_n)u - \dot{\alpha}_{n-1}] \quad (\text{III.62})$$

Dans cette dernière étape, on est arrivé à déduire la loi de commande pour le système entier.

Un bon choix doit satisfaire :

$$f_n(x_1, \dots, x_n) + g_n(x_1, \dots, x_n)u - \dot{\alpha}_{n-1} = -k_n e_n \quad (\text{III.63})$$

Où $k_n > 0$ est une constante de conception.

$$u = \frac{1}{g_1(x_1, \dots, x_n)} [-k_n e_n - f_n(x_1, \dots, x_n) + \dot{\alpha}_{n-1}] \quad (\text{III.64})$$

Ce choix implique que :

$$\dot{V}_n = -k_1 e_1^2 - \dots - k_n e_n^2 \leq 0 \quad (\text{III.65})$$

III.12.5 Application de la commande MPPT par Backstepping au système photovoltaïque

Afin de développer la commande MPPT par backstepping, d'après l'équation (III.28) on a :

Etape 1:

On va définir les erreurs de régulation par :

$$e_1 = x_1 - V_{ref} \quad (\text{III.66})$$

Sa dérivée est :

$$\dot{e}_1 = (\dot{x}_1 - \dot{V}_{pref}) = \frac{1}{C_{pv}} (i_{pv} - x_2) - \dot{V}_{ref} \quad (\text{III.67})$$

La fonction de Lyapunov étendue est :

$$V_1(e_1) = V_1 = \frac{1}{2}e_1^2 \quad (\text{III.68})$$

Dont la dérivée est :

$$\dot{v}_1 = e_1 \dot{e}_1 = e_1 \left(\frac{1}{C_{pv}} (i_{pv} - x_2) - \ddot{v}_{ref} \right) \quad (\text{III.69})$$

Le choix judicieux de $\dot{e}_1 = -k_1 e_1$ permet l'écriture $\dot{V}_1 = -k_1 e_1^2$ où k_1 est une constante positive qui représente un paramètre de conception du contrôleur d'arrière-plan.

Pour $x_2 = x_{ref}$, nous pouvons trouver la fonction de stabilisation.

$$x_{ref} = k_1 c_{pv} e_1 + i_{pv} - c_{pv} \dot{V}_{ref} \quad (\text{III.70})$$

Etape 2:

La deuxième variable d'erreur qui représente la différence entre la variable d'état x_2 et sa valeur désirée x_{ref} est définie par:

$$e_2 = x_2 - x_{ref} \quad (\text{III.71})$$

On déduit alors les équations du système dans l'espace d'erreurs (e_2):

$$\dot{x}_{ref} = k_1 c_1 \dot{e}_1 + i_{pv} - c_{pv} \ddot{V}_{ref} \quad (\text{III.72})$$

$$\dot{e}_2 = \dot{x}_2 - \dot{x}_{ref} = \frac{1}{L} (x_1 - M V_0) - k_1 c_1 \dot{e}_1 - i_{pv} + c_{pv} \ddot{V}_{ref} \quad (\text{III.73})$$

Avec :

$$M = 1 - \alpha \quad (\text{III.74})$$

La nouvelle fonction de Lyapunov:

$$V_2 = V_1 + \frac{1}{2} e_2^2 \quad (\text{III.75})$$

Le dérivé peut être exprimé par:

$$\dot{V}_2 = \dot{V}_1 + e_2 \dot{e}_2 \quad (\text{III.76})$$

$$\dot{V}_2 = -k_1 e_1^2 + e_2 \left(\frac{1}{L} (x_1 - M V_0) - k_1 c_1 \dot{e}_1 + i_{pv} + c_{pv} \ddot{V}_{ref} \right) \quad (\text{III.77})$$

Dans cette étape, la commande M est choisie de manière à obtenir l'expression suivante:

$$\dot{e}_2 = -k_2 e_2 = \frac{1}{L} (x_1 - M V_0) - k_1 c_1 \dot{e}_1 - i_{pv} + c_{pv} \ddot{V}_{ref} \quad (\text{III.78})$$

D'où l'expression de la commande M à produire par le contrôleur de backstepping:

$$M = \frac{L}{V_0} \left[\frac{\dot{x}_1}{L} - \frac{e_1}{C_{pv}} + k_2 e_2 - k_1 c_1 \dot{e}_1 - i_{pv} - c_{pv} \ddot{V}_{ref} \right] \quad (\text{III.79})$$

Avec $k_2 > 0$, on obtient un dérivé négatif de la fonction de Lyapunov:

$$\dot{V}_2 = -k_1 e_1^2 - k_2 e_2^2 \leq 0 \quad (\text{III.80})$$

Ce qui garantit que les variables d'erreur (e_1 , e_2) convergent asymptotiquement vers l'origine, ce qui implique que x_1 converge asymptotiquement vers l'origine V_{ref} , ce qui permet d'extraire la puissance maximale du générateur photovoltaïque.

III.13 La commande MPPT par l'hybride mode glissant-backstepping

La commande hybride mode glissant-backstepping est combinée entre les deux contrôleurs précédents (mode glissant et backstepping) afin de minimiser les inconvénients des deux stratégies. La structure du mode de glissement Backstepping est illustrée ci-dessous[102].

D'après l'équation (III.28) on a :

La première erreur est:

$$e_1 = x_1 - V_{ref} \quad (III.81)$$

Sa dérivée est :

$$\dot{e}_1 = (\dot{x}_1 - \dot{V}_{ref}) = \frac{1}{C_{pv}}(i_{pv} - x_2) - \dot{V}_{ref} \quad (III.82)$$

La fonction de Lyapunov suivante est considérée:

$$V_1(e_1) = V_1 = \frac{1}{2}e_1^2 \quad (III.83)$$

Dont la dérivée est :

$$\dot{V}_1 = e_1 \dot{e}_1 = e_1 \left(\frac{1}{C_{pv}}(i_{pv} - x_2) - \dot{V}_{ref} \right) \quad (III.84)$$

Le choix judicieux de $\dot{e}_1 = -k_1 e_1$ permet l'écriture $\dot{V}_1 = -k e_1^2$ où k_1 est une constante positive qui représente un paramètre de conception du contrôleur d'arrière-plan.

$$-k_1 e_1 = \frac{1}{C_{pv}}(i_{pv} - x_2) - \dot{V}_{ref} \quad (III.85)$$

Nous avons choisi:

$$S = k_3 C_{pv} e_1 + i_{pv} - C_{pv} \dot{V}_{ref} - x_2 \quad (III.86)$$

Le dérivé de surface:

$$\dot{S} = k_1 C_{pv} \dot{e}_1 + \dot{i}_{pv} - C_{pv} \ddot{V}_{ref} - \dot{x}_2 \quad (III.87)$$

En remplaçant l'équation (III.28) dans (III.87):

$$\dot{S} = k_1 C_{pv} \dot{e}_1 + \dot{i}_{pv} - C_{pv} \ddot{V}_{ref} - \frac{1}{L} x_1 + \frac{1}{L} M V_0 \quad (III.88)$$

$$V_2 = \frac{1}{2}e_1^2 + \frac{1}{2}s^2 \quad (\text{III.89})$$

$$\begin{aligned} \dot{V}_2 &= e_1 \dot{e}_1 + S \dot{S} \\ &= e_1 \dot{e}_1 + S (k_1 c_{pv} \dot{e}_1 + \dot{i}_{pv} - c_{pv} \ddot{V}_{ref} - \frac{1}{L} x_1 + \frac{1}{L} M V_0) \end{aligned} \quad (\text{III.90})$$

La loi choisie pour la surface est:

$$\dot{S} = -k_2 \text{sign}(S) - k_3 S \quad (\text{III.91})$$

Avec k_2 et k_3 sont des valeurs positives.

Par l'égalité des équations (III.28), (III.88) et (III.91), le contrôle de commande est donné par :

$$\alpha = 1 - \frac{L}{V_0} \left[-k_1 c_{pv} \dot{e}_1 - \dot{i}_{pv} + c_{pv} \ddot{V}_{ref} + \frac{1}{L} x_1 - k_2 \text{sign}(S) - k_3 S \right] \quad (\text{III.92})$$

III.14 Simulation d'un système photovoltaïque

Afin d'appliquer les techniques précédentes, le schéma de la figure (III.20) représente un système qui constitue un module photovoltaïque, bloc de contrôle MPPT et un convertisseur DC-DC type (boost). L'optimisation des sorties du module solaire (puissance, courant et tension) est faite à l'aide d'un circuit de commande basé sur les données du module photovoltaïque.

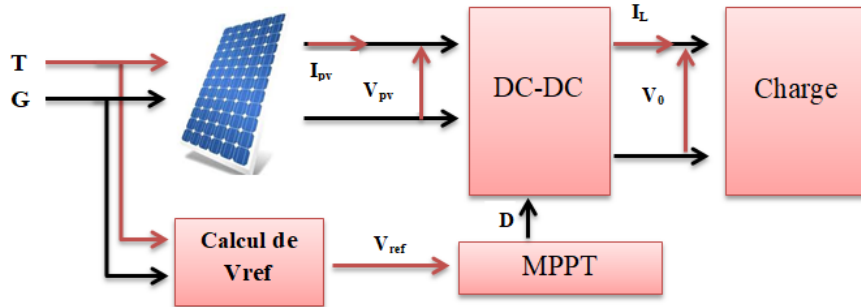


Figure III.20 Structure globale du système photovoltaïque avec la commande MPPT.

Le système photovoltaïque autonome est composé d'un panneau photovoltaïque de 150W. Différentes simulations sur MATLAB SIMULINK ont été effectuées pour évaluer les performances des contrôleurs. La tension de référence est calculée en utilisant l'équation III.11.

Tableau III.4 Paramètres du hacheur boost.

Paramètres	Valeurs
Inductance L	2e-2 H
Capacité C_{pv}	3e-4 F
Capacité C_{dc}	2e-4 F

Les paramètres utilisés sont présentés dans les tableaux III.4-5 On suppose que les interrupteurs utilisés soient parfaits.

Une étude comparative entre les différentes méthodes citées au-dessus a été développée. Ainsi, nous étudions les exécutions de ces dernières techniques à l'état d'équilibre et aux conditions météorologiques variables.

Tableau III.5 Paramètres des MPPT méthodes.

Techniques	Paramètres	Valeurs
Mode glissant-backstepping	k_1	5
	k_2	30
	k_3	2
Mode glissant	k	0.2
Backstepping	k_1	10
	K_2	0.4

III.14.1 Fonctionnement de MPPT sous des conditions constantes

Dans ce test, la température et l'ensoleillement sont maintenus constants. On prend la température $T=25^\circ\text{C}$ et l'ensoleillement $1000\text{W}/\text{m}^2$.

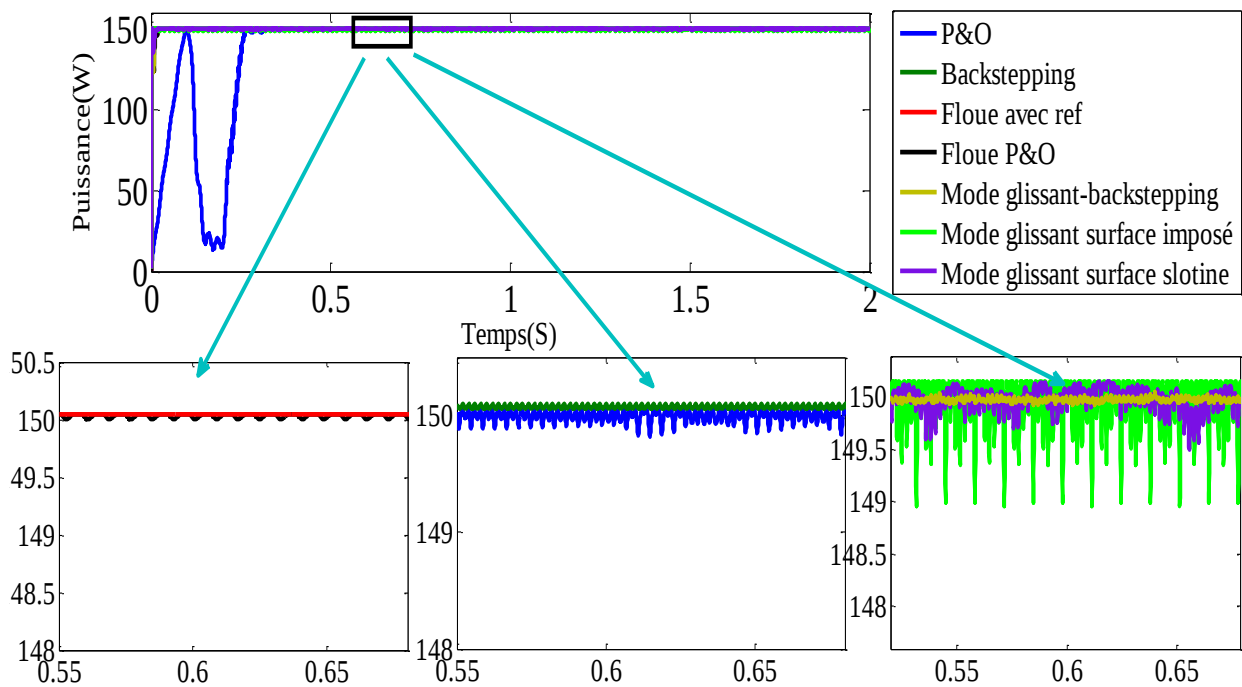


Figure III.21 allures des puissances sous conditions stables ($G=1000\text{W}/\text{m}^2$, $T=25^\circ\text{C}$).

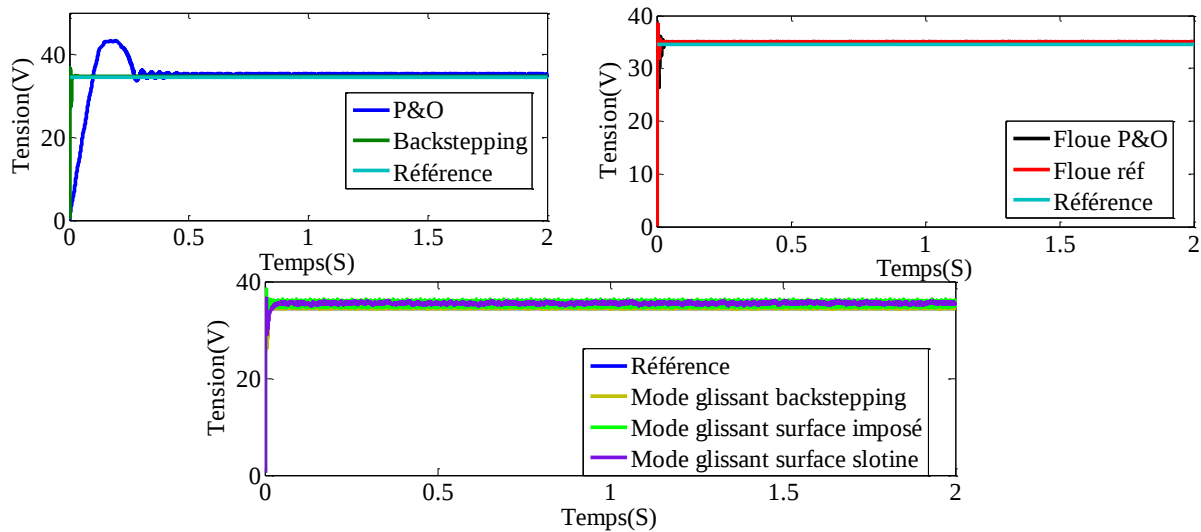


Figure III.22 allures des tensions sous conditions stables ($G=1000\text{W/m}^2$, $T=25^\circ\text{C}$).

La figure III.21 montre clairement que les sept méthodes de (P&O, Backstepping, Floue P&O, Floue référence, Mode glissement surface imposé, Mode de glissement surface slotine et hybride mode glissement backstepping) garantissent le point de puissance maximale. Les techniques hybride mode glissement-backstepping et Floue référence assurant le point maximum avec moins d'oscillation par rapport autres méthodes.

Comme on peut le voir sur la figure III.22, l'équation III.98 fournit précisément la tension de référence et les sept méthodes suivent exactement la tension de référence, toutefois, la méthode mode glissant backstepping suit la référence avec une performance élevée (moins d'oscillation et d'erreur) par rapport aux autres méthodes.

