

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE ABOU – BEKR BELKAÏD - TLEMCCEN
FACULTE DES SCIENCES
DEPARTEMENT DE PHYSIQUE

UNITE DE RECHERCHE MATERIAUX
ET ENERGIE RENOUVELABLES (URMER)



THESE

Présentée pour obtenir le diplôme de
DOCTEUR EN PHYSIQUE
Spécialité : Energies Renouvelables

Par

M. Abdelfettah ZEGHOUDI

Sur le Thème

**Contribution à la commande d'un champ d'héliostats dédié au
récepteur d'une centrale thermo-solaire à tour**

Soutenue publiquement en _____, devant le jury composé de :

Président : **Mr BENYOUCEF Boumédiène**, Professeur, (Univ de Tlemcen)
Directeur de thèse : **Mr CHERMITTI Ali**, Professeur, (Univ de Tlemcen)
Examineurs: **Mr ALLALI Ahmed**, Professeur, (Univ d'Oran)
Mr TAHRI Ali, Maître de conférences A, (Univ d'Oran)
Mr CHABANE SARI Nasr-Eddine, Professeur (Univ de Tlemcen)

Remerciements

Je tiens à remercier en premier lieu et avant tout ALLAH le tout puissant, qui nous a donné la force et la patience d'accomplir notre travail dans les meilleures conditions.

Je tiens à adresser mes sincères remerciements à Monsieur Ali CHERMITI, professeur à l'Université Abou Bekr Belkaid, Tlemcen, pour son encadrement, sa disponibilité et son soutien tout au long de cette thèse.

Je remercie également Monsieur BENYOUCEF Boumediène, Professeur à l'université Abou Bekr Belkaid de Tlemcen, d'avoir accepté de présider le jury.

Je remercie vivement Monsieur CHABANE SARI Nasr-Eddine, Professeur à l'université Abou Bekr Belkaid de Tlemcen, Monsieur ALLALI Ahmed, Professeur à l'université d'Oran et Monsieur TAHRI Ali, Maître de conférences/A à l'université d'Oran, d'avoir accepté de faire partie du jury.

Pour finir, je tiens à remercier toutes les personnes qui, de près ou de loin et parfois même sans le savoir, ont contribué à la finalisation de ce travail.

Dédicaces

Je dédie ce travail

À mes chers parents.

À mes frères et sœurs.

*À mes collègues et amis de l'Unité de Recherche Matériaux et
Energies Renouvelables (URMER).*

À tous les enseignants de l'Université Abou-Bakr Belkaid de Tlemcen.

ZEGHOUDI Abdelfettah

Résumé

الملخص

الغرض من هذا العمل هو التحكم في الحقل العاكس لأشعة الشمس لمحطة الطاقة الشمسية ببرج من قبل أنظمة الذكاء الاصطناعي مثل الشبكات العصبية والمنطق الضبابي بهدف تقليل خطأ التتبع وزيادة أداء أنظمة التحكم.

وتتكون محطة الطاقة الشمسية ببرج من حقل هليوستات التي تعكس وترتكز أشعة الشمس، وهذا الأخير يحتوي على نظام تحكم فردي لتوجيه صحيح وعكس أشعة الشمس في أعلى البرج طوال اليوم. هذا الجزء هو الأكثر تكلفة والأكثر تعقيدا في محطة الطاقة الشمسية ببرج.

ولهذا قمنا أولا بإنشاء نموذج من الشبكة العصبية الذي يسمح لنا بمحاكاة مسارات الحقل الهليوستاتي، وبالتالي قمنا بتحسين أنظمة التحكم على محركات تشغيل الهليوستات (زاوية السمات والارتفاع) لتقليل خطأ تتبع.

تبين نتائج المحاكاة إمكانية استخدام الأنظمة الاصطناعية الذكية في التعريف والتحكم على هذا النوع من التركيبات.

الكلمات الجوهرية: الحقل العاكس لأشعة الشمس. محطة الطاقة الشمسية ببرج. الشبكات العصبية. المنطق الضبابي. خطأ التتبع. أنظمة التحكم. حقل هليوستات.

Résumé

Le but de ce travail est la commande du champ d'héliostats d'une centrale solaire thermodynamique à tour par des systèmes à intelligence artificielle tels que les réseaux de neurones et la logique floue. Le but recherché est de minimiser l'erreur de suivi de la trajectoire du rayonnement solaire et augmenter ainsi les performances du système de commande. Le champ d'héliostats concentre le rayonnement Solaire réfléchi sur le récepteur disposé en haut de la tour. Les Héliostats sont munis, chacun, d'un système d'orientation automatique leur permettant de poursuivre la trajectoire diurne du soleil de telle sorte qu'ils projettent correctement les rayons réfléchés sur le récepteur durant toute la journée. Cette partie est la plus chère et la plus complexe de la centrale solaire à tour.

Pour atteindre cet objectif nous avons d'abord construit un modèle par les réseaux de neurones qui permet de simuler les trajectoires du champ héliostatique, nous avons ensuite optimisé le système de commande des deux moteurs des héliostats (azimut et élévation) en vue de minimiser l'erreur de réflexion de l'image sur le récepteur.

Les résultats de simulation sont utilisés pour s'assurer de la fiabilité de l'utilisation des systèmes intelligents, les réseaux de neurones et la logique floue, pour identifier et contrôler ce type d'installation.

Mots clés : Champ d'héliostats, Centrale solaire thermodynamique à tour, Réseau de neurones, Logique floue, erreur de suivi, système de commande.

Abstract

The purpose of this work is the command of the solar field of a thermodynamic solar tower power by artificial intelligence systems such as neural networks and fuzzy logic to minimize tracking error and increase the performance of control system. Solar power tower consists of a field of heliostats that concentrate the sun's rays, they are a feature individual control system to orient properly and reflect the sun's rays on the receiver throughout the day. This part is the most expensive and most complex in a solar tower. For that, we first built a model by neural network to simulate trajectories of heliostat field, then we optimized the control system of the two motors of heliostats (azimuth and elevation) to minimize error tracking. Simulation results are used to ensure that the real possibility of using artificial intelligence systems to identify and control this type of installation.

Keywords: solar field, thermodynamic solar tower power, neural networks, fuzzy logic, tracking error, control system, field of heliostats.

Définitions

➤ Abréviations techniques et scientifiques

SRREN	Rapport Spécial sur les Ressources Energétiques Renouvelables (Special Report on Renewable Energy Sources)
Mtep	Méga tonne équivalent pétrole
Gtep	Giga tonne équivalent pétrole
CLFR	Compact Linear Fresnel Reflector
COSS	Capteurs Optiques Solaires Segmentés
MW_e	Méga Watt électrique
MW_{th}	Méga Watt thermique
HSGT	Hybrid Solar Gas Turbine
MTSA	Multi-Tower Solar Array
SEGS	Solar Electric Generating System
HTF	Heat Transfer Fluid
TAG	Turbine à Gaz
HRSG	Heat Recovery Steam Generators
TAV	Turbine à Vapeur
ESC	Energie Solaire Concentrée
CSP	Concentrating solar power
CRS	Central receiver system
LFC	Collecteur Linéaire de Fresnel (Linear Fresnel Collector)
HITRec	High Temperature air Receiver
HSGT	Hybrid Solar Gas Turbine
CC	Cycle combiné
SOLGATE	Solar hybrid gas turbine electric power system
A-E	Azimut - Elévation
S-A	Spinning-Altitude
PMC	Perceptron multicouche
ARP	Algorithme de rétro propagation
MSE	Erreur quadratique moyenne
MAPE	Erreur absolue moyenne en pourcentage
RN	réseau de neurones
SF	système flou
NARMA	Nonlinear Autoregressive-Moving Average
MRAC	Modèle de référence adaptative contrôle
LQG	Commande linéaire quadratique gaussienne
H_∞	Commande Hinfini
PID	Régulateur proportionnel intégral dérivé
CLOE	Algorithme (Closed Loop Output Error Adaptation Algorithm)
MCC	Motor à courant continu
DC	(courant continu) ou DC Direct current
Fuzz	Contrôleur flou
FLC	Fuzzy Logic Controller
NN	Neural Network

NC	Neural Controller
IAE	The Integral of Absolute Error
ITAE	The Integral of Time multiply Absolute Error
ISE	The Integral of Squared Error
ITSE	The Integral of Time Multiply Squared Error