III.14.2 Fonctionnement de MPPT sous des conditions variables

Afin d'étudier le comportement du système face aux changements de l'éclairement, on va lui faire subir le test comme elle est illustrée dans la figure III.23, on a fait varier rapidement l'ensoleillement de (1000W/m^2 à 800W/m^2 , $T=25^\circ\text{C}$) puis de (800W/m^2 à 1000W/m^2 , $T=25^\circ\text{C}$).

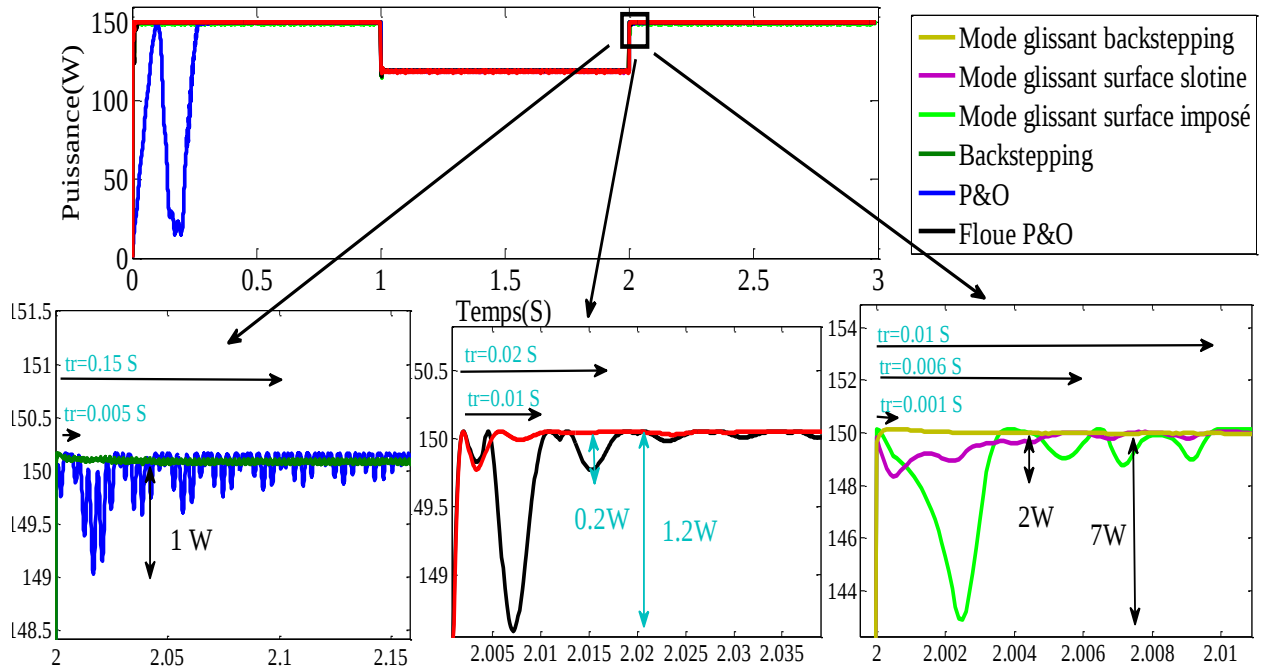


Figure III.23 allures des puissances sous conditions variable.

D'après la figure III.23, Le dépassement, oscillation et le temps de réponse de puissance de sortie pour sept méthodes MPPT est présenté au tableau III.6, dans lequel on peut observer une amélioration considérable obtenue avec la méthode MPPT hybride proposée. Une comparaison des performances MPPT a été montrée dans le tableau.

Visant à comparer et ajuster de manière appropriée chaque algorithme en fonction à l'application, il devient nécessaire de fournir des mesures de performance qui peuvent être utilisées pour les critères de comparaison. Au-delà des mesures typiques des réponses dynamiques, il existe également des mesures supplémentaires qui peuvent être utilisées. Parce que l'énergie transmise est essentielle pour l'utilisation du PV comme source d'énergie, les mesures importantes sont le dépassement et l'oscillation.

Tableau III.6 performance des MPPT.

	Dépassement (W)	Oscillation (W)	Temps de réponse (S)
P&O	1	0.15	0.15
Backstepping	0	0.05	0.005
Floue P&O	1.2	0.1	0.02
Floue Réf	0.2	0	0.01
Mode glissant surface imposé	7	1	0.01
Mode glissant surface slotine	2	0.5	0.006
Mode glissant-backstepping	0	0	0.001

III.15 Conclusion

Une utilisation efficace de l'énergie permet non seulement d'économiser des combustibles fossiles et de l'énergie, mais apporte également des avantages financiers. Fournir des solutions écoénergétiques peut aider à résoudre certains problèmes énergétiques. L'utilisation de l'énergie provenant de panneaux photovoltaïques est une réalité, et son utilisation intensive deviendra très rapidement extrêmement importante pour trouver des solutions aux problèmes énergétiques et environnementaux. L'efficacité énergétique concerne toute la chaîne de conversion de l'énergie, de la production efficace à la transmission et la distribution de l'énergie électrique à une utilisation économique. La puissance de sortie fournie par un module PV peut être maximisée à l'aide du système de contrôle MPPT. Il se compose d'une adaptation pour interfacer la sortie PV à la charge et d'une unité de commande, qui pilote l'adaptation de puissance pour extraire la puissance maximale d'un générateur photovoltaïque. Plusieurs techniques MPPT tirées de la littérature sont discutées ici, avec leurs avantages et leurs inconvénients.

Parmi les méthodes étudiées, la méthode mode glissement-backstepping présenté comme une excellente solution concernant la meilleure quantité d'énergie extraite (facteur de suivi), une tension d'ondulation réduite et plus petite en régime permanent, de bonnes performances transitoires, résultant en la meilleure performance globale parmi les techniques étudiées. En outre, backstepping, floue et mode glissant, pourrait être une alternative pour des performances de haute qualité pour les algorithmes MPPT. La discussion et le tableau de conclusion peuvent servir de guide utile pour choisir la bonne méthode MPPT pour des systèmes PV spécifiques .

Chapitre IV

SIMULATION ET EVALUATION D'UN SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE CONNECTE AU RESEAU ELECRTIQUE AVEC STOCKAGE D'ENERGIE A BASE DU SMES

IV.1 Introduction

Dans ce chapitre, grâce au logiciel (MATLAB / SIMULINK), nous présentons les résultats de simulation d'un réseau électrique équipé par une bobine SMES et système photovoltaïque, de nombreux scenario sont considéré, la simulation a été réalisée comme suivante:

- système photovoltaïque connecté au réseau sous conditions climatiques et variation de la charge, en utilisant différents MPPT ainsi deux stratégie de commande vectorielle avec les contrôleurs PI et mode glissant.
- Système photovoltaïque connecté au système SMES, en utilisant une commande intelligente pour contrôler le SMES et une étude comparative dans la partie MPPT.
- Le système SMES connecté au réseau sous charge variable avec deux modes de fonctionnement décharge et attente.
- Le système SMES stocke l'énergie depuis un système photovoltaïque puis injecte dans le réseau avec trois modes: charge, attente et décharge; dont L' MPPT backstepping-mode glissant et le mode glissant dans la commande vectorielle sous les changements des conditions sur la température, l'irradiation et la charge.

IV.2 Paramètres des systèmes réseau-PV-SMES

Les paramètres des systèmes réseau-PV-SMES sont montrés dans le tableau IV.1 :

Tableau IV.1 : paramètres du système réseau-PV-SMES.

	Paramètres	Valeurs
SMES[73]	L	1.8 H
	Courant max	1.058 KA
	Courant à la fin de l'état d'équilibre	1.048 kA
	Courant en fin de simulation	0.658 KA
	Énergie max	1.01 MJ
	Énergie en fin d'état stationnaire	0.988 MJ
	Énergie en fin de simulation	0.390 MJ
DC-DC Boost [84]	C_{pv}	4e-4F
	L	0.02H
Bus continue	C_{dc}	1.89e-04F
	w_n	1500
	ξ	1
Régulateur des courants de l'onduleur	w_n	7500
	ξ	1
Filtre de sortie de l'onduleur[84]	L_f	0.0071H
	R_f	0.02 ohm
Réseau et filtre de réseau[84]	V	220v
	R	0.003 ohm
	L	2.6e-6H
La première	R	5.6 ohm

charge[84]	L	26.6e-3 H
La deuxième charge [84]	R	8.4 ohm
	L	40e-3 H

IV.3 Simulation du réseau connecté au système PV

Dans cette partie, nous allons présenter système GPV connecté au réseau avec trois scénarios en utilisant GPV avec 20 modules de BSX150 en série et 1 en parallèle. Comme le montre dans la figure IV.1, la relation IV.1 sera par la suite prouvée:

$$P_{ch} = P_{pv} + P_r \quad (IV.1)$$

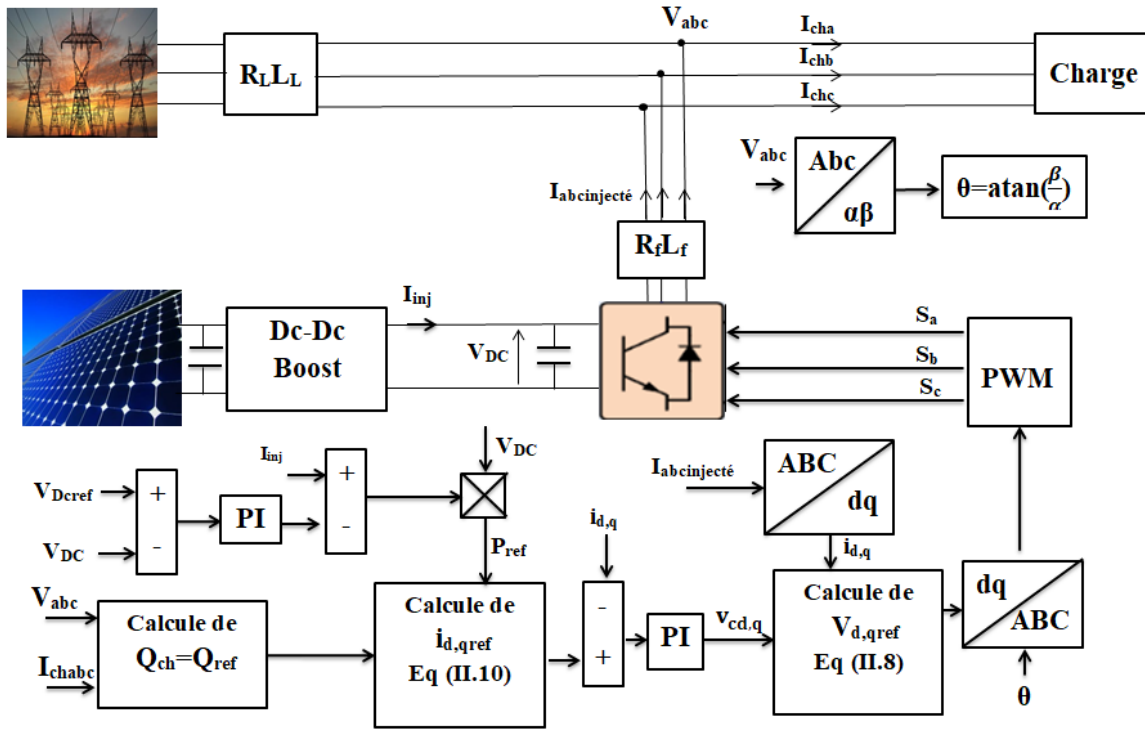


Figure IV.1 Schéma fonctionnel du système PV-réseau.

IV.3.1 Premier scénario

Dans le premier scénario, le générateur photovoltaïque est connecté au réseau avec une charge fixé (la première charge $R=5.6$ ohm, $L=26.6e-3$ H), trois technique de commande MPPT sont exploitées (PID, mode glissant et hybride backstepping-mode glissant) et irradiation variable en quatre steps (1000, 600, 800 et 1000 w/m²).

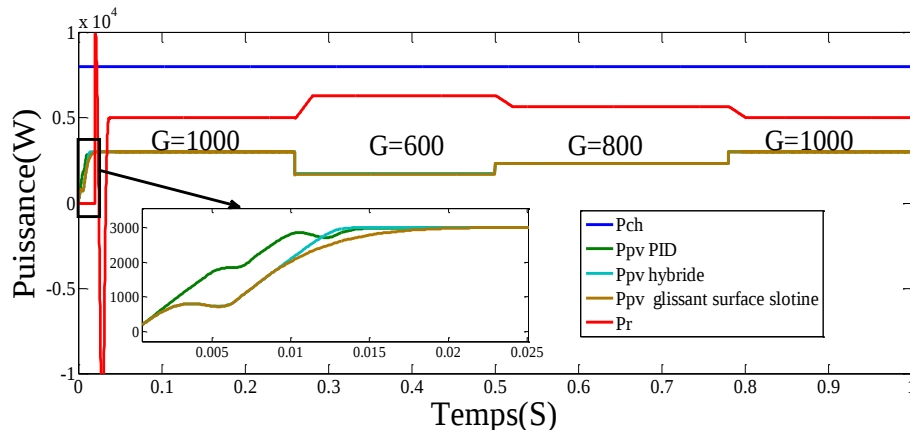


Figure IV.2 Puissance de la charge, réseau et GPV (mode glissant surface slotine, hybride : backstepping-mode glissant et PID).

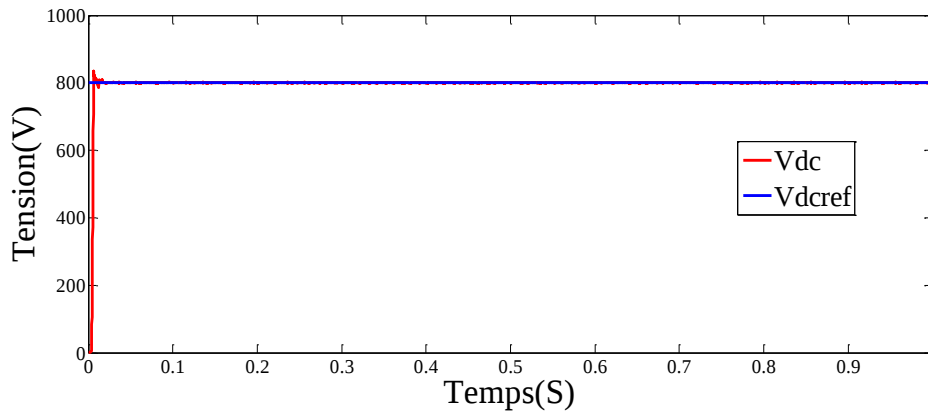


Figure IV.3 Tension du bus continue.

Comme le montre la figure IV.2, la puissance de GPV et le réseau fournissent avec succès sous tous les changements d'irradiation, la puissance nécessaire de la charge est toujours assurer et la relation indiquée dans l'équation (IV.1) est ainsi assurer, les trois contrôleurs MPPT fournissent la puissance avec succès avec des performances élevées (temps de réponse rapide, erreur presque nulle et aucun dépassement ou bien oscillation), et nous remarquons que la méthode hybride fournit la puissance avec moins de temps de réponse par rapport aux autres.

la figure IV.3 montre que la tension V_{dc} suit la référence avec succès sans erreur ou dépassement, le temps de réponse est court et la tension V_{dc} n'est pas affectée par les changements d'irradiation, ce qui signifie que les paramètres PI de la commande vectorielle sont été bien calculés.

IV.3.2 deuxième scénario

Dans ce scénario, a contre du premier scénario, les régulateurs des courants de commande vectorielle sont contrôlés avec les deux techniques (PI et mode glissant). La technique

hybride (backstepping-mode glissant) est le seul MPPT utilisé et la charge utilisée est la première charge.

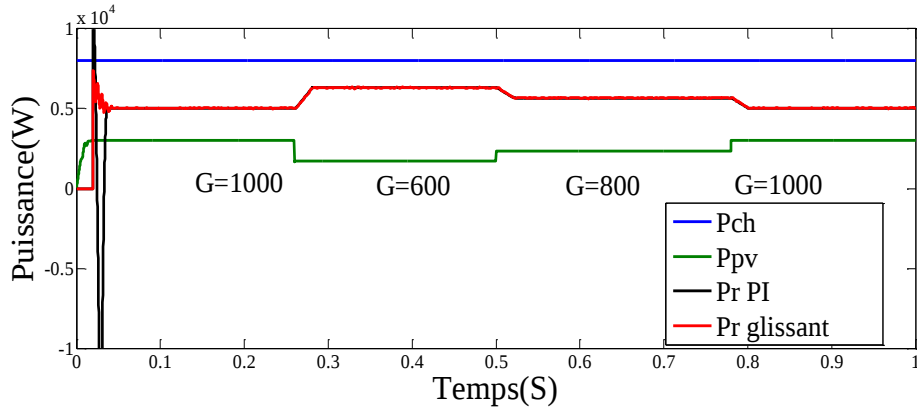


Figure IV.4 Puissance de la charge, GPV et la puissance de réseau avec les deux techniques (PI et mode glissant).

Le résultat obtenu dans la figure IV.4 a montré que la puissance GPV a été calculée avec succès dans tous les changements d'irradiation sans dépassement ni erreur ni oscillation et avec un temps de réponse rapide. La puissance du réseau a également été fournie avec succès avec les deux régulateurs PI et le mode glissant dans tous les changements d'irradiations, mais, le mode glissant a amélioré les inconvénients de la technique PI et donné une bonne performance (minimise le dépassement du régulateur PI).

IV.3.3 troisième scénario

Le générateur PV est connecté au réseau avec une charge variable, la première charge est utilisée dans le premier 0,5 second et la deuxième charge pour le reste de temps. La commande MPPT utilisé est la commande hybride backstepping-mode glissant, les courants sont régulés avec les régulateurs PI et mode glissant.

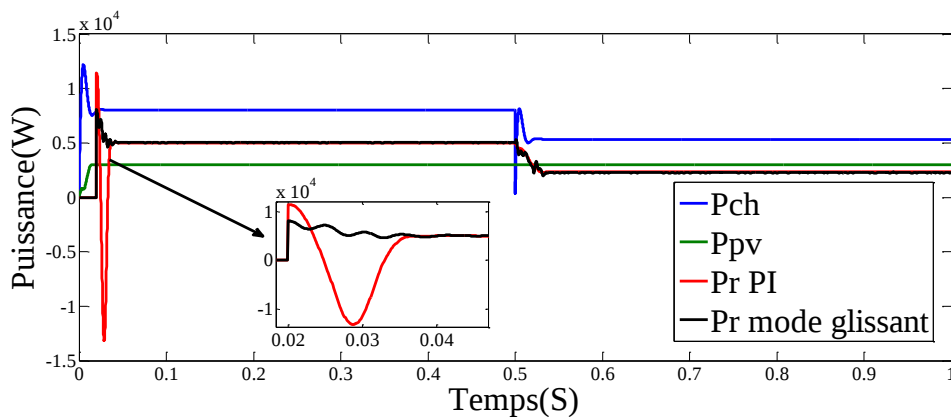


Figure IV.5 Puissance de la charge, réseau et GPV avec charge variable.

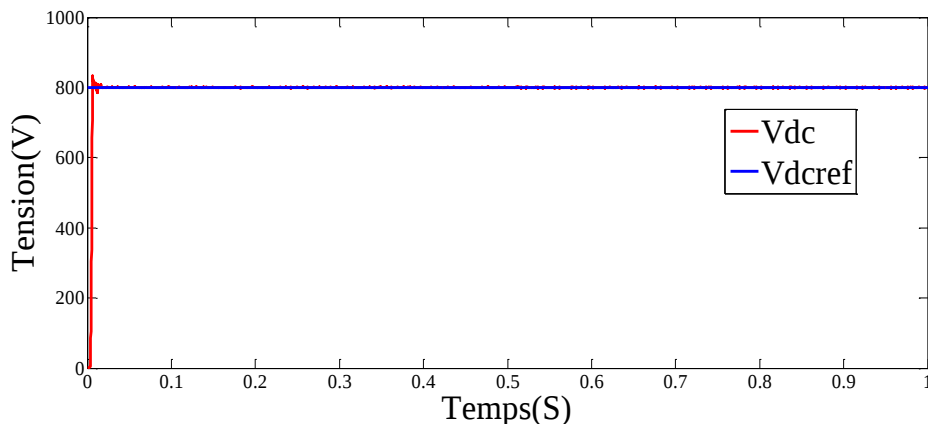


Figure IV.6 Tension du bus continue avec charge variable.

La puissance du réseau suit avec succès les changements de la charge et l'équation IV.1 est investigatrice dans les deux parties, si la charge diminué, la puissance de réseau diminué d'une facent que la relation $P_{ch} = P_{pv} + P_r$ est toujours assurée. La puissance GPV n'a pas été affectée par ces changements, la tension V_{dc} n'a pas changé avec le changement de charge et elle suit la référence avec hautes performances.

IV.3.4 quatrième scénario

Le quatrième scénario, GPV est connecté au réseau sous rayonnement partielle, dans ce scénario nous changeons le nombre de cellules série et parallèle à 10 en série et 2 en parallèle, et analyser le système pour différents rayonnements considérés.

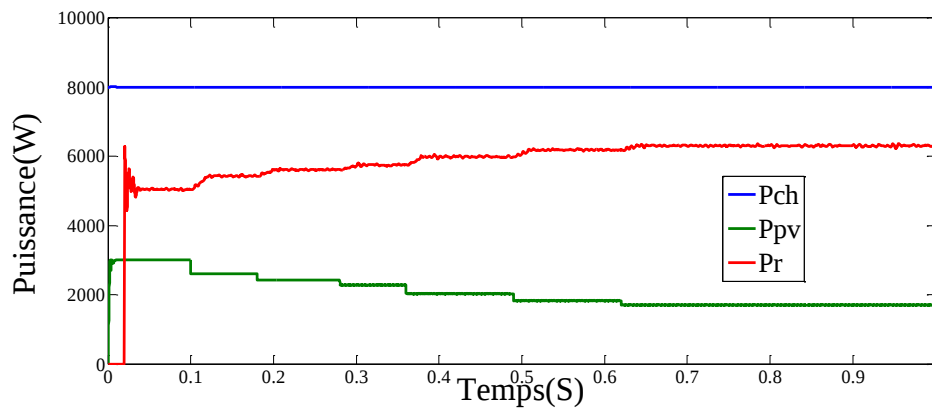


Figure IV.7 puissance de la charge, réseau et GPV sous rayonnement partielle.

Comme nous le voyons sur la figure IV.7, le contrôleur hybride calculé le PPM avec succès sous tous les changements d'irradiation, la même pour la puissance du réseau, il suit la puissance de sortie GPV dans tous les changements, ce qui montrent la robustesse du système.

IV.4 Simulation du système PV-SMES

Système PV-SMES est étudié et présenté par la figure IV.8 en deux parties. Dans la partie PV, le contrôleur backstepping MPPT est appliqué pour vérifier le suivi du PPM du générateur photovoltaïque (25 cellules en parallèle et 3 en série). La SMES partie consiste un système SMES contrôler par la technique PID et connecté au charge résistive, une étude comparative entre les contrôleurs PID classique et PID-floue afin d'améliorer les performances du système SMES.

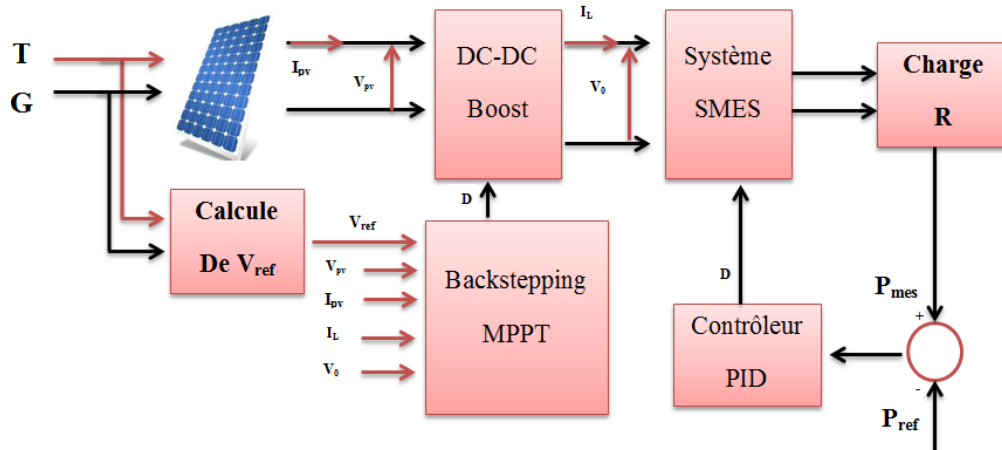


Figure IV.8 Schéma de circuit et de contrôle de système PV-SMES.

Grâce à sa structure simple, sa simplicité de mise en œuvre et ses performances de contrôles satisfaisants, le contrôleur PID reste jusqu'à présent le régulateur le plus utilisé dans l'industrie. Ce type de contrôleur comprend deux catégories principales: les contrôleurs PID à paramètres fixes et les contrôleurs PID à paramètres adaptatifs. La méthode de Ziegler-Nichols est l'une des méthodes les plus couramment utilisées pour déterminer les paramètres d'un régulateur PID à paramètre fixe. Cette méthode a été abordée dans de nombreux projets de recherche[155]. Plusieurs méthodes d'adaptation des paramètres du régulateur PID ont été étudiées et comparées [156-158]. Nous présentons, dans cette partie, la synthèse d'un régulateur PID à gain adaptatif utilisant la logique floue.

Bien que les contrôleurs PID présentent des propriétés intéressantes, des modifications structurelles et des incertitudes dans les paramètres du système peuvent affecter les performances de celles-ci, voire rendre le système instable. Par conséquent, dans les applications réelles, les paramètres du contrôleur doivent être affinés pour maintenir les performances requises. Afin de compenser l'effet des modifications structurelles du système et les incertitudes des différents paramètres, un mécanisme d'adaptation des paramètres du régulateur doit être mis au point. La figure IV.8 montre la structure de contrôle des contrôleurs PID-floue. Les gains d'intégration k_i et k_d des deux contrôleurs PID sont adaptés, en ligne, à l'aide d'un système

d'inférence floue. Par contre, les valeurs des gains proportionnels k_p de ces régulateurs restent fixes.

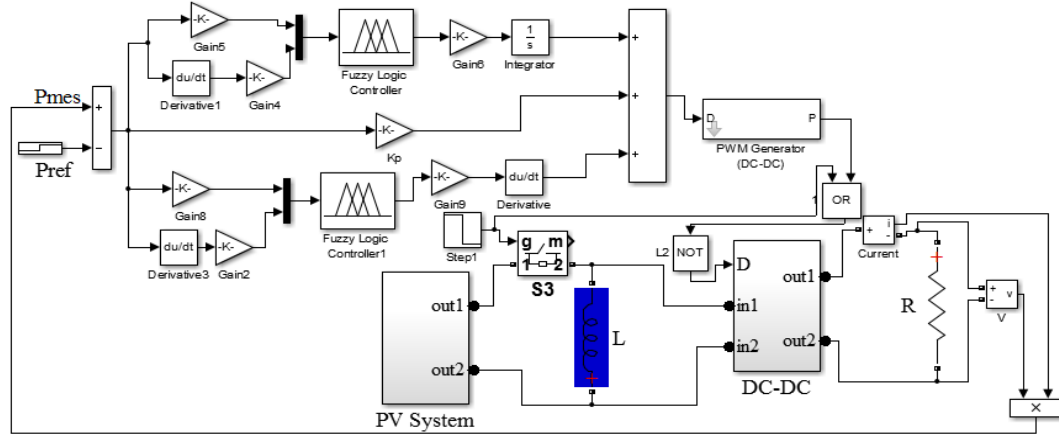


Figure IV.9 Contrôleur floue-PID utilisant logique floue pour SMES.

Tableau IV.2: table de règle du gain k_i .

		De(k)						
E(k)		NB	NM	NS	ZE	PS	PM	PB
	NB	B	B	B	B	B	B	B
	NM	S	B	B	B	B	B	S
	NS	S	S	B	B	B	S	S
	ZE	S	S	S	B	S	S	S
	PS	S	S	B	B	B	S	S
	PM	S	B	B	B	B	B	S
	PB	B	B	B	B	B	B	B

Tableau IV.3: table de règle du gain k_d .

		De(k)						
E(k)		NB	NM	NS	ZE	PS	PM	PB
	NB	B	B	B	B	B	B	B
	NM	M	M	B	B	B	M	M
	NS	S	M	M	B	M	M	S
	ZE	ZE	S	M	B	M	S	ZE
	PS	S	M	M	B	M	M	S
	PM	M	M	B	B	B	M	M
	PB	B	B	B	B	B	B	B

Les tableaux IV.2 et IV.3 démontrent les règles utilisées pour déterminer les valeurs des paramètres k_i et k_d . Dans ces tableaux, N, P, ZE, S, M et B représentent respectivement négatif, positif, zéro, petit, moyen et grand.

Tableau IV.4: Paramètres de backstepping.

Paramètres	Valeurs
K_1	10
K_2	32

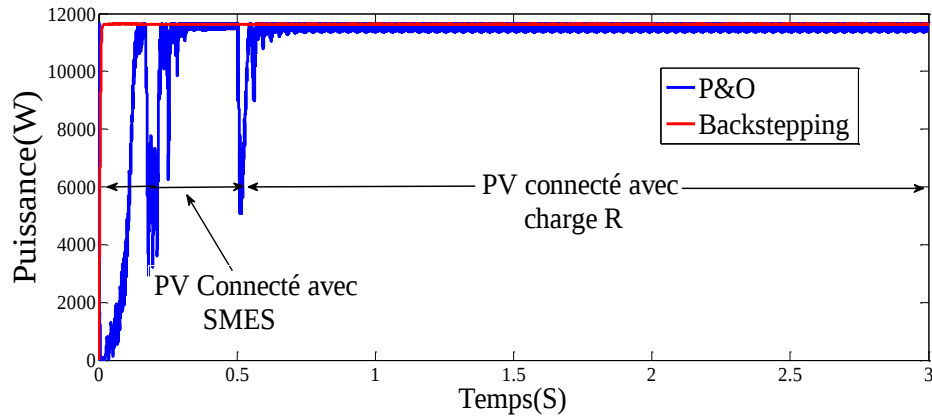


Figure IV.10 Puissance de sortie GPV avec deux charges (SMES et Résistance) avec $G=1000 \text{ w/m}^2$ et $T=25 \text{ c}$.

À partir de la figure IV.10, le contrôleur backstepping est très puissant dans les conditions de fonctionnements normales. Il surveille avec succès la puissance maximale et fournit des réponses dynamiques, en particulier dans des conditions atmosphériques variables, par rapport à la méthode P&O, qui présente des oscillations. La figure IV.10 évoque encore que le contrôleur backstepping fournit un temps de réponse rapide inférieur à 20 ms, tandis que l'oscillation est réduite à cette méthode.

Dans la deuxième partie de simulation, deux modes sont considérés, le système SMES est chargé en 0,5 seconde, dans cette période, le système photovoltaïque est connecté au système SMES et il n'y a pas d'injection à la charge. Deuxièmement, après 0,5 seconde, la SMES sera déchargée vers une charge R et le système photovoltaïque sera connecté à une charge. Mais pour améliorer les résultats du contrôleur PID classique, nous allons adapter les deux gains K_i et K_d pour réduire l'erreur et l'oscillation entre la production de puissance et la courbe de référence.

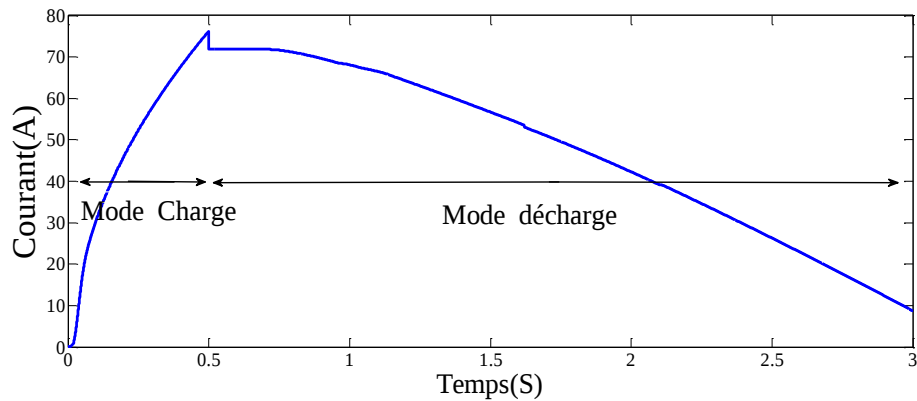


Figure IV.11 Courant de sortie de SMES dans les deux modes (charge et décharge).