➤ Institutions, laboratoires, entreprises et autres

AIE	Agence internationale de l'énergie
BP	British Petroleum
NASA	National Aeronautics and Space Administration
NEA	Nuclear Energy Agency
OECD:	Organisation for Economic Co-operation and Development
WNA	World Nuclear Association
EurObserv'ER	Consortium spécialisé dans le suivi du développement des énergies renouvelables dans l'Union européenne
Flabeg	Fabricant de verre et de miroirs hauts technologie
CNIM	Entreprise de Construction Navale et Industrielle de la Méditerranée
ANU	Université Nationale Australienne
eSolar	Société privée qui développe la technologie des centrales solaire à concentration
NEAL	Société <i>New Energy Algeria</i>
SPP1	Entreprise Solar Power Plant One
SIJ	Solar Institut Jülich Allemagne
AIE	Agence internationale de l'énergie
DLR	Centre aérospatial allemand
UE	Union européenne
EDF	Premier producteur et fournisseur d'électricité en France
INERIS	Institut National de l'Environnement industriel et des risques
US DOE	United States Department of Energy
MENA	Middle East and North Africa (Région Moyen-Orient et Afrique du Nord)
DLR	Institut aéronautique allemand (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt)
CIEMAT	Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas
PSA	Plataforma Solar de Almería
CSIRO	Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation)

Liste des figures

Figure I.1 : Origine de l'énergie primaire dans le monde en 2008 (à gauche) et répartition des énergies renouvelables (à droite).....6

Figure I.2 : Prévisions de la production en pétrole (en millions de barils par jours).....7

Figure I.3 : Prévisions de production de charbon.....7

Figure I.4 : Prévisions de la production en uranium (en kt).....8

Figure I.5 : la production mondiale d'électricité basée sur les énergies renouvelable.....9

Figure I.6 : Principales technologies de concentrateurs solaires.....11

Figure I.7 : Principe de fonctionnement d'une centrale à capteur cylindro-paraboliques à huile (400 °C) avec stockage à sel fondu et cycle de Rankine (Source : Flabeg).....13

Figure I.8 : Concentrateurs de Fresnel.....15

Figure I.9 : Les SG3 et SG4 de l'université nationale Australienne sont les deux plus gros concentrateurs paraboliques au monde. Un des seuls systèmes "Dish" où la chaîne de conversion solaire-électricité ne se trouve pas en intégralité au foyer de la parabole.....16

Figure I.10 : Principe de fonctionnement de la centrale Thémis - Odeillo (1983-1986).....18

Figure I.11 : Centrales modulaires à tour - eSolar et Aora.....19

Figure I.12 : Fours solaires au Laboratoire CNRS-Promes à Odeillo-Font Romeu.....20

Figure I.13 : Schéma de principe d'une centrale solaire cylindro-parabolique hybride (type SEGS).....22

Figure I.14 : Localisation de Hassi R'mel.....22

Figure I.15 : Une partie du champ solaire SPPI, Les pièces d'un assemblage de collecteur Solaire.....24

Figure I.16 : Centrale thermo solaire de Hassi R'mel.....24

Figure I.17 : Schéma de fonctionnement de la central hybride solaire/ gaz.....25

Figure I.18 : Centrale hybride de Hassi R'mel.....26

Figure I.19 : (a) la centrale solaire à tour de Julich. (b). Schéma de principe de la centrale solaire à tour de Jülich.....27

Figure I.20 : Maquette de central solaire à tour.....28

Figure II.1 : Les trois principaux sous-systèmes d'une centrale solaire à tour.....37

Figure II.2 : Exemples de centrales CRS en exploitation, en cours ou à la planification.....38

Figure II.3 : Les projets de recherche de pointe38

Figure II.4 : Centrale THEMIS de Targassonne.....39

Figure II.5 : Centrale Solaire à tour Gemasolar (Espagne).....	39
Figure II.6 : Héliostat de la centrale THEMIS.....	40
Figure II.7 : Exemples de tours de centrales solaires.....	41
Figure II.8 : Quelques exemples de champs multi tours.....	42
Figure II.9 : Effet de la radiation solaire sur un matériau.....	42
Figure II.10 : Effet de la radiation solaire sous différents angles.....	44
Figure II.11 : Schéma de principe d'une centrale à tour à caloporteur sels fondus.....	46
Figure II.12 : Schéma de principe d'une centrale à tour à caloporteur eau vapeur.....	49
Figure II.13 : Schéma de principe du couplage LFC et tour solaire	51
Figure II.14 : Schéma de principe d'une centrale à tour à caloporteur air atmosphérique.....	52
Figure II.15 : Schéma de principe du récepteur HiTRec (High Temperature air Receiver) expérimenté à la centrale solaire expérimentale de Jülich.....	52
Figure II.16 : Schéma de principe d'une centrale à tour à caloporteur air pressurisé couplé à une TAG (HSGT).....	53
Figure II.17 : Le récepteur du projet Solhyco avec son hublot (à gauche) et sa cavité (à droite).....	55
Figure II.18 : L'effet de cosinus pour deux héliostats dans des directions opposées de la tour.....	57
Figure II.19 : Les pertes d'Ombre et de blocage de flux solaire.....	58
Figure II.20 : Modèle d'héliostat décalée radiale développé par l'Université de Houston.....	58
Figure II.21 : Transmission atmosphérique pour une journée claire et une atmosphère brumeuse.....	60
Figure II.22 : Flux radiatif sur un récepteur solaire.....	61
Figure II.23 : Schéma des différentes pertes.....	61
Figure II.24 : Evolution des puissances installées pour la concentration solaire.....	66
Figure II.25 : Puissance crête installée dans le monde depuis 1996.....	66
Figure III.1 : L'efficacité du champ à différent temps.	75
Figure III.2 : L'efficacité moyenne du champ de date différente.....	75
Figure III.3 : L'efficacité de champ moyen annuel de différentes hauteurs de récepteur....	76
Figure III.4 : L'efficacité annuelle de champ à différent erreur de suivi.....	76
Figure III.5 : Concept de base avec le positionnement de l'héliostat.....	77
Figure III.6 : Constitution d'un Héliostat conventionnel.....	78

Figure III.7 : Répartition du prix.....	78
Figure III.8 : Système attaché au cadre de référence terre-surface.....	79
Figure III.9 : Définition des angles d'élévation α et d'azimut γ (resp. h et a sur la figure)..	80
Figure III.10 : Vue de dessus d'un héliostat à deux instants (t_1 et t_2) au cours de la matinée.....	81
Figure III.11 : Principe du système de conduite.....	82
Figure III.12 : Construction de la normale de l'héliostat.....	82
Figure III.13 : Les coordonnées d'un système héliostat tour d'une centrale solaire à tour....	83
Figure III.14 : Représentation d'un neurone formel.....	84
Figure III.15 : Réseau complètement connecté.....	86
Figure III.16 : Exemple d'un réseau multicouche de type perceptron (3 entrées, 3 sorties).	87
Figure III.17 : Erreur moyenne sur la base d'apprentissage en fonction du nombre d'itérations.....	88
Figure III.18 : Description schématique de la base d'apprentissage.....	89
Figure III.19 L'organigramme de la procédure.....	91
Figure III.20 : Schéma bloc complet de notre système.....	91
Figure III.21 : Placement des miroirs (en m) en fonction de la hauteur de la tour (50 m à gauche, 100m à droite).....	92
Figure III.22 : Angle de suivi d'élévation Pour $d=100$	94
Figure III.23 : Angle de suivi d'élévation Pour $d=168.09$	94
Figure III.24 : Angle de suivi d'élévation Pour $d=362$	94
Figure III.25 : Angle de suivi d'azimut Pour $d=100$. 0°	95
Figure III.26 : Angle de suivi d'azimut $d=100$ et angle de -45	95
Figure III.27 : Angle de suivi d'azimut $d=100$ et angle de -45	95
Figure III.28 : Construire le prévisionniste des mouvements des héliostats.....	96
Figure III.29 : Modèle d'estimation d'azimut et d'élévation par réseau de neurones.....	98
Figure III.30 : Le meilleur rendement de validation est $2.221e-07$ à itération 31.....	99
Figure III.31 : Le meilleur rendement de validation est $4.4023e-08$ à l'itération 55.....	99
Figure III.32 : Comparaison entre l'élévation de l'héliostat de la modélisation et estimé par le réseau neuronal.....	100
Figure III.33 : Résultats d'élévation estimée montrés en détail.....	100
Figure III.34 : Erreur d'élévation estimée par réseau de neurone.....	100