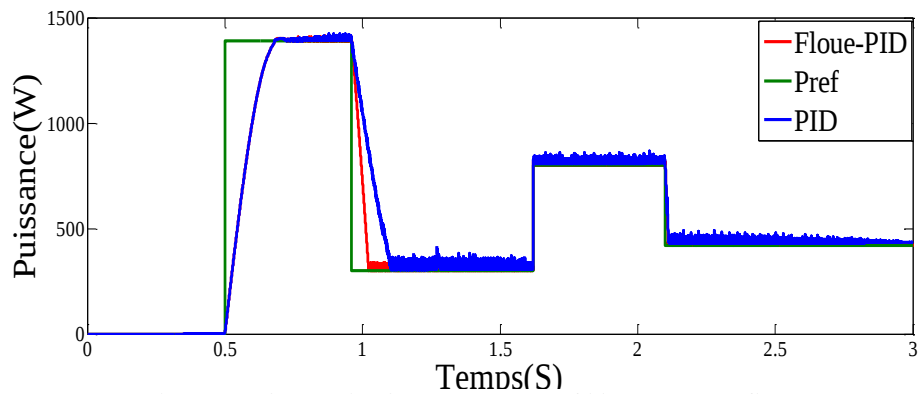


Figure IV.12 Puissance de sortie de SMES contrôlée par PID-floue et PID classique.

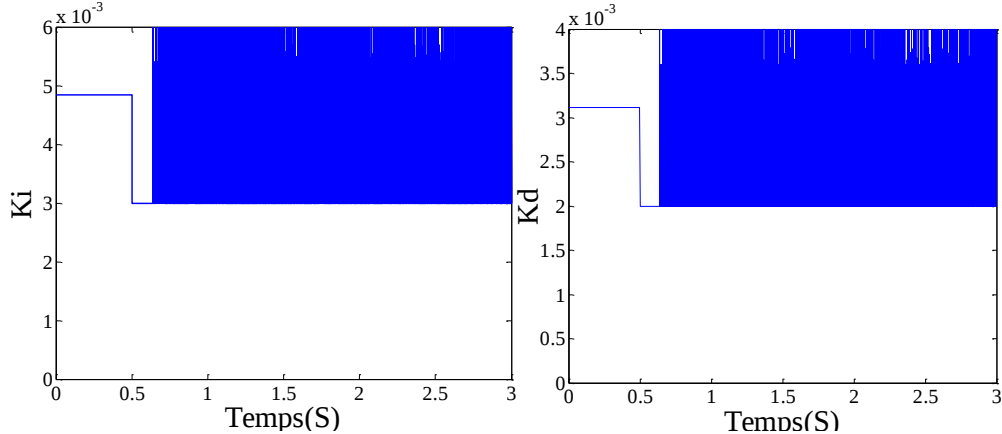


Figure IV.13 adaptation de K_i et K_d pour le contrôleur floue-PID.

En fonction des réponses obtenues sur les figures IV.11 et IV 13, la SMES est chargée pendant 0,5 seconde, la seconde étape permet de répondre rapidement et précisément à la demande de puissance, ce qui est plus rapide moins de 0,23 seconde. La production d'énergie de SMES suit la référence et son énergie diminue.

Les deux contrôleurs donnent un bon temps de réponse, les adaptations de K_d et K_i ont minimisé l'erreur et l'oscillation de la puissance de SMES, mais les changements des steps de

référence sont montrés que le schéma d'ordonnancement à gain flou du contrôleur PID est plus efficace et plus adapté que le PID classique.

La figure IV.13 montre l'adaptation en K_i et K_d du schéma d'ordonnancement à gain floue du contrôleur PID, l'adaptation a commencé à la deuxième période lorsque le SMES est connectée à la charge.

IV.5 Simulation du système SMES-réseau

Dans nombreux région, l'irradiation moyenne peut atteindre 6 heures / jour et la demande d'énergie est aléatoire, de sorte que l'utilisation de SMES peut être plus adaptée pour surmonter le dilemme précédent, ou l'énergie excédentaire peut être stockée, puis injectée dans le réseau électrique pendant le pic puissance demandée ou pendant une durée bien déterminée. Sur la base des remarques précédentes, nous présentons dans cette section réseau-SMES. Le SMES se connecte au réseau avec deux scénarios ou la relation IV.2 doit être prouvée:

$$P_{ch} = P_{SMES} + P_r \quad (IV.2)$$

La figure IV.14 montre le schéma de principe:

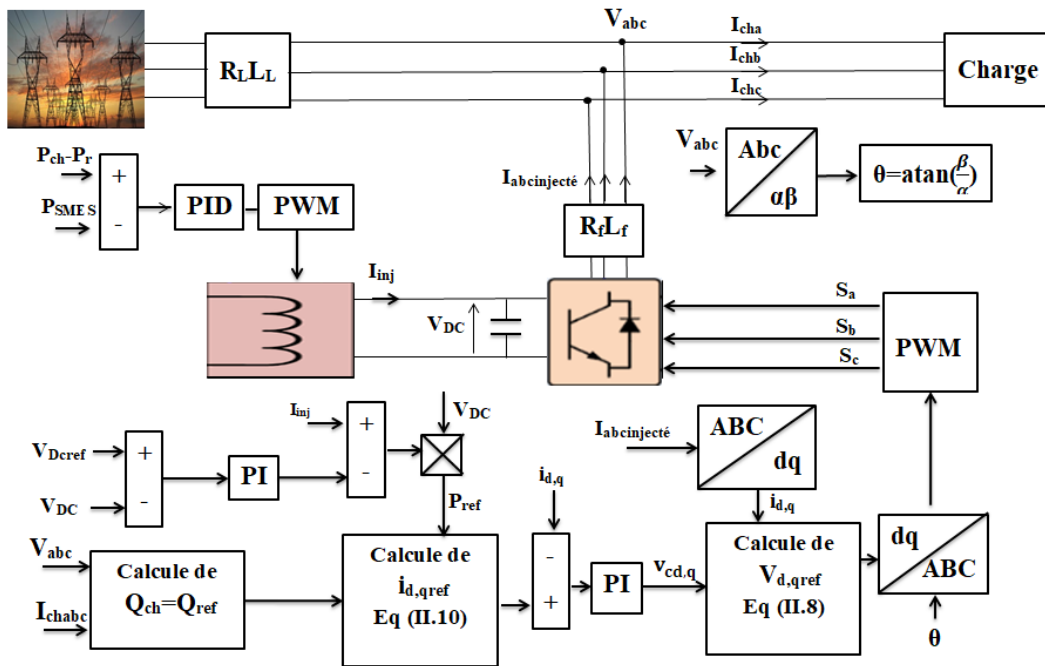


Figure IV.14 Schéma fonctionnel du SMES-réseau.

IV.5.1 Premier scénario

le SMES est connecté au réseau en deux modes (décharge et attente), le mode attente est présenté à partir de 0.35 à 0,65 seconde et le mode décharge présent dans le temps qui reste. La charge utilisée, c'est la première charge au tableau IV.1 ($R=5.6$ ohm, $L=26.6e-3$ H), le SMES est

contrôlé par un régulateur PID, les courants sont réglés avec les contrôleurs PI et mode glissant et la tension de bus continue avec le contrôleur PI.

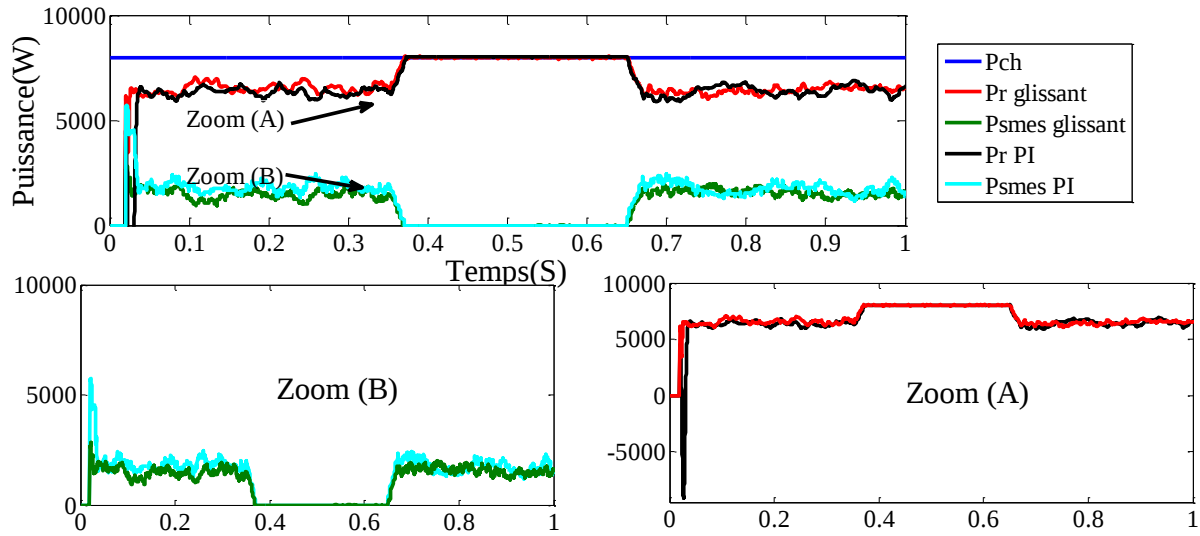


Figure IV.15 La puissance de charge, réseau et la puissance échangée (P_{smes}) avec une comparaison entre le mode glissant et le contrôleur PI.

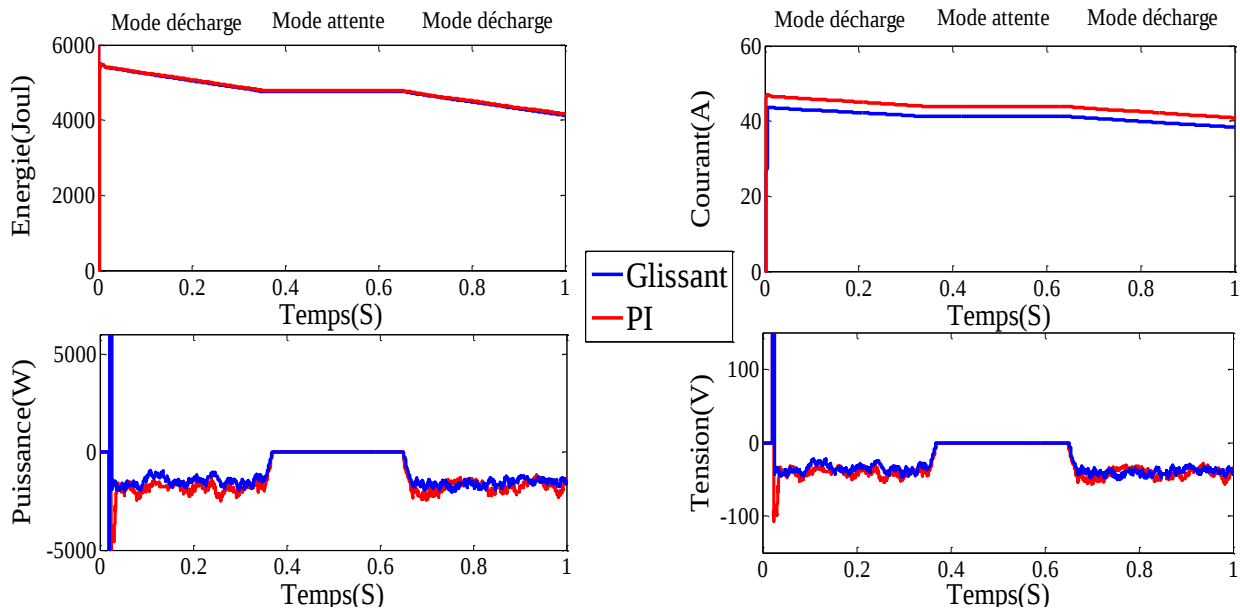


Figure IV.16 (Energie, Courant, Puissance, Tension) de SMES en mode attente et décharge avec une comparaison entre le mode glissant et le contrôleur PI.

Comme indique la figure IV 15, la puissance de réseau et SMES fournies avec succès. La relation montrée dans l'équation (IV.2) est obtenue en mode attente et décharge, le mode glissant montre un résultat stable par rapport au contrôleur PI en temps de réponse et en dépassement. La même note est obtenue dans la figure IV.16 pour les performances du mode glissant et du contrôleur PI.

La figure IV.16, montre comment le SMES injecte l'énergie et en précisant le gros avantage en mode attente. Dans ce mode, le SMES est court-circuité; ce qui explique pourquoi la tension et la puissance aux bornes de SMES sont nulles.

IV.5.2 Deuxième scénario

Le SMES est connecté au réseau avec une charge variable, commençant par la première charge et à 0.5 second est changé à la deuxième charge. Le deuxième scénario utilise les mêmes contrôleurs que celui du premier.

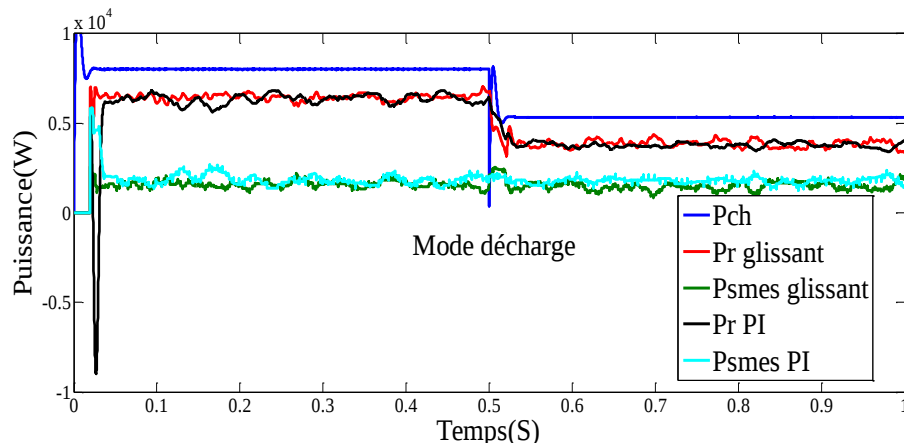


Figure IV.17 La puissance de charge, le réseau et la puissance échangée (P_{smes}) avec un changement de charge et une comparaison entre le mode glissant et le contrôleur PI.

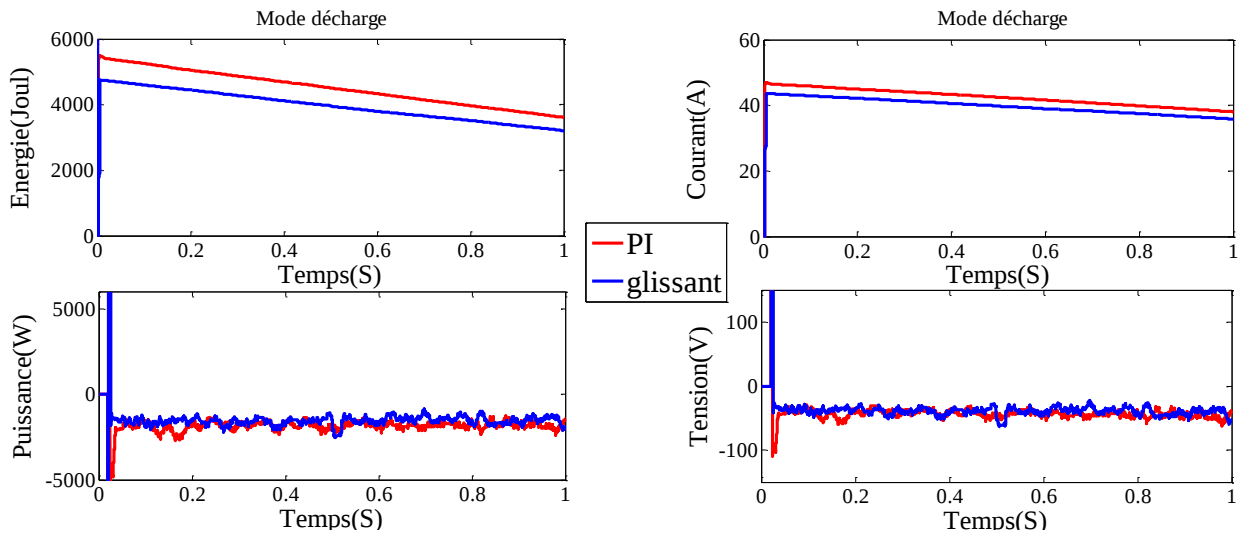


Figure IV.18 (Energie, Courant, Puissance, Tension) de SMES avec un changement de la charge et une comparaison entre le mode glissant et le contrôleur PI.