Figure III.35 : Comparaison entre l'azimut de l'héliostat de la modélisation et estimé par le réseau neuronal.....	101
Figure III.36 : Résultats d'azimut montrés en détail.....	101
Figure III.37 : Erreur d'azimut estimé par réseau de neurones.....	101
Figure IV.1 : Configuration générale d'un contrôleur flou.....	109
Figure IV.2 : Univers du discours partitionné par les termes linguistique définis dans le tableau IV.1.	110
Figure IV.3 : Désignations standard et fonctions d'appartenance.....	111
Figure IV.4 : Schéma de principe d'identification par réseau de neurones.....	115
Figure IV.5 : Structure d'identification du système.....	116
Figure IV.6 : Structure de modèle de réseau de neurones.....	117
Figure IV.7 : Le bloc de commande prédictive.....	117
Figure IV.8 : Schéma de principe de la commande Narma-L2.	118
Figure IV.9 : Schéma bloc de Modèle de contrôle de référence.....	120
Figure IV.10 : Schéma bloc de Modèle de contrôle de référence.....	120
Figure IV.11 : Schéma de principe de la commande adaptative par modèle de Référence.....	122
Figure IV.12 : Schéma de principe d'un auto-régulateur.....	123
Figure IV.13 : Concept de base de l'héliostat.....	125
Figure IV.14 : Boucle de régulation de la position.....	126
Figure IV.15 : Schéma d'un moteur à courant continu.....	127
Figure IV.16 : modèle de moteur à courant continu à excitation séparée.....	127
Figure IV.17 : Schéma bloc du moteur à courant continu à excitation séparée.....	129
Figure IV.18 : Les mouvements de l'héliostat (azimut et élévation) jours 01.....	130
Figure IV.19 : Les mouvements de l'héliostat (azimut et élévation) jours 173.....	130
Figure IV.20 : Les mouvements de l'héliostat de 09 :00 à 10 :00 (azimut et élévation) jours 01.....	130
Figure IV.21 : Les mouvements de l'héliostat de 09 :00 à 10 :00 (azimut et élévation) jours173.....	131
Figure IV.22 : Discrétisation des références.....	132
Figure IV.23 : Fonctions d'appartenances de l'erreur.....	134
Figure IV.24 : Fonctions d'appartenances de la dérivée de l'erreur.....	134

Figure IV.25 : Illustration de la variable de sortie et fonctions d'appartenances associées de contrôleur flou 1.....	135
Figure IV.26 : Système à boucle fermée avec contrôleur flou 1.....	135
Figure IV.27 : Réponse du système avec le contrôleur flou 1.....	136
Figure IV.28 : Sortie du contrôleur flou 1.....	136
Figure IV.29 : Fonctions d'appartenances de l'entrée (erreur).....	137
Figure IV.30 : Illustration de la variable de sortie et fonctions d'appartenances associées de contrôleur flou 2.....	137
Figure IV.31 : Système à boucle fermée avec le contrôleur flou 2.....	138
Figure IV.32 : Réponse de système avec le contrôleur flou 2.....	138
Figure IV.33 : Sortie de contrôleur flou 2.....	138
Figure IV.34 : Comparaison entre les régulateurs PID, FUZZY1 et FUZZY2.....	139
Figure IV.35 : Comparaison entre PID, flou 1 et 2 à différents stades.....	139
Figure IV.36 : Contrôleur neuronal Narma-L2 dans Simulink.....	140
Figure IV.37 : Structure interne de Contrôleur Neuronal NARMA L2.....	140
Figure IV.38 : Identification des données d'entrée du système.....	141
Figure IV.39 : Comportement de performance du processus d'identification de Processus.....	142
Figure IV.40 : Données d'entraînement pour NN Narma L2.....	143
Figure IV.41 : Données de test pour NN Narma L2.....	143
Figure IV.42 : Données de validation pour NN Narma L2.....	143
Figure IV.43 : Système à boucle fermée avec le contrôleur Neuronal NARMA L2.....	144
Figure IV.44 : Comparaison entre les trois régulateurs NC, FLC1 et FLC2.....	144
Figure IV.45 : Erreurs de trois contrôleurs.....	145
Figure IV.46 : Comparaison entre les régulateurs NC, FLC1 et FLC2 avec une consigne variable.....	145
Figure IV.47 : Le Schéma bloc F-PI pour les deux axes azimut et d'élévation.....	148
Figure IV.48 : Le Schéma bloc pour le contrôleur PI avec des paramètres adaptatifs.....	148
Figure IV.49 : Fonctions d'appartenances pour les variables d'entrées.....	149
Figure IV.50 : Fonctions d'appartenances pour les variables des sorties.....	150
Figure IV.51 : Simulation de la commande avec les quatre régulateurs PI, F-PI, FLC1 et FLC2.....	151
Figure IV.52 : Erreurs de quatre contrôleurs.....	151

Figure IV.53 : Comparaison entre les régulateurs PI, F-PI, FLC1 et FLC2 avec une consigne variable.....**152**

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Potentiel terrestre en énergie primaire des différentes ressources renouvelables.....	10
Tableau I.2 : Valeurs des températures extrêmes enregistrées dans la région de Hassi R'mel.....	23
Tableau I.3 : Les futures centrales hybrides programmées en Algérie.....	27
Tableau II.1 : Nomenclature des grandeurs physiques associées à la concentration solaire à tour.....	43
Tableau II.2 : Absorptivité et émissivité de certains matériaux.....	45
Tableau II.3 : Principales caractéristiques des sels fondus binaires (60 % de NaNO ₃ et 40 % de KNO ₃).....	47
Tableau II.4 : Principales caractéristiques de Gemasolar.....	48
Tableau II.5 : Caractéristiques de la centrale PS 10.....	50
Tableau II.6 : Liste des centrales à tour actuelles.....	63
Tableau II.7 : Liste des centrales à tour en construction ou en projet.....	64
Tableau III.1 : MAE et MAPE d'azimut et d'élévation.....	102
Tableau IV.1 : Exemple de variable linguistique.....	110
Tableau IV.2 : Vitesse et nombre d'impulsion de l'héliostat de 09 :00 à 10 :00 jour 1... 131	131
Tableau IV.3 : Vitesse et nombre d'impulsion de l'héliostat de 09 :00 à 10 :00 jour 173. 131	131
Tableau IV.4 : Les variables linguistiques de l'erreur..... 133	133
Tableau IV.5 : Les variables linguistiques de la dérivée de l'erreur..... 134	134
Tableau IV.6 : Les variables linguistiques de la sortie de contrôleur flou 1..... 134	134
Tableau IV.7 : Table de règles à trois fonctions d'appartenance..... 136	136
Tableau IV.8 : Indices de performance de régulateur flou et neuronal..... 146	146
Tableau IV.9 : Comparaison des paramètres de réponse (FLC1, FLC2, NARM) pour une consigne constante..... 147	147
Tableau IV.10 : Table de règles pour l'ajustement de paramètre Kp..... 150	150
Tableau IV.11 : Table de règles pour l'ajustement de paramètre Ki..... 150	150
Tableau IV.12 : Comparaison des paramètres de réponse (PI, FLC1, FLC2, F-PI) pour une consigne constante..... 152	152
Tableau IV.13 : Indices de performance de régulateur classique flou F-PI..... 153	153

SOMMAIRE

REMERCIEMENTS	II
DEDICACE	III
RESUME	IV
DEFINITIONS	V
LISTE DES FIGURES ET TABLEAUX	XII
SOMMAIRE	XIII

Table des matières

INTRODUCTION GENERALE	01
-----------------------------	----

CHAPITRE I

1. Introduction	5
2. Le mix énergétique mondial	5
3. Les systèmes concentrateurs de rayonnement	10
3.1 Concentrateurs linéaires	12
3.1.1 Capteurs cylindro-paraboliques	12
3.1.2 Capteurs linéaires de Fresnel	13
3.1.3 Concentrateurs fixes à foyer mobiles	15
3.2 Concentrateurs ponctuels	15
3.3 Centrales à tour [15]	17
3.4 Centrales multi-tours	18
3.5 Fours solaires	19
4. Projet en Algérie	20
4.1 La centrale ISCC de Hassi R'mel	21
4.1.1 Configuration hybride de base	21
4.1.2 Caractéristiques du site d'implantation [31]	22
4.1.3 Description technique de la centrale ISCC de Hassi R'mel[32]	23
4.1.4 Principe fonctionnement de la centrale ISCC de HASSI R'MEL [33]	25
Le cycle combine [31]	26

4.2	Tour Solaire Thermique [35].....	27
4.2.1	Le planning temporel retenu	28
4.2.2	Caractéristiques techniques de la Centrale Solaire	29
5.	Conclusion.....	29