Les mêmes notes tirées du résultat de simulation en première partie, sont tirées des figures IV.17 et IV.18:

- La puissance de réseau et de SMES sont exploités avec succès pour les différentes charges.
- La puissance de réseau dépend de la charge.
- La technique mode glissant annonce des performances élevées par rapport au contrôleur PI en temps de réponse et du dépassement.

IV.6 Simulation du système PV-SMES-réseau

Afin d'étudier la faisabilité de la connexion du système PV-SMES-réseau comme il est illustré dans la figure IV.19, le système PV est commandé par la commande MPPT hybride backstepping-mode glissant, les courants sont contrôlés par le mode glissant, la tension de bus continue est contrôlée par un contrôleur PI encore le SMES est contrôlé par un contrôleur PID et la simulation est réalisée en deux scénarios:

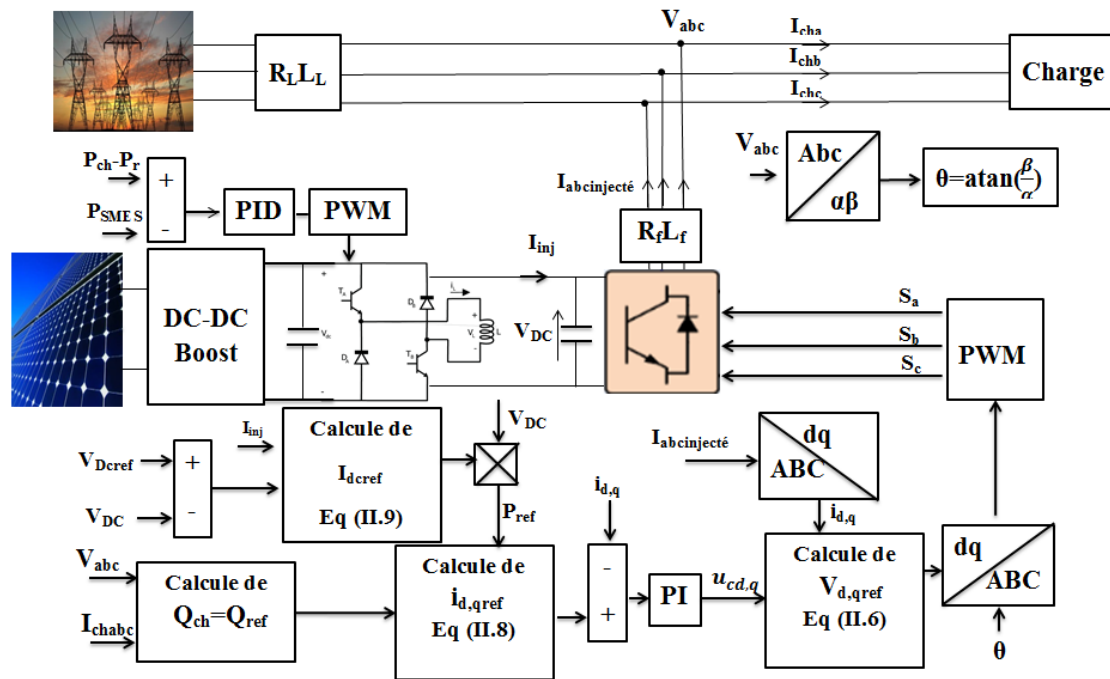


Figure IV.19 Schéma de contrôle proposé du système réseau électrique -PV-SMES.

IV.6.1 Premier scénario

Le SMES a été chargé pour la première étape depuis un système photovoltaïque qui utilise un générateur de 10 cellules en série et 16 en parallèle. Dans cette étape, il n'y a pas de connexion au réseau. Dans les restes étapes, le SMES est déchargé au réseau ou bien court-circuité (mode attente).

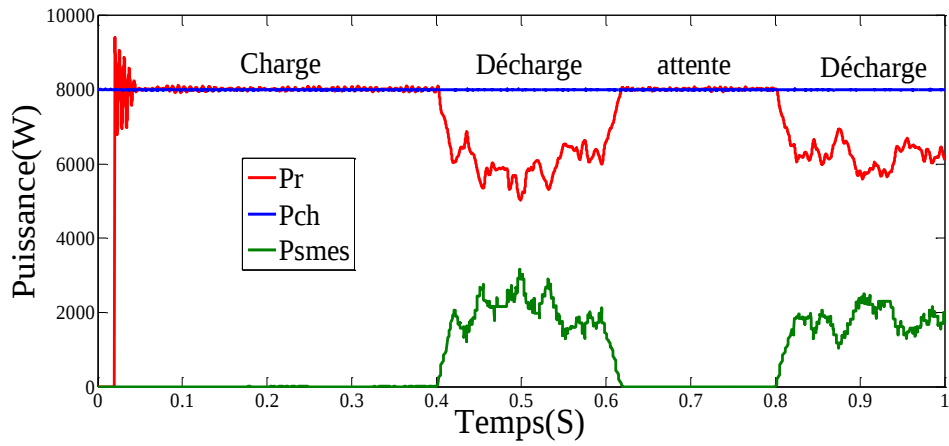


Figure IV.20 La puissance de charge, réseau et la puissance échangée (P_{smes}) durant trois modes : charge, attente et décharge.

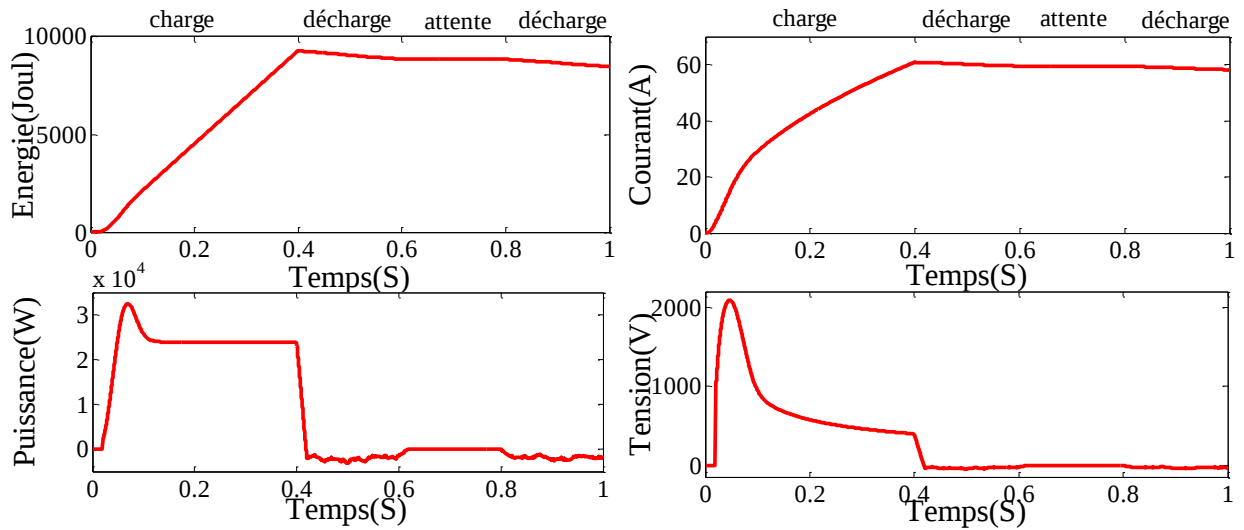


Figure IV.21 (Energie, Courant, Puissance, Tension) de SMES durant trois modes : charge, attente et décharge.

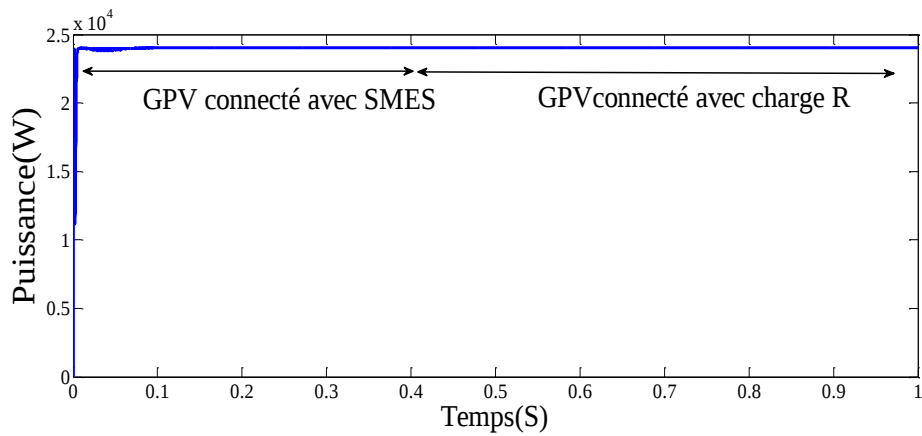


Figure IV.22 Puissance de sortie G_{pv} en deux étapes: connexion au SMES et à la charge avec $G=1000 \text{ w/m}^2$ et $T=25^\circ\text{C}$.

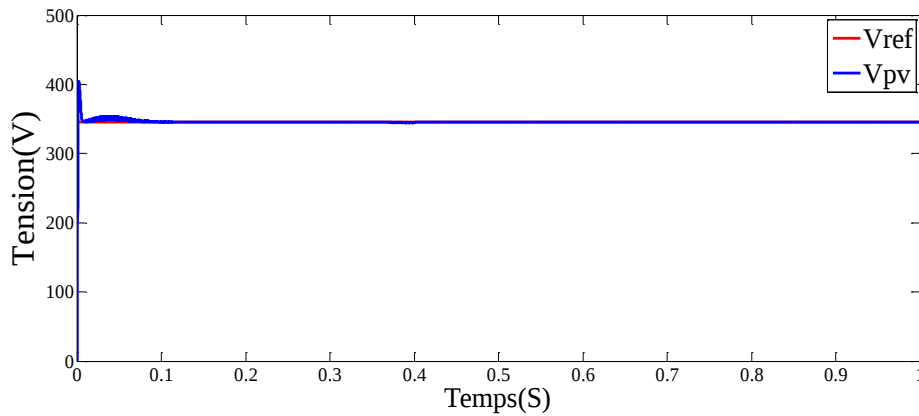


Figure IV.23 Tension de sortie de GPV comparée à la tension de référence durant les deux étapes: connexion au SMES et à la charge.

D'après la figure IV 20, il s'est avéré clair que le système développé fonctionne parfaitement, dans lequel le SMES a stocké l'énergie générée par le système photovoltaïque, puis il a injecté cette énergie dans le réseau électrique. La génération et la consommation sont toujours garanties ($P_{ch} = P_{SMES} + P_r$). Par conséquent, le SMES a été connecté avec GPV et le réseau avec succès.

Dans la figure IV 21, l'énergie et le courant de SMES ont été illustrés pour trois modes (charge, attente, décharge). Lors de la première étape, le SMES recevant l'énergie du système PV. Au cours du deuxième mode, le courant circule dans le SMES sans perte. Au cours du troisième mode, l'énergie est injectée dans le réseau et l'énergie de SMES diminue en conséquence.

Dans les figures IV22 et IV 23, il est également clair que les sorties GPV (puissance et tension) conservent leur tension et puissance maximale et que la tension de sortie suive correctement la tension de référence à l'aide de l'algorithme MPPT basé sur backstepping-mode glissant. Donc, cela ne dépend pas de la variation de charge pendant toutes les opérations en SMES.

IV.6.2 deuxième scénario

Le système SMES est chargé depuis un système photovoltaïque pour différents rayonnement et différents température, puis il est déchargé directement au réseau.

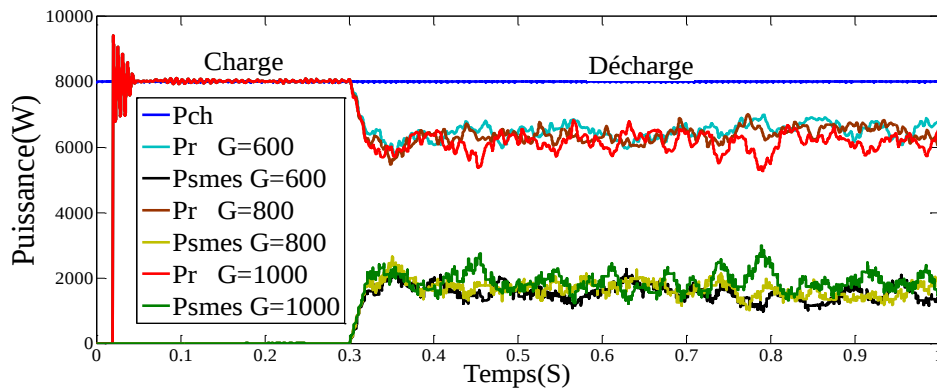


Figure IV.24 La puissance de charge, réseau et la puissance échangée (P_{smes}) durant deux modes : charge et décharge avec variation sur l'irradiation.

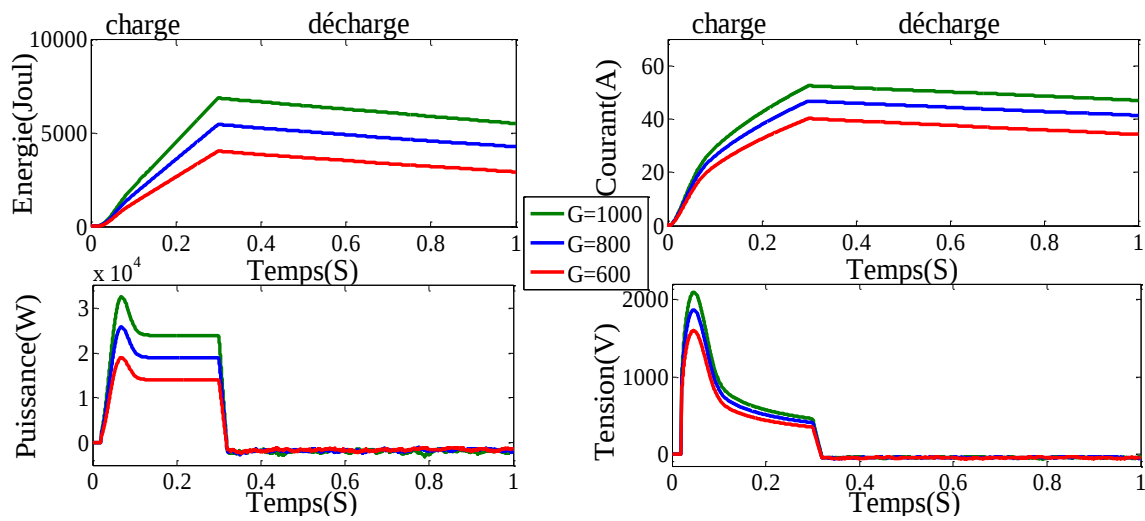


Figure IV.25 (Energie, Courant, Puissance, Tension) de SMES durant deux modes : charge et décharge avec variation sur l'irradiation.

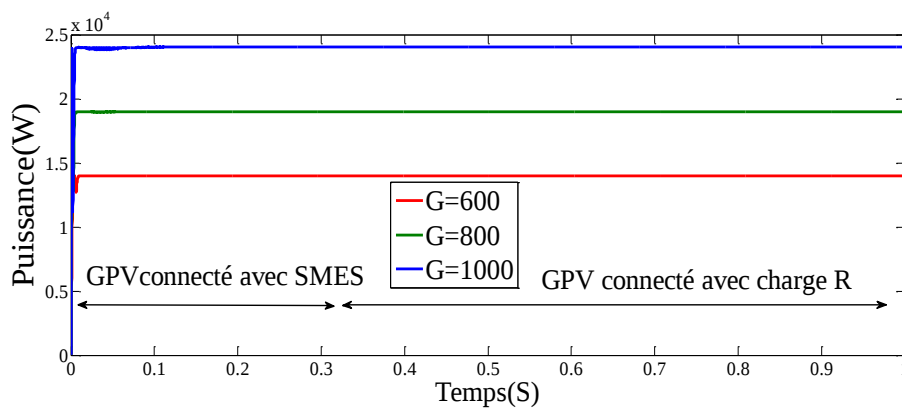


Figure IV.26 Puissance de sortie G_{pv} durant les deux modes: connexion au SMES et à la charge avec variation sur l'irradiation.

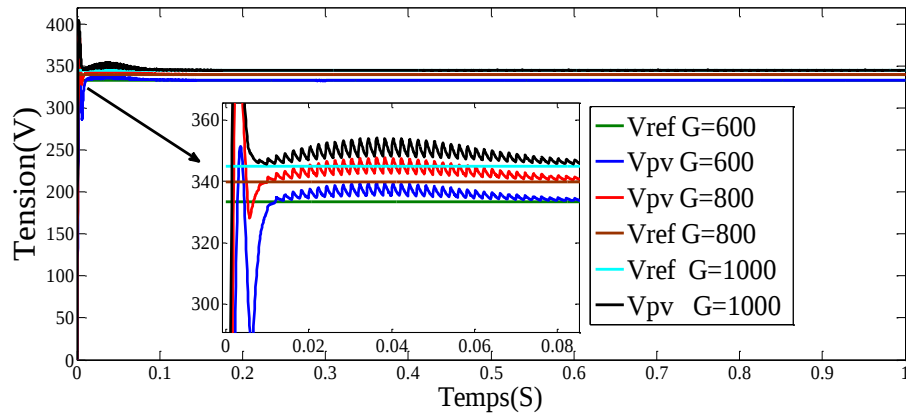


Figure IV.27 Tension de sortie G_{pv} durant les deux modes: connexion au SMES et à la charge avec variation sur l'irradiation.

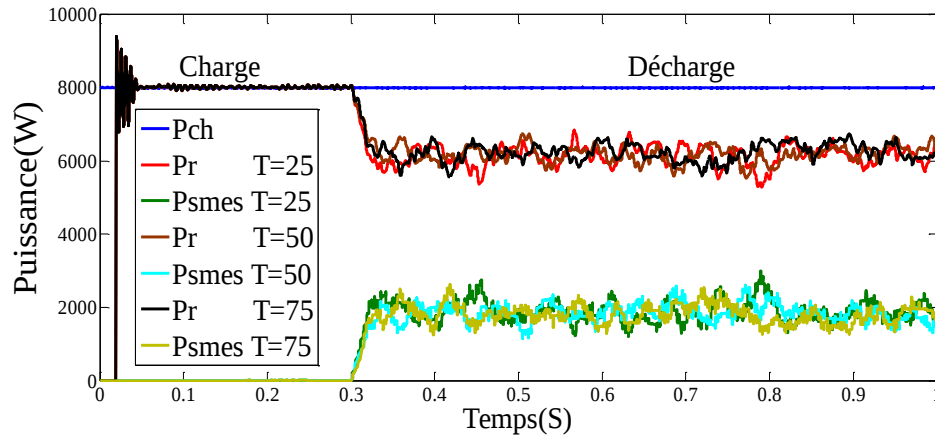


Figure IV.28 La puissance de charge, réseau et la puissance échangée (P_{smes}) durant deux modes : charge et décharge avec variation sur la température.

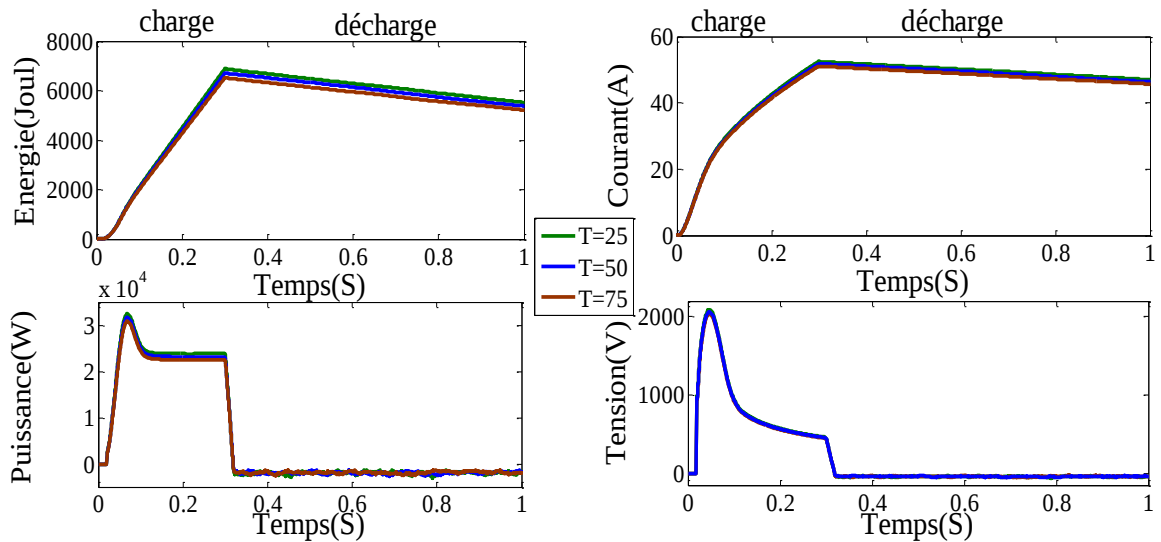


Figure IV.29 (Energie, Courant, Puissance, Tension) de SMES durant deux modes : charge et décharge avec variation sur la température.

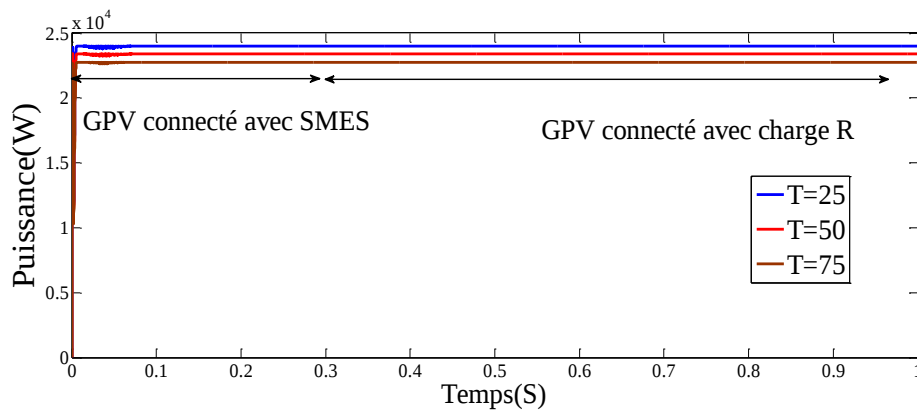


Figure IV.30 Puissance de sortie G_{pv} durant les deux modes: connexion au SMES et à la charge avec variation sur la température.

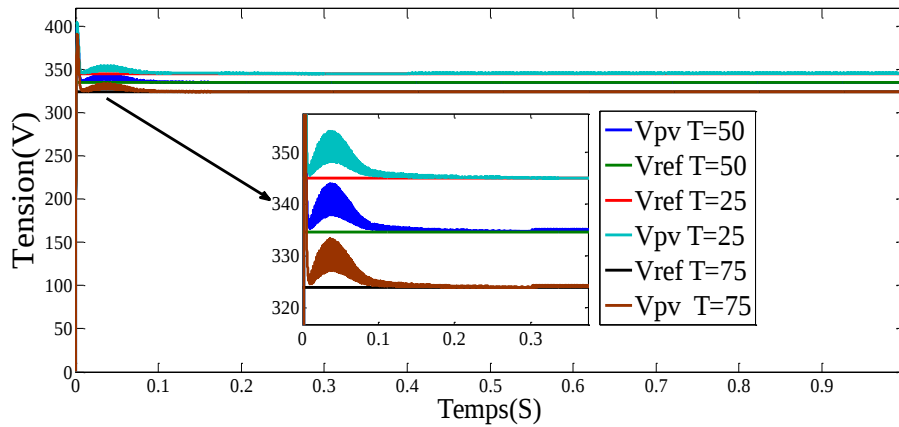


Figure IV.31 Tension de sortie G_{pv} durant les deux modes: connexion au SMES et à la charge avec variation sur la température.

D'après les résultats obtenus ont montré:

- ❖ La commande hybride backstepping –mode glissant MPPT calcule avec succès la puissance et la tension maximales durant tous les changements (rayonnement, température et la charge), ce qui prouve les hautes performances du MPPT hybride (temps de réponse rapide, peu oscillation, dépassement nulle).
- ❖ L'énergie de stockage du SMES varie avec les changements d'irradiation.
- ❖ Le SMES a injecté avec succès l'énergie au réseau avec tous les changements climatiques avec très peu de différence, ce qui signifie la haute performance du système proposé

II.7 Conclusion

Ce chapitre a montré un nouveau réseau électrique équipé d'un système de stockage basé sur le SMES et d'un système PV.

A travers ce travail, nous avons montré la faisabilité du système combiné et proposé où le système développé s'ouvre parfaitement à tous les scénarios (chargement, attente, décharge) et où la puissance consommée et la puissance générée sont toujours garanties ($P_{ch} = P_{SMES} + P_r$). En

outre, le système PV fonctionne à sa puissance maximale durant toutes les variations. De plus, nous prévoyons de développer une stratégie de contrôle avancée dans laquelle la puissance échangée sera dans les deux sens où le SMES peut être chargé à partir du PV ou du réseau dans différentes conditions. Par conséquent, cette idée peut offrir de nombreuses possibilités d'exploitation meilleure du réseau électrique.

Conclusion générale

Dans cette thèse, un système de conditionnement de puissance pour une bobine SMES a été étudié pour différents niveaux de charge et conditions climatiques avec des sources d'énergie renouvelables. Le système de stockage d'énergie a été connecté en shunt avec le réseau électrique.

Une synthèse des différentes techniques de stockage d'énergie a été présentée, l'installation et les défis des systèmes de stockage d'énergie électrique (EES). Cette synthèse porte essentiellement sur l'applicabilité, les avantages et les inconvénients des différentes techniques EES.

Pour les nombreux avantages de SMES que nous avons vus au chapitre I, nous avons choisi le SMES comme une technique de stockage dans notre travail, nous avons présenté le système SMES, sa structure, ses composants, son principe de fonctionnement et sa stratégie de contrôle avec l'onduleur VSC et En effet, via cette étude, plusieurs résultats pouvaient être retirés tels que :

Les principales avantages du système SMES par rapport à d'autres techniques de stockage d'énergie est permet d'une part de stocker l'énergie électrique en grande quantité et d'autre part d'absorber ou d'injecter rapidement la puissance active et réactive électrique avec un rendement du SMES d'environ 98%. Par conséquent le SMES fournit non seulement une solution technique pour assurer l'équilibre entre production-consommation mais il permet également d'optimiser l'exploitation des ressources renouvelables

Afin de garantir que le système photovoltaïque produit une énergie au maximum que nous avons explicité globalement le principe de conversion de l'énergie solaire en énergie électrique, après avoir éclairci les concepts phares différentes méthodes d'optimisation conventionnelles et avancées. En fait, une comparaison des résultats obtenus par simulation, a été réalisée. La méthode hybride (backstepping-mode glissant) a été choisie pour notre travail, car nous jugeons qu'elle présente des meilleures performances en ce qui dépend de la rapidité et de la robustesse, par rapport aux autres méthodes étudiées.

Enfin, nous avons procédé à une application sur le système de stockage SMES pour plusieurs structures :

Système photovoltaïque connectée au réseau avec une étude comparative entre mode glissant et PI régulateur dans le courant partie.

Système photovoltaïque connectée SMES avec une étude comparative entre floue-PID et PID régulateurs, la commande MPPT utilisée est backstepping.

SMES connectée au réseau et contrôlée avec le régulateur PID avec une charge fixe et variable.

SMES chargée par un système photovoltaïque contrôlé par la commande MPPT hybride (backstepping-mode glissant) et déchargée au réseau avec deux modes:

SMES connecté en mode attente et décharge avec charge fixe.

SMES connecté en décharge avec charge variable.

Les travaux présentés ont montré de nombreux avantages, mais de nombreux cas et scénario doivent être pris en considération à savoir:

- L'étude de l'injection bi-direction SMES-réseau.
- Management de système l'hybride PV-SMES-réseau, batterie, pile à combustible.
- Amélioration de réseau électrique lors de défauts par SMES.
- Control de tension de réseau électrique pour SMES-PV-,....etc.

Résumé

Les nouveaux concepts de la production et le développement des sources d'énergies renouvelables ont relancé l'engouement pour le stockage d'énergie et ses applications pour les réseaux électriques. Le SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage) permet d'une part de stocker l'énergie électrique en grande quantité et d'autre part d'absorber ou d'injecter rapidement la puissance active et réactive électrique avec un rendement du SMES d'environ 98%. Par conséquent le SMES fournit non seulement une solution technique pour assurer l'équilibre entre production-consommation mais il permet également d'optimiser l'exploitation des ressources renouvelables. Les systèmes SMES exploitent la propriété des matériaux supraconducteurs qui stockent l'énergie sous forme de champ magnétique créé par un courant continu circulant dans une bobine supraconductrice associée à un convertisseur de puissance avec des pertes négligeables.

Les travaux de recherche se focalisent autour de l'étude d'un système photovoltaïque connecté au réseau avec un système SMES dont nombreux scénarios ont étudié et analysé. Pour cela plusieurs perspectives s'ouvrent à savoir le développement de nouvelles algorithmes pour l'extraction du maximum de puissance du système PV, la commande du SMES, connexion du système combiné PV- SMES avec les réseaux électriques et l'amélioration de la stabilité des réseaux électriques.

Abstract

New concepts in the production and development of renewable energy sources have revived the craze for energy storage and its applications for power grids. The SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage) allows on the one hand storing electrical energy in large quantities and on the other hand to absorb quickly or inject an electrical active and reactive power with SMES efficiency around 95 %. Consequently, the SMES doesn't only provide a technical solution to ensure a balance between production and consumption, but it also makes it possible to optimize the exploitation of renewable resources. SMES systems exploits the property of superconductive materials which store energy in the form of a magnetic field created by a direct current flowing in a superconductive coil associated with a power converter with negligible losses.

The research work focuses on the study of a photovoltaic system connected to the grid with an SMES system. For this, several studies or scenarios have been considered and perspectives open up, namely the development of new algorithms for extracting the maximum power from PV system, controlling the SMES, connecting the combined PV-SMES system with the electrical grid, improving the stability of electrical grid.

ملخص

أعادت المفاهيم الجديدة في إنتاج مصادر الطاقة المتجددة وتطويرها ثورة في تخزين الطاقة وتطبيقاته الخاصة بشبكات الطاقة. تتيح SMES (تخزين الطاقة المغناطيسية فائقة التوصيل) من ناحية تخزين كميات كبيرة من الطاقة الكهربائية ومن ناحية أخرى تمتص بسرعة أو تحقن الطاقة الكهربائية النشيطة والمتفاعلة بكفاءة حوالي 95 ٪. وبالتالي، لا توفر SMES حلاً تقنياً لضمان التوازن بين الإنتاج والاستهلاك فحسب، بل إنه يجعل من الممكن أيضاً تحسين استغلال الموارد المتجددة. تستعمل أنظمة SMES خاصية المواد فائقة التوصيل التي تخزن الطاقة في شكل مجال مغناطيسي تم إنشاؤه بواسطة تيار مباشر يتدفق في ملف موصل فائق يرتبط بمحول طاقة مع خسائر ضئيلة.

يركز العمل البحثي المقترح على دراسة نظام الطاقة الضوئية المتصل بالشبكة مع نظام SMES ، كذلك ، تفتح العديد من المنظورات ، وهي تطوير خوارزميات جديدة لاستخراج الطاقة القصوى من النظام الكهروضوئي ، والتحكم في SMES ، وربط نظام PV-SMES المدمج بالشبكات الكهربائية ، وتحسين استقرار الشبكات الكهربائية.