CHAPITRE II

1.	Introduction	34
2.	Historique	36
3.	Fonctionnement des centrales solaires à tour(s).....	37
3.1	Les héliostats	39
3.1.1	La disposition des héliostats sur le terrain	40
3.2	Le récepteur solaire	41
3.2.1	Choix du récepteur solaire [27].....	42
3.3	Le système de conversion de puissance	45
3.3.1	Sels fondus	46
3.3.2	Eau-vapeur	49
3.3.3	Air à pression atmosphérique.....	51
3.3.4	Air pressurisé et TAG	53
4.	Les pertes des centrale solaire à tour	56
4.1	Les pertes sur le terrain.....	56
4.1.1	Perte cosinus.....	56
4.1.2	Perte de blocage et d'ombrage	57
4.1.3	Transmission atmosphérique.....	59
4.1.4	Facteur de remplissage d'héliostat	60
4.2	Pertes au niveau du récepteur [27]	60
5.	Liste des centrales solaires à tour(s).....	62
6.	Évolution de la production solaire.....	64
7.	Conclusion.....	67

CHAPITRE III

1.	Introduction	74
2.	Influences des paramètres sur le processus de transmission solaire.....	74
2.1	Heure et date	74
2.2	Hauteur du récepteur.....	75
2.3	Erreur de suivi de l'héliostat	76

3.	La disposition de l'héliostat (notion de base).....	77
3.1	Suivi et système de control	78
4.	Position du Soleil.....	79
5.	Position de l'héliostat	81
5.1	Description du calcul de position	82
5.2	Mise en équation de la normale	82
6.	Mise en œuvre d'une méthode neuronale.....	84
6.1	Principe de la méthode neuronale.....	84
6.2	Architectures de réseau.....	85
6.3	Perceptron multicouche	86
6.4	Principe de l'apprentissage.....	87
6.5	Types d'apprentissage	88
6.6	Différents types de réseaux de neurones	89
6.7	La mise en œuvre des réseaux de neurones multicouches.....	89
6.7.1	Les entrées pertinentes	89
6.7.2	Nombre de couches cachées.....	90
6.7.3	Nombre de neurones cachés	90
6.7.4	L'apprentissage des perceptrons multicouches	90
6.7.5	L'algorithme de rétro-propagation	90
6.8	Avantages et Inconvénients des réseaux de neurones.....	91
7.	Simulation sous Matlab	91
8.	Estimation par réseau de neurones :	96
8.1	Le réseau de neurones	96
8.2	Construire le modèle et la prévision :	96
8.3	Algorithme d'apprentissage.....	96
8.4	Sélection de réseau neuronal :	97
8.5	Sélection de paramètres de formation.....	98
9.	Résultats.....	98
9.1	Nombre de neurones cachés et itérations.....	98
9.2	Erreur quadratique moyenne.....	99
10.	Conclusion.....	102

CHAPITRE IV

1.	Introduction	107
2.	Problème de régulation de la vitesse	107
3.	Systèmes de commande.....	108

3.1	Commande floue :	108
3.1.1	Fuzzification :	109
3.1.2	Règles floues :	111
3.1.3	Inférences floues :	112
3.1.4	Défuzzification :	113
3.2	Commande par réseau de neurones	114
3.2.1	Le contrôleur prédictif de RN	116
3.2.2	Commande Narma-L2 (linéarisations).....	118
3.2.3	Modèle de contrôle de référence	120
3.3	Commande adaptative	121
4	Le régulateur de position	124
4.1	Description du système.....	124
4.1.1	Le moteur à courant continu.....	126
4.1.2	Les trajectoires d'un héliostat dans une centrale solaire à tour.....	129
5	Résultats et discussion	132
5.1	Application de la Logique Floue	132
5.1.1	Les entrées et les sorties du régulateurs	133
5.1.2	Les ensembles flous entrée-sortie du régulateur	133
5.1.3	Régulateur flou FLC1.....	133
	Fonctions d'appartenances	133
5.1.4	Régulateur flou FLC2.....	136
5.2	Le contrôleur neuronal.....	140
5.2.1	Simulation et résultat.....	144
5.3	Contrôleur adaptatif.....	147
5.3.1	Résultats	150
6	Conclusion	153
	Conclusion générale.....	158

Introduction générale

Le monde connaît depuis plus d'un siècle un important développement économique. Le développement industriel, l'augmentation du parc automobile et la multiplication des équipements domestiques ont provoqué une croissance importante de la demande énergétique. Malheureusement, cette croissance de la demande a été majoritairement couverte par des sources d'énergies fossiles. Les ressources fossiles s'épuisent et sont responsables de fortes émissions de gaz à effet de serre. Dans la récente et progressive redistribution économique mondiale, les pays émergents dévorent à plus grande vitesse les ressources primaires carbonées par rapport aux pays développés. Le défi consiste donc à assurer cette demande sans pour autant augmenter dramatiquement des émissions de gaz à effet de serre au niveau mondial. Suite aux deux chocs pétroliers de 1973 et de 1979, la filière solaire thermodynamique a connu un essor important dans les années 70. De nombreuses plateformes expérimentales ont vu le jour au début des années 80 comme par exemple aux Etats-Unis (Barstow), en Espagne (Plateforme Solaire d'Almeria PSA) et en France (centrale solaire THEMIS, Targassonne). Aujourd'hui de nombreuses ressources renouvelables sont exploitées : vent, marées, solaire, géothermie, hydraulique, biomasse ; l'énergie solaire est une source d'énergie propre et inépuisable. Actuellement les technologies de concentration solaire sont celles qui présentent le plus de possibilités pour une exploitation commerciale. Les deux technologies de concentration solaire suscitant le plus d'intérêt pour la production d'électricité sont: les technologies de centrales cylindro-paraboliques et les technologies de centrales à tour. Durant les années 80, des centrales cylindro-paraboliques commerciales, appelées SEGS (Solar Electricity Generating System), ont été construites dans le désert de Mojave (Californie). Elles sont toujours exploitées aujourd'hui. Au début des années 90, la chute du prix des énergies fossiles et, dans une moindre mesure, l'arrivée de l'énergie nucléaire dans le marché ont freiné le développement des technologies solaires thermodynamiques. Après une quinzaine d'années sans réel projet de construction, la filière solaire thermodynamique réapparaît au début des années 2000 et devient une alternative de plus en plus envisagée pour la production d'électricité dans les pays possédant un fort ensoleillement direct et une ressource solaire annuelle élevée. Les technologies solaires thermodynamiques présentent un avantage majeur par rapport au photovoltaïque : elles permettent de prolonger la production d'électricité au-delà de la période d'irradiation solaire, moyennant un investissement additionnel, en stockant le fluide caloporteur dans des réservoirs pour pouvoir en extraire la chaleur plusieurs heures après le coucher du Soleil, La technologie la plus mature est actuellement la technologie

cylindro-parabolique. Cette filière est basée sur des miroirs pour concentrer le rayonnement sur des tubes. Le liquide caloporteur (huile ou sels fondus), à l'intérieur, est ainsi porté à haute température. Envoyé dans une chaudière ce liquide caloporteur vaporise de l'eau. La vapeur fait tourner des turbines qui entraînent des alternateurs produisant de l'électricité. Les centrales à tour sont constituées, entre autres, d'un champ d'héliostats qui concentrent les rayons du soleil vers un foyer fixe, situé en haut de la tour. Les héliostats sont des miroirs réfléchissants qui se meuvent, grâce à deux moteurs, selon une poursuite du soleil bi-axiale : azimut et élévation. Jusqu'à présent hormis dans des cas exceptionnels, ces systèmes sont alimentés par un réseau électrique tentaculaire long de quelques kilomètres à travers des tranchées d'égales ampleurs.

Le manuscrit se décompose en quatre chapitres. Le premier chapitre traite de la place de la concentration solaire dans le mix énergétique mondial primaire et secondaire. Les parts des énergies renouvelables respectives sont comparées et leur potentiel évalué. Les technologies des systèmes concentrateurs de rayonnement sont détaillées et les différentes technologies (cylindro-parabolique, Dish-Stirling, centrale à tour, Fresnel, ...) sont décrites dans ce chapitre, qui se termine par quelques informations sur les projets des centrales thermo-solaires en Algérie telle que la centrale ISCC de Hassi R'mel et la centrale solaire à tour de Bougezoul dans la wilaya de Médéa.

Dans le second chapitre le principe de fonctionnement est explicité, de la réflexion des rayons solaires à la production d'électricité par les différents niveaux de transferts. Les quatre technologies de système de conversion de puissance d'une centrale à tour sont décrites, puis nous présentons les différentes pertes d'énergie associées spécifiquement avec le champ d'héliostat et le récepteur solaire. Un arrêt sur l'état actuel des projets de construction, au moment de la rédaction, est effectué bien qu'il devienne rapidement obsolète tant l'engouement pour cette technologie est fort, pour finaliser la description des centrales solaires à tours.

Le positionnement des héliostats est décrit dans le chapitre III. En mission de poursuite automatique du soleil, chaque héliostat calcule à tout instant la position du miroir pour diriger le rayonnement réfléchi vers le récepteur solaire au sommet de la tour. Dans ce chapitre, une nouvelle méthode de modélisation et d'estimation d'alignement de champ d'héliostats est développée ; elle est basée sur la combinaison de deux systèmes de contrôle (le système en boucle ouverte et le système en boucle fermée) en utilisant une approche d'intelligence

artificielle (réseaux de neurones). Les mouvements de rotation des moteurs sont simulés pas-à-pas sur plusieurs héliostats dans le cas général.

Le chapitre IV détaille l'emploi des réseaux de neurones, de la logique floue et les méthodes adaptatives pour la commande, après une brève présentation des problèmes de régulation de la vitesse. La deuxième partie du chapitre IV est consacrée à la description du système de régulation de la position des héliostats et la dernière partie montre les résultats de simulation. Une étude comparative entre les méthodes de commande avec les réseaux de neurones et avec la logique floue est effectuée en utilisant deux configurations différentes. La méthode de la logique floue est appliquée au régulateur de position pour ajuster les coefficients (intégral et proportionnel) du régulateur classique PI à chaque instant de la commande. Cette méthode permet d'obtenir un système de commande auto ajustable.

CHAPITRE I

RESSOURCES ET

CONSOMMATION

ENERGETIQUE

1. Introduction

Les technologies solaires thermodynamiques présentent un avantage majeur par rapport au photovoltaïque ; elles permettent de prolonger la production d'électricité au-delà de la période d'irradiation solaire, Selon les scénarios prospectifs établis sous l'égide de l'Agence internationale de l'énergie (AIE). Le solaire thermodynamique à concentration est appelé à jouer un rôle significatif dans la production électrique mondiale à l'horizon 2050 ; dans son rapport de 2014, l'AIE prévoit que le solaire thermodynamique à concentration (toutes filières confondues) représentera 11 % de la production d'électricité en 2050. Soit 4 350 TWh avec une capacité installée de près de 1000 GW. Dont 229 GW aux États-Unis, 204 GW au Moyen-Orient, 186 GW en Inde, 147 GW en Afrique et 118 GW en Chine ; 53 GW seraient exportés de l'Afrique du Nord vers l'Europe. La filière du solaire concentré a fait naître un regain d'intérêt autour de la Méditerranée depuis quelques années, Cette tendance est dopée par une décroissance annoncée des ressources fossiles et la croissance économique des pays en voie de développement qui entrent sur le marché des matières premières. Les profils énergétiques vont donc être modifiés et réorientés vers d'autres ressources. Ce chapitre commence par une description du contexte mondial sur l'utilisation actuelle des ressources énergétiques. Les technologies des systèmes concentrateurs de rayonnement sont détaillées et les différentes technologies (cylindro-parabolique, Dish-Stirling, centrale à tour, Fresnel, ...) sont décrites dans ce chapitre et notamment le principe de fonctionnement des centrales à tour. Dans la dernière section, nous présentons les projets des centrale thermo-solaire en Algérie tel que La centrale ISCC de Hassi R'mel et la centrale solaire à tour de Boughezoul dans la wilaya de Médéa.

2. Le mix énergétique mondial

L'énergie primaire constitue l'ensemble des ressources naturelles (charbon, pétrole, uranium, gaz,...) avant toute transformation en énergie secondaire (fuel, électricité...) utilisable par un consommateur. L'énergie primaire mondialement utilisée en 2008 s'élevait à 492 EJ soit 11,7 Gtep selon le SRREN (Rapport Spécial sur les Ressources Énergétiques Renouvelables [1]). Selon son rapport, En 2008 d'après le rapport annuel de BP, exploitant pétrolier, les réserves prouvées exploitables en pétrole (techniquement et financièrement) s'élevaient à $1,526 \cdot 10^{12}$ de barils soit 206 Gtep. Sont compris dans ces estimations, le pétrole brut, les condensats de gaz naturel, les gaz naturels liquides et gaz de schistes. Le pétrole représente aujourd'hui 31 % des ressources primaires. La consommation mondiale s'élevait à 91,3 millions de barils par jour [2]. Bien que

cela ne soit pas réaliste, si l'on considère un maintien de cette consommation au même rythme jusqu'au dernier baril, les réserves de pétrole seraient épuisées en 42 ans sans découverte nouvelle.

En 2013, les ressources fossiles représentent une extrême majorité, soit quelques 78.3 % des ressources primaires utilisées dans le monde [1], telles que le gaz, le pétrole, le charbon et l'uranium. Ainsi, le mix énergétique mondial, s'appuie avant tout sur des énergies fossiles dont les réserves s'épuiseront dans les décennies à venir. Sur les 19.1 % d'énergie primaire mondiale d'origine renouvelable, 09 % proviennent de la biomasse (47 % des énergies renouvelables) et seulement 06 % proviennent du vent, du Soleil et de l'eau. Le déséquilibre entre la disponibilité et l'usage des ressources fossiles est très profond (cf. Fig. I.1).

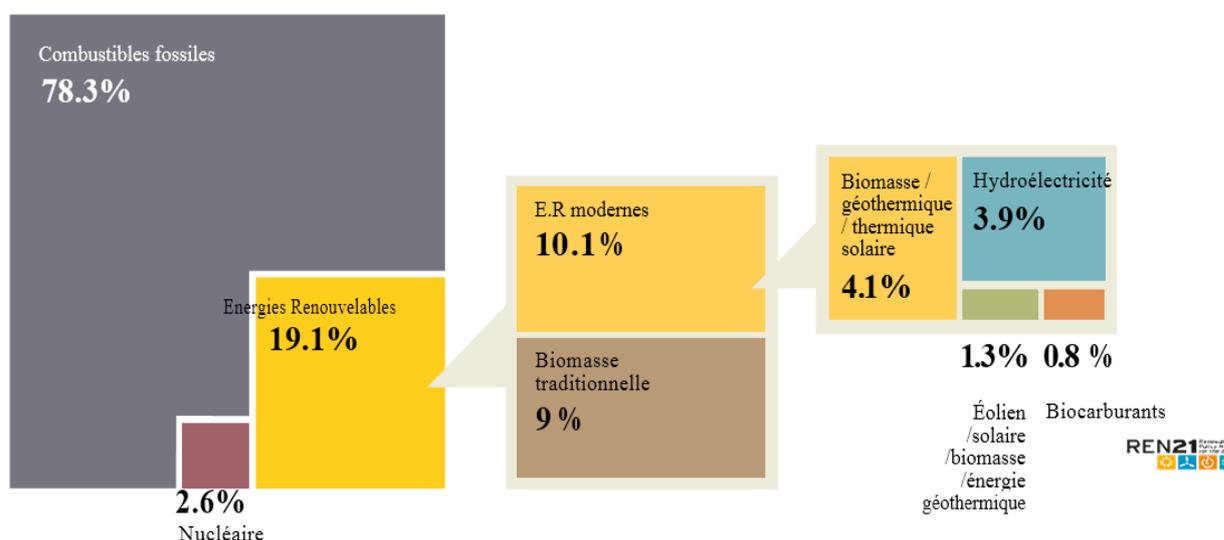


Figure I.1 : Origine de la consommation énergétique dans le monde en 2013 (à gauche) et répartition des énergies renouvelables (à droite) [3].

Le pic pétrolier, qui correspond à l'instant où la production atteint son maximum est prévue au plus tard en 2013 en suivant une croissance annuelle de 1,4 %. La figure I.2 correspond à un scénario standard (plutôt optimiste) qui prend en compte une production annuelle minimale des puits géants (supérieurs à 500 millions de barils), une exploitation des ressources en gaz naturel liquide de 12 millions de barils par jour, les sables bitumeux du Canada et du Venezuela, la découverte de nouveaux puits, l'exploitation des puits en eau profonde et un déclin des autres petits puits de 3 % par an. Les travaux de cette thèse montrent que le pic pétrolier aurait lieu dans la décennie 2010-2020 [4]. Quant au charbon qui représentait 28,4 % des énergies primaires utilisées en 2008, les réserves prouvées étaient de 860 938 millions de tonnes selon le Congrès

mondial de l'énergie [5]. La production totale cette même année en charbon était de 6 739 millions de tonnes (soit 4,5 Gtep). À ce rythme, en 128 ans, le charbon serait épuisé sur Terre.