Références Bibliographiques

- [1] N. Jestin-Fleury, "International energy agency. world energy outlook," J Politique étrangère, vol. 59, no. 59, pp. 564-565, 1994.
- [2] A. Poullikkas "Implementation of distributed generation technologies in isolated power systems," Journal of Renewable Sustainable Energy Review, vol. 11, no. 1, pp. 30-56, 2007.
- [3] F. Díaz-González, A. Sumper, O. Gomis-Bellmunt, R. Villafafila-Robles "A review of energy storage technologies for wind power applications," Journal of Renewable Sustainable Energy Review, vol. 16, no. 4, pp. 2154-2171, 2012.
- [4] M. Beaudin, H. Zareipour, A. Schellenberglobe, and Rosehart, "Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review," J Energy for sustainable development, vol. 14, no. 4, pp. 302-314, 2010.
- [5] D. Anderson and p. Leach, "Harvesting and redistributing renewable energy: on the role of gas and electricity grids to overcome intermittency through the generation and storage of hydrogen," J Energy policy, vol. 32, no. 14, pp. 1603-1614, 2004.
- [6] R. Dell and D. Rand, "Energy storage—a key technology for global energy sustainability," J Journal of power sources, vol. 100, no. 1-2, pp. 2-17, 2001.
- [7] T. Daim, X. Li, J. Kim, I. Simms "Evaluation of energy storage technologies for integration with renewable electricity: Quantifying expert opinions," J Environmental Innovation Societal Transitions, vol. 3, pp. 29-49, 2012.
- [8] I. Hadjipaschalis, A. Poullikkas, R. Efthimiou "Overview of current and future energy storage technologies for electric power applications," vol. 13, no. 6-7, pp. 1513-1522, 2009.
- [9] C. Nair, E. Garimella, and Buildings, "Battery energy storage systems: Assessment for small-scale renewable energy integration," J Renewable sustainable energy reviews, vol. 42, no. 11, pp. 2124-2130, 2010.
- [10] G. Lane, "Solar heat storage: latent heat materials," 1983.
- [11] R. Zito, Energy Storage: A New Approach. John Wiley & Sons, 2010.
- [12] G. Pistoia and M. Broussely, "Industrial applications of batteries: from cars to aerospace and energy storage," ed: Elsevier, 2007.
- [13] H. Chen, T. Cong, and W Yang, "Tan Ch., Li Y, Ding Y: Progress in electrical energy storage system: A critical review.,," J Progress in natural science, vol. 19, no. 3, pp. 291-312, 2009.
- [14] X. Zhou, X. Chen, and J. Jin, "Development of SMES technology and its applications in power grid," in 2011 International Conference on Applied Superconductivity and Electromagnetic Devices, 2011, pp. 260-269: IEEE.
- [15] M. Aly, A. Mohamed, S. Salama, M. Said, M. Abdel-Akher, and P. Qudaih, "A developed voltage control strategy for unbalanced distribution system during wind speed gusts using SMES," J Energy Procedia, vol. 100, pp. 271-279, 2016.
- [16] A. Evans, V. Strezov, R. Evans "Assessment of utility energy storage options for increased renewable energy penetration," J Renewable Sustainable Energy Reviews vol. 16, no. 6, pp. 4141-4147, 2012.
- [17] P. Denholm, E. Ela, B. Kirby, and e. Milligan, "The Role of Energy Storage with Renewable Electricity Generation: NREL," TP-6A2e47187, 2010.
- [19] U. Schoppe, "Wind and pumped-hydro power storage: determining optimal commitment policies with knowledge gradient non-parametric estimation," J BSE Thesis at Princeton University 2010.
- [19] s. McDowall, "Integrating energy storage with wind power in weak electricity grids," vol. 162, no. 2, pp. 959-964, 2006.
- [20] P. García, J. Torreglosa, L. Fernandez, and E. Jurado, "Optimal energy management system for stand-alone wind turbine/photovoltaic/hydrogen/battery hybrid system with supervisory control based on fuzzy logic," J International Journal of Hydrogen Energy, vol. 38, no. 33, pp. 14146-14158, 2013.
- [21] F. Rafik, H. Gualous, R. Gallay, A. Crausaz, and s. Berthon, "Frequency, thermal and voltage supercapacitor characterization and modeling," vol. 165, no. 2, pp. 928-934, 2007.

- [22] H. Ibrahim, A. Ilinca, R. Perron "Energy storage systems—Characteristics and comparisons," J Journal of power sources, vol. 12, no. 5, pp. 1221-1250, 2008.
- [23] c. Ingram, "Balancing the grid with pumped storage," 2010.
- [24] O. Sampedro, "Étude d'un système hydropneumatique de stockage d'énergie utilisant une pompe/turbine rotodynamique," 2013.
- [25] R. Baxter, Energy storage: a nontechnical guide. PennWell Books, 2006.
- [26] H. Liu, E. Jiang, and buildings, "Flywheel energy storage—An upswing technology for energy sustainability," J Energy buildings, vol. 39, no. 5, pp. 599-604, 2007.
- [27] J. Pieronek, K. Decker, and V. A. Spector, "Spacecraft flywheel systems-benefits, and issues," in Proceedings of the IEEE 1997 National Aerospace and Electronics Conference. NAECON 1997, 1997, vol. 2, pp. 589-593: IEEE.
- [28] T. Rekioua and D. Rekioua, "Direct torque control strategy of permanent magnet synchronous machines," in 2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings, 2003, vol. 2, p. 6 pp. Vol. 2: IEEE.
- [29] D. Rekioua and T. Rekioua, "DSP-controlled direct torque control of induction machines based on modulated hysteresis control," in 2009 International Conference on Microelectronics-ICM, 2009, pp. 378-381: IEEE.
- [30] P. Bahnfleth and e. Song, "Constant flow rate charging characteristics of a full-scale stratified chilled water storage tank with double-ring slotted pipe diffusers," J Applied thermal engineering, vol. 25, no. 17-18, pp. 3067-3082, 2005.
- [31] S. Weinstock, "Recent advances in the US Department of Energy's energy storage technology research and development programs for hybrid electric and electric vehicles," J Journal of Power Sources, vol. 110, no. 2, pp. 471-474, 2002.
- [32] M. Lazarewicz and J. Arseneaux, "Flywheel-based frequency regulation demonstration projects status," in Proceedings of EESAT conference, San Francisco, USA, 2005, pp. 1-22.
- [33] E. Cavallo, "Controllable and affordable utility-scale electricity from intermittent wind resources and compressed air energy storage (CAES)," J Energy, vol. 32, no. 2, pp. 120-127, 2007.
- [34] G. Pedrick, R. Marean, and D. Authority, "Compressed Air Energy Storage Engineering and Economic Study," J New York State Energy Research Development Authority. 2009.
- [35] B. Schainker, M. Nakhamkin, P. Kulkarni, "New utility scale CAES technology: performance and benefits (including CO2 benefits)," J Available from: [www. energy storageandpower. com/pdf/epri_paper. p df](http://www.energy-storageandpower.com/pdf/epri_paper.pdf). Accessed on: Dec vol. 8, 2008.
- [36] P. Ahearne and A. Physics, "Storage of electric energy, Report on research and development of energy technologies," J International Union of Pure Applied Physics pp. 76-86, 2004.
- [37] S. Van Der Linden, "The commercial world of energy storage: a review of operating facilities," in presentation, 1st Annual Conference of the Energy Storage Council, 2003, vol. 51.
- [38] K. Takeshima, K. Sagara, T. Yamanaka, and H. Kotani, "Simulation study on estimation method for flow rate in air-conditioning system with water thermal energy storage," in Proceedings of the building simulation, 2007, pp. 1-3.
- [39] G. L. Kyriakopoulos, G. J. R. Arabatzis "Electrical energy storage systems in electricity generation: Energy policies, innovative technologies, and regulatory regimes," J Renewable Sustainable Energy Reviews, vol. 56, pp. 1044-1067, 2016.
- [40] M. Aneke and E. Wang, "Energy storage technologies and real life applications—A state of the art review," J Applied Energy, vol. 179, pp. 350-377, 2016.
- [41] A. Mohammadi, D. Rekioua, T. Rekioua, and S. Bacha, "Valve Regulated Lead Acid battery behavior in a renewable energy system under an ideal Mediterranean climate," J International Journal of Hydrogen Energy, vol. 41, no. 45, pp. 20928-20938, 2016.
- [42] R. Kempener and A. Borden, Abu Dhabi, "Battery storage for renewables: Market status and technology outlook," J International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, p. 32, 2015.
- [43] O. Amrouche, D. Rekioua, T. Rekioua, and E. Bacha, "Overview of energy storage in renewable energy systems," J International Journal of Hydrogen Energy vol. 41, no. 45, pp. 20914-20927, 2016.
- [44] T. Moore and J. Douglas, "Energy storage, big opportunities on a smaller scale," J EPRI J pp. 16-23, 2006.

- [45] D. Mears, "EPRI-DOE storage handbook-storage for wind resources," in Annual peer review meeting of DOE energy storage systems research. Washington DC, USA, 2004, pp. 1-18.
- [46] P. Ribeiro, B. Johnson, M. Crow, A. Arsoy, and Y. Liu, "Energy storage systems for advanced power applications," J Proceedings of the IEEE, vol. 89, no. 12, pp. 1744-1756, 2001.
- [47] J. McDowall, "High power batteries for utilities-the world's most powerful battery and other developments," in IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004., 2004, pp. 2034-2037: IEEE.
- [48] J. Jewitt, "Impact of CAES on Wind in Tx, OK and NM," in Annual peer review meeting of DOE energy storage systems research. San Francisco, USA, 2005, pp. 1-16.
- [49] G. Pollet, I. Staffell, and A. Shang, "Current status of hybrid, battery and fuel cell electric vehicles: From electrochemistry to market prospects," J Electrochimica Acta, vol. 84, pp. 235-249, 2012.
- [50] M. Kamibayashi and K. Tanaka, "Recent sodium sulfur battery applications," in 2001 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition. Developing New Perspectives (Cat. No. 01CH37294), 2001, vol. 2, pp. 1169-1173: IEEE.
- [51] R. Galloway and C. Dustmann, "ZEBRA battery-material cost availability and recycling," in Proceeding of international electric vehicle symposium (EVS-20), Long Beach, Canada, 2003, pp. 1-9.
- [52] S. Ritchie, "Recent developments and future prospects for lithium rechargeable batteries," J Journal of power Sources vol. 96, no. 1, pp. 1-4, 2001.
- [53] J. Gil-González, A. Garcés, and C. Escobar, "A generalized model and control for supermagnetic and supercapacitor energy storage," J Ingeniería y Ciencia, vol. 13, no. 26, pp. 147-171, 2017.
- [54] Z. Ji-yan, Z. Li, and S. Jin-Yan, "Development of the 40 V hybrid super-capacitor unit," in 2004 12th Symposium on Electromagnetic Launch Technology, 2004, pp. 197-201: IEEE.
- [55] Y. Yao, D. Zhang, and D. Xu, "A study of supercapacitor parameters and characteristics," in 2006 International Conference on Power System Technology, 2006, pp. 1-4: IEEE.
- [56] D. Zhang, M. Luo, J. Li, and J. He, "Surveying into some aspects of internal resistance of super capacitor," in CEIDP'05. 2005 Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, 2005., 2005, pp. 637-640: IEEE.
- [57] F. Faure, "Suspension magnetique pour volant d'inertie," 2003.
- [58] C. Fahrni, A. Rufer, F. Bordry, and J. Burnet, "A novel 60 MW pulsed power system based on capacitive energy storage for particle accelerators," J EPE Journal, vol. 18, no. 4, pp. 5-13, 2008.
- [59] S. Nomura, H. Chikaraishi, and R. Shimada, "Design study on series compensated thyristor converters for large scale SMES," in 2013 15th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE), 2013, pp. 1-10: IEEE.
- [60] S. Messalti, S. Belkhiat, "Comparative study of resistive and inductive superconducting fault current limiters SFCL for power system transient stability improvement," J Journal of superconductivity novel magnetism vol. 26, no. 10, pp. 3009-3015, 2013.
- [61] E. Nielsen and M. Molinas, "Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES) in power systems with renewable energy sources," in 2010 IEEE International Symposium on Industrial Electronics, 2010, pp. 2487-2492: IEEE.
- [62] N. Koshizuka et al., "Progress of superconducting bearing technologies for flywheel energy storage systems," J Physica C: Superconductivity, vol. 386, pp. 444-450, 2003.
- [63] F. Pickard, Q. Shen, R. Hansing "Parking the power: Strategies and physical limitations for bulk energy storage in supply-demand matching on a grid whose input power is provided by intermittent sources," Renewable Sustainable Energy Reviews, vol. 13, no. 8, pp. 1934-1945, 2009.
- [64] H. Gualous, D. Bouquain, A. Berthon, and s. Kauffmann, "Experimental study of supercapacitor serial resistance and capacitance variations with temperature," J Journal of power sources, vol. 123, no. 1, pp. 86-93, 2003.
- [65] S. Succar and R. Williams, "Princeton Environmental Institute PRINCETON UNIVERSITY Energy Systems Analysis Group Compressed Air Energy Storage: Theory, Resources, And Applications For Wind Power Acknowledgments," J Princet. Environ. Inst. Rep, vol. 8, p. 81, 2008.

- [66] J. Kaldellis and E. Zafirakis, "Optimum energy storage techniques for the improvement of renewable energy sources-based electricity generation economic efficiency," *J Energy*, vol. 32, no. 12, pp. 2295-2305, 2007.
- [67] P. Denholm and T. Holloway, "Improved accounting of emissions from utility energy storage system operation," ed: ACS Publications, 2005.
- [68] G. Lacerda, B. Mageste, B. Santos, M. Da Silva, and S. Da Silva, "Separation of Cd and Ni from Ni-Cd batteries by an environmentally safe methodology employing aqueous two-phase systems," *J Journal of Power Sources*, vol. 193, no. 2, pp. 908-913, 2009.
- [69] P. Ruetschi, F. Meli, and S. Desilvestro, "Nickel-metal hydride batteries. The preferred batteries of the future?," *J Journal of Power Sources*, vol. 57, no. 1-2, pp. 85-91, 1995.
- [70] S. Tripathy and C. Juengst, "Sampled data automatic generation control with superconducting magnetic energy storage in power systems," *J IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 12, no. 2, pp. 187-192, 1997.
- [71] L. Chen, Y. Liu, A. Arsoy, P. Ribeiro, M. Steurer, and D. Iravani, "Detailed modeling of superconducting magnetic energy storage (SMES) system," *J IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 21, no. 2, pp. 699-710, 2006.
- [72] s. Feak, "Superconducting magnetic energy storage (SMES) utility application studies," *J IEEE transactions on power systems*, vol. 12, no. 3, pp. 1094-1102, 1997.
- [73] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, and J. Clarke, "Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation," *J Applied energy*, vol. 137, pp. 511-536, 2015.
- [74] H.-y. Jung, D.-J. Park, H.-R. Seo, M. Park, and I.-K. Yu, "Power quality enhancement of grid-connected wind power generation system by SMES," in *2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, 2009, pp. 1-6: IEEE.
- [75] M. Anower and M. Sheikh, "Stabilization of Power SyStem including wind farm by Pwm Voltage Source conVerter and choPPer controlled SmeS," *J Jurnal Teknologi*, vol. 53, no. 1, pp. 101-119.
- [76] J. Shi, Y. Tang, L. Ren, J. Li, and S. Chen, "Application of SMES in wind farm to improve voltage stability," *J Physica C: Superconductivity*, vol. 468, no. 15-20, pp. 2100-2103, 2008.
- [77] S. Kim, B. Kang, S. Bae, and J. Park, "Application of SMES and grid code compliance to wind/photovoltaic generation system," *J IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 23, no. 3, pp. 5000804-5000804, 2012.
- [78] X. Xue, K. Cheng, and D. Sutanto, "Power system applications of superconducting magnetic energy storage systems," in *Fourtieth IAS Annual Meeting. Conference Record of the 2005 Industry Applications Conference*, 2005., 2005, vol. 2, pp. 1524-1529: IEEE.
- [79] M. H. Ali, T. Murata, and S. Tamura, "Transient stability enhancement by fuzzy logic-controlled SMES considering coordination with optimal reclosing of circuit breakers," *J IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 2, pp. 631-640, 2008.
- [80] N. Harada *et al.*, "Development of a 400 kJ Nb3Sn superconducting magnet for an SMES system," *J Electrical engineering in Japan*, vol. 121, no. 3, pp. 44-52, 1997.
- [81] J. Rogers *et al.*, "30-MJ superconducting magnetic energy storage (SMES) unit for stabilizing an electric transmission system," *J IEEE Transactions on Magnetism*, vol. 15, no. 1, pp. 820-823, 1979.
- [82] W. Buckles and R. Hassenzahl, "Superconducting magnetic energy storage," *J IEEE Power Engineering Review*, vol. 20, no. 5, pp. 16-20, 2000.
- [83] M. H. Ali, B. Wu, and E. Dougal, "An overview of SMES applications in power and energy systems," *J IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 1, no. 1, pp. 38-47, 2010.
- [84] Assam, B., Sabir, M., Abdelghani, H. " Modeling and control of power system containing PV system and SMES using sliding mode and field control strategy". *Journal of New Materials for Electrochemical Systems*, Vol. 23, No. 3, pp. 190-197. <https://doi.org/10.14447/jnmes.v23i3.a0.2020>
- [85] I. Ngamroo, C. Taeratanachai, S. Dechanupaprittha, C. Mitani, and Management, "Enhancement of load frequency stabilization effect of superconducting magnetic energy storage by static synchronous series compensator based on H ∞ control," *J Energy Conversion Management*, vol. 48, no. 4, pp. 1302-1312, 2007.