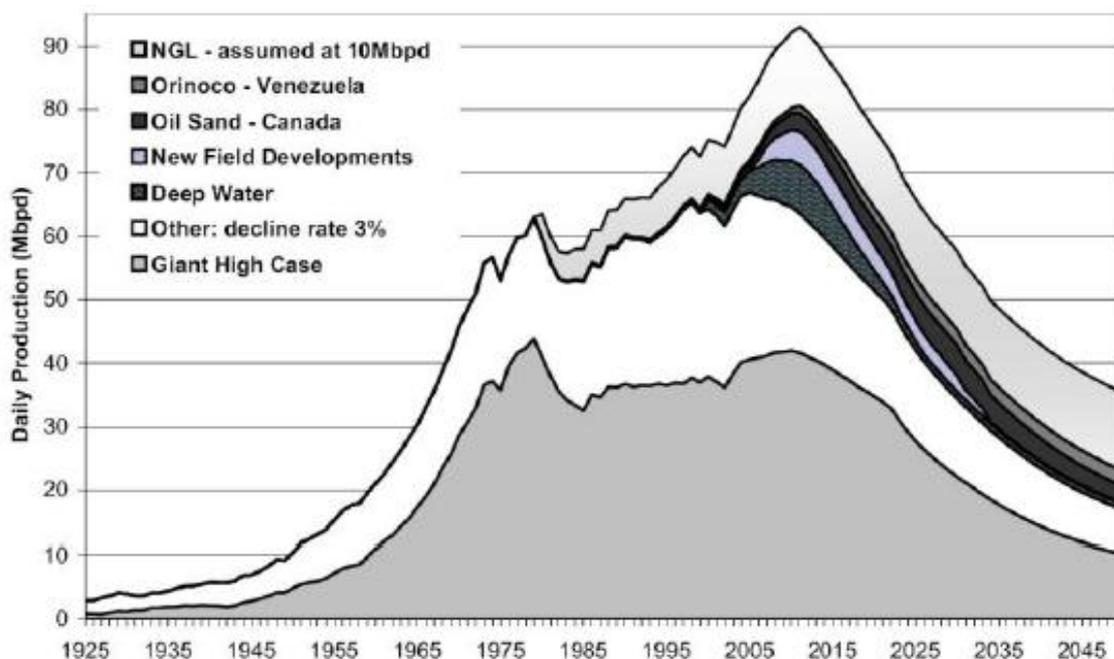


Figure I.2 : Prévisions de la production en pétrole (en millions de barils par jours) [4].

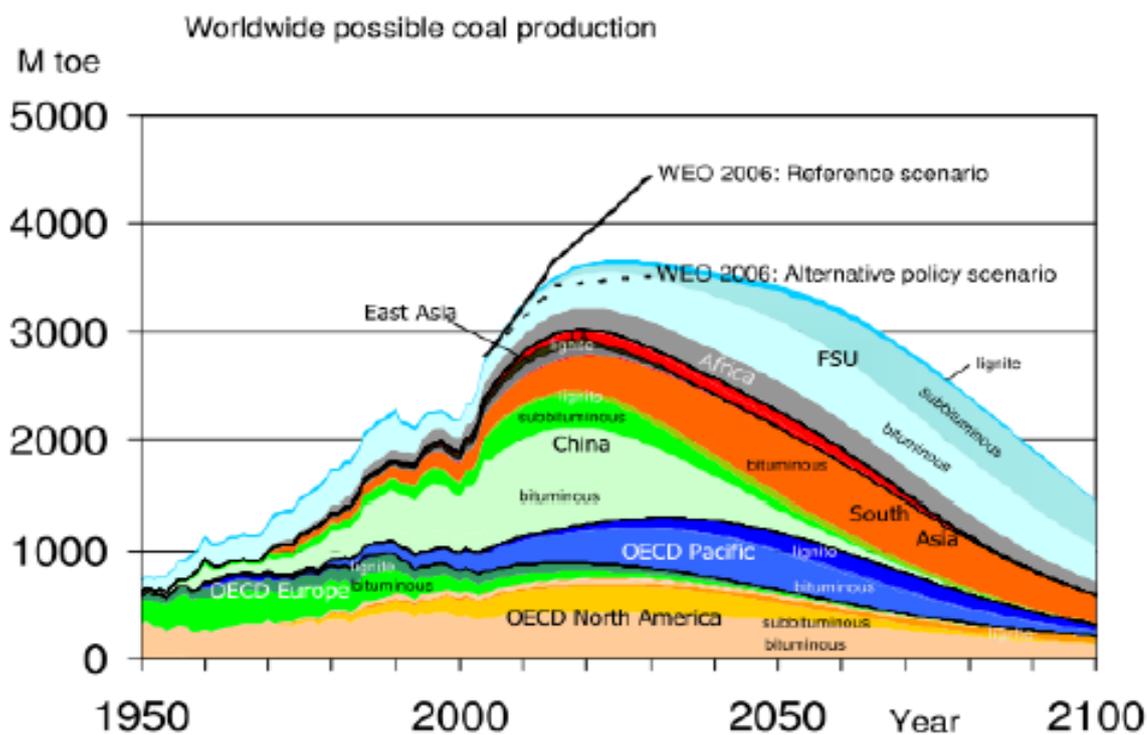


Figure I.3 : Prévisions de production de charbon [6].

Le pic de production de charbon aurait lieu en 2018 avec une forte décroissance vers 2070 selon l'association Energy Watch Group dans son rapport de mars 2007 (cf. Fig. I.3). Le Congrès mondial, en 2008, estimait que le gaz naturel qui représente 22,1 % des énergies primaires, avait des réserves prouvées estimées à 184,4 milliards de m³ (167 Mtep). Le volume consommé était de 3,0 milliards de m³ (soit 2,73 Mtep). À ce rythme et sans découverte supplémentaire, le gaz naturel aurait disparu en 62 ans. Selon A. Khalera, de l'Institut Goddard de la NASA, le pic de consommation de gaz naturel aurait lieu en 2026 à plus ou moins deux ans près [7].

L'énergie nucléaire ne représente que 2,0 % des ressources primaires extraites au niveau mondial. La demande mondiale en uranium, qui varie selon les sources bibliographiques, aurait été de 69 110 tonnes (NEA/OECD - IAEA, 2008) ou de 66 529 tonnes (WNA, 2008) dans une fourchette plus basse. Les réserves identifiées en uranium ont été évaluées en 2007 à 5469 millions de tonnes. Ces estimations prennent en compte l'uranium dont le coût peut atteindre 130 \$/kg, qui constitue une limite haute. Or, actuellement la majorité de l'uranium utilisé a un coût de 40 \$/kg. Mais pour faire face à la demande, cet uranium ne serait pas suffisant et il serait nécessaire d'aller puiser dans les réserves dont le coût peut atteindre 80 \$/kg. À l'avenir le coût de l'uranium augmentera certainement considérablement. Mais à ce rythme de consommation avec une fourchette de consommation basse, l'épuisement de l'uranium est prévu dans 82 ans.

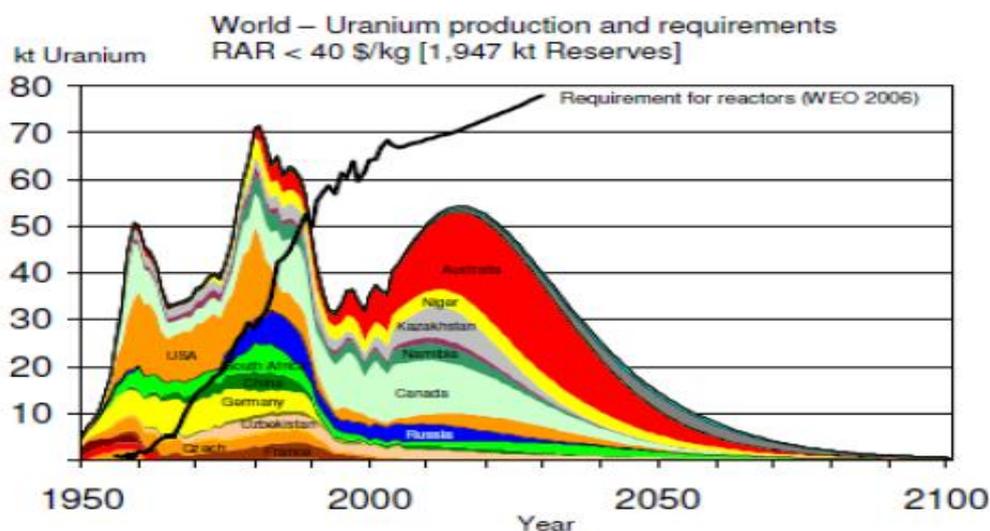


Figure I.4 : Prévisions de la production en uranium (en kt) [8].

L'association Energy Watch Group a évalué son pic de production en uranium à un coût inférieur à 40 \$/kg vers 2015 (cf. Fig. I.4). Les ressources fossiles auraient ainsi, au rythme actuel, des échéances plus ou moins tardives : de 43 ans pour le pétrole à 128 ans pour le charbon (à partir de 2008). Cela laisserait envisager un avenir paisible en ôtant le fait que l'Europe entrât dans sa

seconde révolution industrielle dans les années 1880, s'appuyant sur une nouvelle ressource à l'époque : le pétrole. Le temps qu'il reste à épuiser le stock de pétrole est plus court que celui qui nous sépare de sa première utilisation. Or, les pays en voie de développement copient le modèle passé des économies des pays industrialisés. Par exemple en France, en 1999 chaque Français émettait l'équivalent de 1,72 tonnes de CO₂ contre 0,72 pour un Chinois, en 2009 chaque Algérien émettait l'équivalent de 0.95 tonnes de CO₂ [9]. Les réserves en pétrole devraient donc disparaître même avant ces échéances en soutenant ce rythme. Le monde actuel dévore à grande vitesse les ressources rares et ne bénéficie pas encore du potentiel représenté par les énergies renouvelables.

La production énergétique est alors centralisée et mise en réseau entre plusieurs sites de production et de consommation ; Les énergies renouvelables peuvent être réparties en trois grandes familles [10] :

- L'énergie d'origine mécanique (la houle, éolien)
- L'énergie électrique (panneaux photovoltaïques)
- L'énergie sous forme de chaleur (géothermie, solaire thermique,...)

La figure suivante montre la production mondiale d'électricité basée sur les énergies renouvelables (photovoltaïque, éolien,...) :

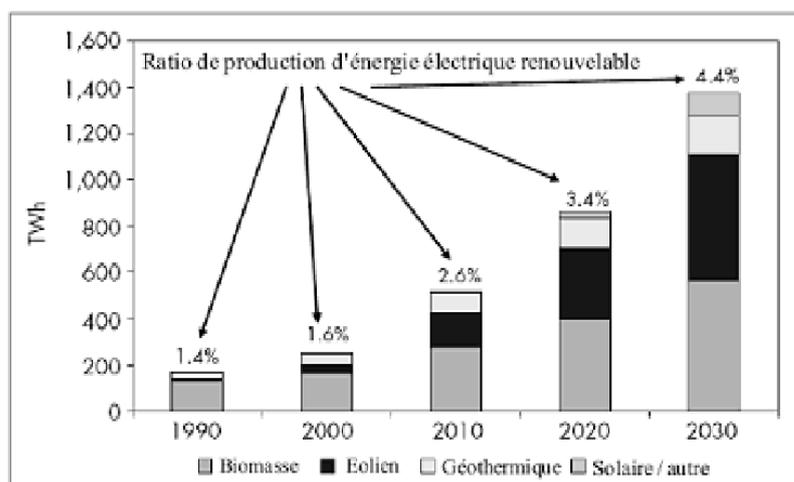


Figure I.5 : La production mondiale d'électricité basée sur les énergies renouvelable.

Le potentiel des énergies renouvelables n'est pas réparti de façon équitable selon les ressources primaires. En effet, l'énergie solaire annuelle qui arrive à la surface de la Terre est de $400 \cdot 10^{16}$ kWh (3440 Gtep), soit 25 % de l'énergie reçue à l'entrée de l'atmosphère avant dispersion et réflexion [11]. Le potentiel exploitable est estimé entre 37 Gtep et 1190 Gtep [12]. Cette fourchette est très grande, elle dépend avant tout de l'espace dédié sur Terre à la production de ces ressources.

Notre planète ne peut pas être couverte par exemple que de panneaux solaires ou d'éoliennes, ni de champs de production d'agro-carburants, sans entrer en conflit avec d'autres intérêts humains et écologiques (alimentation, espaces vitaux). L'occupation de l'espace par des panneaux solaires ou des collecteurs thermiques est le facteur limitant la surface d'installation. Mais en ne prenant que la partie basse de la fourchette, le solaire pourrait fournir au moins trois fois ce qui fut nécessaire à l'humanité en 2008 en ressources primaires (à condition de pouvoir mieux stocker et distribuer cette énergie). Ceci est illustré dans la table I.1. L'énergie solaire est de loin la ressource qui permettrait de couvrir en totalité les besoins énergétiques terrestres.

Resource primaire	Production annuelle minimale disponible (Gtep)	Production annuelle maximale disponible (Gtep)
Hydraulique	0.52	1.4
Solaire	37.6	1190.5
Géothermie	2.8	26.4
Eolien	2.0	20.3
Biomasse	1.2	12
Marémotrice	0.2	7.9

Tableau 1.1 : Potentiel terrestre en énergie primaire des différentes ressources renouvelables [12].

L'énergie émise par le soleil peut être exploitée pour le chauffage direct des capteurs thermiques. Ils se comportent comme une serre où les rayons du soleil cèdent leur énergie à des absorbeurs qui à leur tour réchauffent le fluide circulant dans l'installation de chauffage. La température du fluide peut atteindre jusqu'à 60 à 80°C [10]. Ce système est totalement écologique, très peu cher et la durée de vie des capteurs est élevée. Une autre propriété qui rend ce type des capteurs universels est que l'ensoleillement ne doit pas forcément être direct, ce qui signifie que, même dans les zones couvertes de nuages (peu denses évidemment) le fonctionnement reste correct, Différents moyens sont possibles pour concentrer la radiation solaire, comme cela est présenté par détaille dans la partie suivante.

3. Les systèmes concentrateurs de rayonnement

Différents moyens sont possibles pour bénéficier de la radiation solaire en la concentrant. Pour cela il suffit de réfléchir les rayons du Soleil à l'aide de plusieurs miroirs sur un récepteur capable de transférer cette énergie. Plus les miroirs sont nombreux plus la radiation cumulée est forte et plus le transfert de chaleur sur le corps impacté sera intense. En Europe, selon le baromètre

EurObserv'ER, en 2013, le marché du solaire thermique européen a connu une baisse pour la cinquième année consécutive, avec une superficie de capteurs solaires installés s'élevant à 3027532 m² (ce qui équivaut à une capacité de 2119,3 MWth), soit une baisse de 13,3 % par rapport à 2012[13]. La région Moyen Orient et Afrique du Nord a pour sa part enregistré le plus rapide et important taux de croissance régionale en 2012 avec une augmentation de 228% des investissements dans le secteur, pour un total de 12 milliards de dollars [14].

Dans les paragraphes suivants, quelques moyens de récupération de l'énergie solaire concentrée sont présentés : capteurs cylindro-paraboliques, miroirs de Fresnel, Dish-Stirling et four solaire. Ensuite, les centrales à tours seront plus détaillées dans un chapitre indépendamment.

Nous allons maintenant présenter un inventaire des principales technologies de concentrateurs solaires thermodynamiques (cf. Fig. I.6) qui sont le premier maillon de cette chaîne de conversion.

Nous distinguerons deux types de capteurs [15]:

- systèmes à concentration linéaire ;
- systèmes à concentration ponctuelle.



(a) Concentrateurs cylindro-paraboliques.



(b) Centrale Solaire PS10 près de Séville.



(c) Dish Stirling devant la parabole du four solaire à Promes - Odeillo.



(d) Miroir de Fresnel - Centrale d'Areva (ex Ausra) à Bakersfield en Californie

Figure I.6 : Principales technologies de concentrateurs solaires.

3.1 Concentrateurs linéaires

Ces systèmes sont composés de réflecteurs assez longs qui suivent le soleil grâce à un seul axe de rotation. Un tube dans lequel circule un fluide caloporteur est placé sur la ligne focale du concentrateur, c'est le récepteur (ou absorbeur).

3.1.1 Capteurs cylindro-paraboliques

Ce système présente de longs miroirs de profil parabolique au foyer desquels se trouve l'absorbeur, un tube sous vide (le tuyau dans lequel circule le fluide est entouré par une ampoule de verre pour limiter les pertes par convection). L'axe de rotation des miroirs est habituellement orienté Nord-Sud. Il assure ainsi le suivi du soleil au cours de la journée de l'Est à l'Ouest. Cette disposition permet un rendement quotidien assez stable et entraîne une production estivale plus importante en réduisant les pertes par effet cosinus (Réduction de la surface réfléchissante normale au rayonnement incident). Il existe cependant des installations expérimentales orientées Est-Ouest qui suivent le soleil en hauteur. Elles atteignent leur performance maximale tous les jours de l'année à midi et permettent ainsi de tester ou de caractériser les installations thermodynamiques. Mais en contrepartie, leur production est déséquilibrée sur la journée. D'anciennes installations présentaient ce genre de capteurs sur des montures altazimutales qui assurent le suivi précis du soleil selon deux axes. Le surcoût de ce dispositif est cependant plus important que le gain de performance engendré. Il n'est donc pas utilisable de façon industrielle. Deux types de fluides caloporteurs sont utilisés aujourd'hui. Les systèmes à caloporteur huile sont les plus répandus (cf. Fig I.7). L'huile a l'avantage de ne pas changer de phase dans l'absorbeur solaire. Elle passe ensuite dans plusieurs échangeurs pour produire la vapeur de la boucle secondaire. La température de l'huile est limitée à 400 C°. Les systèmes à génération directe de vapeur sont apparus plus tard. Dans ce cas, l'eau est à la fois le fluide caloporteur et le fluide de travail. On économise ainsi l'installation des échangeurs du générateur de vapeur. L'eau est moins chère que l'huile et sa température peut s'élever à 100 bar jusqu'à 450 C°. Cependant le stockage de vapeur n'est possible que sur de courtes périodes (en particulier pour compenser la perte de puissance liée au passage de nuages) et l'écoulement diphasique peut provoquer des déformations thermiques sur l'absorbeur. Cette filière à génération directe de vapeur est toujours en développement et la recherche actuelle porte sur la résolution des problèmes causés par les principales contraintes de ce système.