-
- [86] A. Kim *et al.*, "A study on the operation analysis of the power conditioning system with real HTS SMES coil," *J Physica C: Superconductivity*, vol. 468, no. 15-20, pp. 2104-2110, 2008.
 - [87] A.-R. Kim *et al.*, "Design and manufacturing of a SMES model coil for real time digital simulator based power quality enhancement simulation," *J IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 20, no. 3, pp. 1339-1343, 2010.
 - [88] C. Ngamroo and Management, "Robust SMES controller design based on inverse additive perturbation for stabilization of interconnected power systems with wind farms," *J Energy Conversion Management*, vol. 51, no. 3, pp. 459-464, 2010.
 - [89] A.-R. Kim *et al.*, "Performance analysis of a toroid-type HTS SMES adopted for frequency stabilization," *J IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 21, no. 3, pp. 1367-1370, 2010.
 - [90] S. Farahani, "A new control strategy of SMES for mitigating subsynchronous oscillations," *J Physica C: Superconductivity* vol. 483, pp. 34-39, 2012.
 - [91] A.-R. Kim, G.-H. Kim, S. Heo, M. Park, I.-K. Yu, and H.-M. J. P. C. S. Kim, "SMES application for frequency control during islanded microgrid operation," *J Physica C: Superconductivity*, vol. 484, pp. 282-286, 2013.
 - [92] H. M. Hasanien, C. Abdelaziz, and Systems, "An adaptive-controlled superconducting magnetic energy storage unit for stabilizing a grid-connected wind generator," *J Electric Power Components Systems*, vol. 43, no. 8-10, pp. 1072-1079, 2015.
 - [93] M. V. Aware and s. Sutanto, "Improved controller for power conditioner using high-temperature superconducting magnetic energy storage (HTS-SMES)," *J IEEE transactions on applied superconductivity*, vol. 13, no. 1, pp. 38-47, 2003.
 - [94] K. Kang, T. Kim, B.-C. Sung, and S. Park, "A study on optimal sizing of superconducting magnetic energy storage in distribution power system," *J IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 22, no. 3, pp. 5701004-5701004, 2011.
 - [95] M. Hassenzahl, "Will superconducting magnetic energy storage be used on electric utility systems?," *J IEEE Transactions on Magnetics*, vol. 11, no. 2, pp. 482-488, 1975.
 - [96] Y. Kanamaru and m. Amemiya, "Numerical analysis of magnetic field in superconducting magnetic energy storage," *J IEEE Transactions on magnetics*, vol. 27, no. 5, pp. 3935-3938, 1991.
 - [97] A. Marquet, C. Levillain, A. Davriu, S. Laurent, and P. J. T. d. l. i. G. é. Jaud, "Stockage d'électricité dans les systèmes électriques," *J Techniques de l'ingénieur. Génie électrique*, vol. 8, no. D4030, pp. D4030. 1-D4030. 29, 1998.
 - [98] P. Tixador, "Stockage supraconducteur," presented at the Journée Electrotechnique du Club EEA Belfort, 17-18 mars 2010.
 - [99] P. Tixador, *Les Supraconducteurs*. Paris: Hermès: Ed. Techniques Ingénieur, 1995.
 - [100] P. Hall and E. Bain, "Energy-storage technologies and electricity generation," *J Energy policy*, vol. 36, no. 12, pp. 4352-4355, 2008.
 - [101] JSlotine and W. Li, *Applied nonlinear control* (no. 1). Prentice hall Englewood Cliffs, NJ, 1991.
 - [102] B. Assam, Messalti, S., Harrag, A, " New improved hybrid MPPT based on backstepping-sliding mode for PV system," *Journal Européen des Systèmes Automatisés*, vol. Vol. 52, No. 3, pp. 317-323, (2019).
 - [103] M. Benlarbi, Université de Batna, "Optimisation floue, Neuronale et neuro-floue d'un système de pompage photovoltaïque entraîné par différentes machines électriques: Machines à induction, machines synchrone à aimants permanents et machine à courant continu," vol. 2, 2001.
 - [104] T. RADJAI, "Commandes Avancées des Convertisseurs Utilisés dans les Systèmes Photovoltaïques," 2017.
 - [105] R. Andoulsi, "Etude d'une classe de systèmes photovoltaïques par une approche bond graph: modélisation, analyse et commande," Lille 1, 2001.
 - [106] M. Dang, "Elaboration de cellules solaires photovoltaïques à base de polymères conjugués: études des systèmes réticulables," Bordeaux 1, 2009.
 - [107] S. Shaheen, C. Brabec, N. Sariciftci, F. Padinger, T. Fromherz, and J. Hummelen, "2.5% efficient organic plastic solar cells," *J Applied Physics Letters*, vol. 78, no. 6, pp. 841-843, 2001.
 - [108] A. Green, "Silicon solar cells: At the crossroads. Progress in Photovoltaics: Research and applications," 2000.
-

- [109] R. Shirasawa and Applications, "Mass production technology for multicrystalline Si solar cells," J Progress in Photovoltaics: Research Applications, vol. 10, no. 2, pp. 107-118, 2002.
- [110] M. Veerachary, T. Senjyu, and A. Uezato, "Maximum power point tracking of coupled inductor interleaved boost converter supplied PV system," J IEE Proceedings-Electric Power Applications vol. 150, no. 1, pp. 71-80, 2003.
- [111] D. Choudhary, T. Saxena, and A. Engineering, "Dc-Dc buck-converter for mppt of pv system," J International Journal of Emerging Technology Advanced Engineering, vol. 4, no. 7, pp. 813-821, 2014.
- [112] 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.
- [113] I. BENDJAMAA, "Modélisation et commande d'un système de stockage photovoltaïque," 2012.
- [114] R. Amrouche, S. Bedjou, and S. Belaid, "Contrôle d'un système de pompage photovoltaïque," Université Abderrahmane Mira-Bejaia, 2016.
- [115] H. Abbes, H. Abid, K. Loukil, A. Toumi, and R. Abid, "Etude comparative de cinq algorithmes de commande MPPT pour un système photovoltaïque," J Revue des Energies Renouvelables, vol. 17, no. 3, pp. 435-445, 2014.
- [116] 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.
- [117] 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.
- [118] A. Harrag, R. Messalti "Variable step size modified P&O MPPT algorithm using GA-based hybrid offline/online PID controller," J Renewable Sustainable Energy Reviews, vol. 49, pp. 1247-1260, 2015.
- [119] A. Harrag, S. Messalti, Devices, and Fields, "PSO-based SMC variable step size P&O MPPT controller for PV systems under fast changing atmospheric conditions," J International Journal of Numerical Modelling: Electronic Networks, Devices, vol. 32, no. 5, p. e2603, 2019.
- [120] A. Loukriz, S. Messalti, and A. Harrag, "Design, simulation, and hardware implementation of novel optimum operating point tracker of PV system using adaptive step size," J The International Journal of Advanced Manufacturing Technology, vol. 101, no. 5-8, pp. 1671-1680, 2019.
- [121] A. Loukriz, M. Haddadi, and S. Messalti, "Simulation and experimental design of a new advanced variable step size Incremental Conductance MPPT algorithm for PV systems," J ISA transactions, vol. 62, pp. 30-38, 2016.
- [122] A. Reisi, M. Moradi, S Jamasb "Classification and comparison of maximum power point tracking techniques for photovoltaic system: A review," J Renewable sustainable energy reviews, vol. 19, pp. 433-443, 2013.
- [123] A. Harrag and S. Messalti, "Ic-based variable step size neuro-fuzzy mppt improving pv system performances," J Energy Procedia, vol. 157, pp. 362-374, 2019.
- [124] A. Harrag and S. Messalti, "Innovative Stateflow Models Assessment of P&O and IC PV MPPTs," in *International Conference in Artificial Intelligence in Renewable Energetic Systems*, 2018, pp. 369-375: Springer.
- [125] A. Harrag and S. Messalti, "New Combined Fuzzy-IC Variable Step Size MPPT Reducing Steady State Oscillations," in *International Conference in Artificial Intelligence in Renewable Energetic Systems*, 2018, pp. 376-383: Springer.
- [126] N. A. Kamarzaman, C. Tan "A comprehensive review of maximum power point tracking algorithms for photovoltaic systems," J Renewable Sustainable Energy Reviews, vol. 37, pp. 585-598, 2014.
- [127] T. Logeswaran and A. SenthilKumar, "A review of maximum power point tracking algorithms for photovoltaic systems under uniform and non-uniform irradiances," J Energy Procedia, vol. 54, pp. 228-235, 2014.
- [128] U. Yilmaz, A. Kircay, S. Borekci "PV system fuzzy logic MPPT method and PI control as a charge controller," J Renewable Sustainable Energy Reviews vol. 81, pp. 994-1001, 2018.

- [129] C. Larbes, S. Cheikh, T. Obeidi, and A. Zerguerras, "Genetic algorithms optimized fuzzy logic control for the maximum power point tracking in photovoltaic system," *J Renewable energy*, vol. 34, no. 10, pp. 2093-2100, 2009.
- [130] A. Harrag and S. Messalti, "Indirect hybrid fuzzy-P&O variable step size MPPT controller improving performances under fast changing atmospheric conditions," *J Revue des Energies Renouvelables*, vol. 21, no. 1, pp. 129-139, 2018.
- [131] D. Montoya, C. Ramos-Paja, and R. Giral, "Improved design of sliding-mode controllers based on the requirements of MPPT techniques," *J IEEE transactions on Power Electronics*, vol. 31, no. 1, pp. 235-247, 2015.
- [132] A. Martin and J. Vazquez, "MPPT algorithms comparison in PV systems: P&O, PI, neuro-fuzzy and backstepping controls," in *2015 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, 2015, pp. 2841-2847: IEEE.
- [133] K. Dahech, M. Allouche, T. Damak, and F. Tadeo, "Backstepping sliding mode control for maximum power point tracking of a photovoltaic system," *J Electric Power Systems Research*, vol. 143, pp. 182-188, 2017.
- [134] M. Cheikh, C. Larbes, G. Kebir, and A. Zerguerras, "Maximum power point tracking using a fuzzy logic control scheme," *J Revue des energies Renouvelables*, vol. 10, no. 3, pp. 387-395, 2007.
- [135] A. Harrag, S. Messalti, "Adaptive GA-based reconfiguration of photovoltaic array combating partial shading conditions," *J Neural Computing*, vol. 30, no. 4, pp. 1145-1170, 2018.
- [136] A. Harrag and S. Messalti, "GA-based solar cell parameters extraction Application to single, double and triple diode models," *J Revue des Energies Renouvelables*, vol. 18, no. 4, pp. 701-711, 2015.
- [137] N. Femia, D. Granozio, G. Petrone, G. Spagnuolo, M. Vitelli "Predictive & adaptive MPPT perturb and observe method," *J IEEE Transactions on Aerospace*, vol. 43, no. 3, pp. 934-950, 2007.
- [138] D. Sera, L. Mathe, T. Kerekes, S. Spataru, and R. Teodorescu, "On the perturb-and-observe and incremental conductance MPPT methods for PV systems," *J IEEE journal of photovoltaics*, vol. 3, no. 3, pp. 1070-1078, 2013.
- [139] J. Ahmed and Z. Salam, "An improved perturb and observe (P&O) maximum power point tracking (MPPT) algorithm for higher efficiency," *J Applied Energy*, vol. 150, pp. 97-108, 2015.
- [140] E. Bianconi et al., "Perturb and observe MPPT algorithm with a current controller based on the sliding mode," *J International Journal of Electrical Power Energy Systems*, vol. 44, no. 1, pp. 346-356, 2013.
- [141] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo, and M. Vitelli, "Perturb and observe MPPT technique robustness improved," in *2004 IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, 2004, vol. 2, pp. 845-850: IEEE.
- [142] I. V. Banu, R. Beniugă, and M. Istrate, "Comparative analysis of the perturb-and-observe and incremental conductance MPPT methods," in *2013 8th International Symposium on Advanced Topics in Electrical Engineering (ATEE)*, 2013, pp. 1-4: IEEE.
- [143] W. Dazhong and W. Xiaowei, "A photovoltaic MPPT fuzzy controlling algorithm [J]," *J Acta Energiæ Solaris Sinica*, vol. 6, 2011.
- [144] B. Bendib, F. Krim, H. Belmili, M. Almi, and S. Boulouma, "Advanced Fuzzy MPPT Controller for a stand-alone PV system," *J Energy Procedia*, vol. 50, pp. 383-392, 2014.
- [145] M. Algazar, H. El-Halim, M. Salem "Maximum power point tracking using fuzzy logic control," *J International Journal of Electrical Power Energy Systems* vol. 39, no. 1, pp. 21-28, 2012.
- [146] L. Rondeau, R. Ruelas, L. Levrat, M. Lamotte, and systems, "A defuzzification method respecting the fuzzification," *J Fuzzy sets systems*, vol. 86, no. 3, pp. 311-320, 1997.
- [147] D. Rao and S. Saraf, "Study of defuzzification methods of fuzzy logic controller for speed control of a DC motor," in *Proceedings of International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems for Industrial Growth*, 1996, vol. 2, pp. 782-787: IEEE.
- [148] S. Hajri, "Commande dynamique par mode glissant: application à la robustification des processus complexes," Lille 1, 1997.
- [149] A. Kechich and B. Mazari, "La commande par mode glissant: Application à la machine synchrone à aimants permanents (approche linéaire)," *J Afrique Science*, vol. 4, no. 1, pp. 21-37, 2008.

- [150] A. Hamzaoui, N. Essounbouli, and J. Zaytoon, e-STA, "Commande par mode glissant flou d'un système non linéaire incertain," 2003.
- [151] C. Chu and C. Chen, "Robust maximum power point tracking method for photovoltaic cells: A sliding mode control approach," *J Solar Energy*, vol. 83, no. 8, pp. 1370-1378, 2009.
- [152] Y. Levron, D. Shmilovitz, and S. Papers, "Maximum power point tracking employing sliding mode control," *J IEEE Transactions on Circuits Systems I: Regular Papers*, vol. 60, no. 3, pp. 724-732, 2013.
- [153] F. Eshbair, "Modélisation et commande d'un système multi-moteur par la technique de commande backstepping," Université du Québec à Trois-Rivières, 2005.
- [154] Z. Bellahcene, M. Bouhamida, M. Benghanem, and A. Laidani, "La Commande Intégrale Backstepping Appliquée à un Hélicoptère à quatre hélices," in *2nd International Conference on Maintenance, Management, Logistics and Electrical Engineering*, ENSET Oran, 2012, pp. 19-21.
- [155] J. Ziegler and N. Nichols, "Optimum settings for automatic controllers," *J trans. ASME*, vol. 64, no. 11, 1942.
- [156] Y. Guo and T. Yang, "A new type of computational verb gain-scheduling PID controller," in *2010 International Conference on Anti-Counterfeiting, Security and Identification*, 2010, pp. 235-238: IEEE.
- [157] I. El Emary, W. Emar, and M. Aqel, "The adaptive fuzzy designed PID controller using wavelet network," *J Comput. Sci. Inf. Syst*, vol. 6, no. 2, pp. 141-163, 2009.
- [158] B. Hu, G. K. Mann, and R. Gosine, "A systematic study of fuzzy PID controllers-function-based evaluation approach," *J IEEE transactions on fuzzy systems*, vol. 9, no. 5, pp. 699-712, 2001.