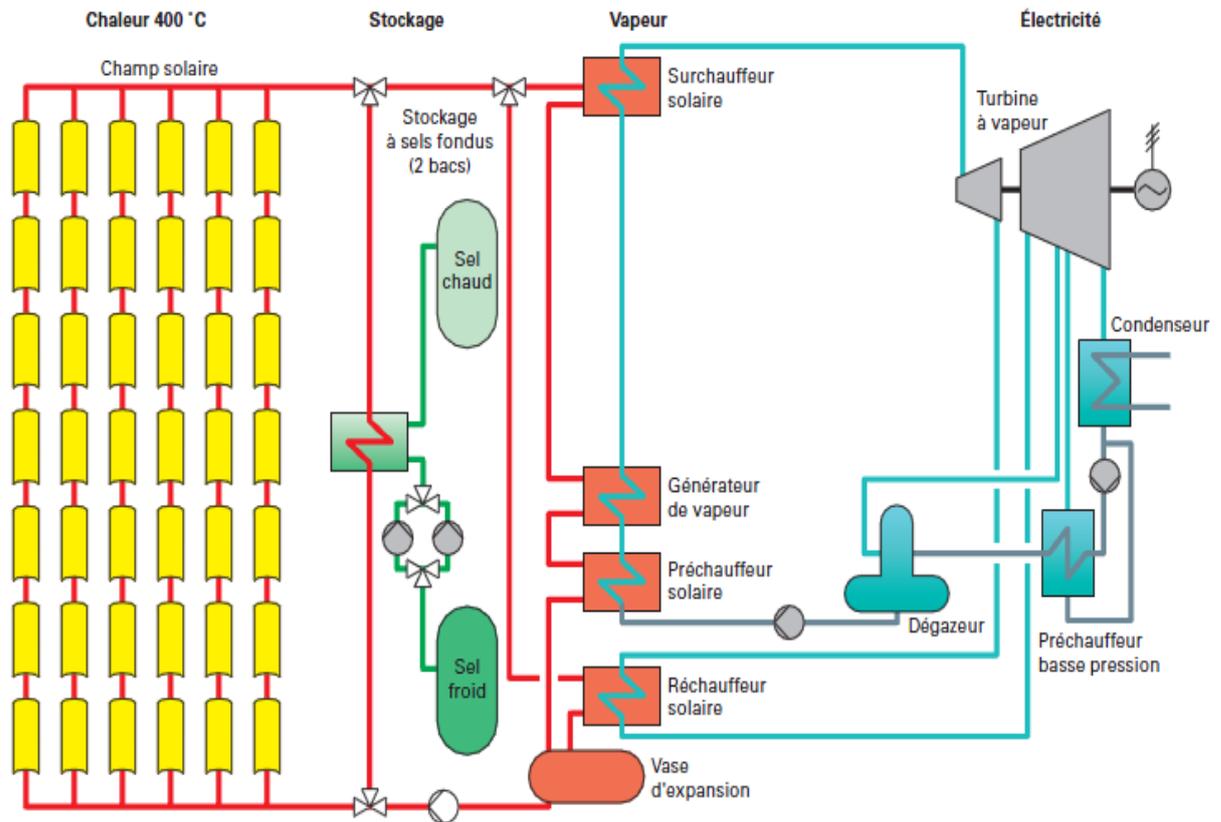


Figure I.7 : Principe de fonctionnement d'une centrale à capteur cylindro-paraboliques à huile (400 °C) avec stockage à sel fondu et cycle de Rankine.

Avec 354MWe installés entre les années 80 et 90 dans désert de Mojave en Californie, Les capteurs cylindro-paraboliques constituent la première technologie à être exploitée de façon industrielle. Grâce à ces années d'expérience c'est aujourd'hui la technologie la plus mature. De gros efforts de recherche ont été faits pour tenter de réduire les coûts de constructions et d'améliorer les performances afin de produire de l'électricité à grande échelle. Le rendement annuel (Électricité Produite/ Rayonnement Solaire Reçu) de cette technologie peut atteindre 16%. Plus de 50 projets industriels sont en chantier ou ont déjà été connectés aux États-Unis et en Espagne [16].

3.1.2 Capteurs linéaires de Fresnel

Parallèlement aux capteurs cylindro-paraboliques, qui dominent actuellement le marché, une autre technologie linéaire fait l'objet de développements prometteurs. Elle est basée sur des collecteurs à miroirs de Fresnel. Un champ horizontal de longs miroirs peu focalisant concentre le rayonnement solaire sous un absorbeur. À la différence des capteurs cylindro-paraboliques, cet absorbeur n'est pas mobile. Il est situé au-dessus des réflecteurs mobiles. Il ne se déplace pas avec

les miroirs qui suivent la course du soleil en tournant autour de leur axe. Cette technologie est actuellement disponible pour des projets commerciaux. Elle a été développée de manière à éliminer les inconvénients des capteurs cylindro-paraboliques :

- réduction des coûts de l'installation grâce à des miroirs plans bon marché et un absorbeur qui n'est pas mis sous vide ;
- augmentation de la disponibilité du champ grâce à une prise au vent plus faible ;
- meilleure occupation du sol (jusqu'à 70 % de couverture contre 30 à 35 % pour les champs cylindro-paraboliques) ;
- absence d'échangeur thermique grâce à la génération directe de vapeur (en développement pour les cylindro-paraboliques).

Ce système se décline en deux grandes options technologiques.

Un récepteur par ensemble de miroirs [17] : La première démonstration a été conçue par la société belge Solarmundo, qui en a construit un prototype et étudié la faisabilité. Cette technologie a été adoptée par Solar Power Group et Novatec Biosol, deux compagnies allemandes qui ont installé des démonstrateurs dans le sud de l'Espagne. C'est aussi cette technologie qui a été choisie par la CNIM pour le développement d'une offre française. Dans les conditions climatiques de la ceinture solaire, on peut espérer atteindre un rendement annuel de 15%. La cavité réceptrice au-dessus de l'absorbeur contient un second réflecteur de type concentrateur parabolique composé (voir Fig. 1.8) qui est soumis à de hautes températures. Bien qu'isolé par l'arrière, c'est une source de pertes optiques et thermiques.

Réflecteurs linéaires à miroirs de Fresnel (CLFR) [18] : C'est un système multi-récepteur. À la différence de la technologie précédente, les CLFR utilisent des champs de miroirs entrecroisés qui visent chacun un récepteur différent (cf. Fig. I.6). Une plus grande couverture au sol augmente ainsi la production d'électricité par mètre carré de terrain. Ce système n'utilise pas de double réflexion ce qui évite des pertes radiatives et thermiques. Cette technologie semble avoir de l'avenir en tant que préchauffeur d'une centrale électrique conventionnelle. Elle atteindrait dans cette configuration un rendement annuel de 19%. C'est cette technologie, développée par la Société Australienne Ausra qui a été récemment rachetée par AREVA pour devenir AREVA Solar, avec la volonté de devenir le leader mondial des centrales solaires.



(a) Champ de miroirs construit par Novatec Biosol
(Source : CNIM)



(b) Récepteur avec vitre, tube absorbeur, et second concentrateur.

Figure I.8 : Concentrateurs de Fresnel.

3.1.3 Concentrateurs fixes à foyer mobiles

Quand le réflecteur doit suivre la course du soleil, sa structure doit être assez légère. Or les surfaces utilisées pour concentrer le flux solaire sont souvent importantes et l'inconvénient majeur de ce genre de système est la prise au vent. A partir d'une certaine vitesse, le vent empêche l'orientation précise des miroirs et au delà d'une vitesse seuil, l'installation doit s'arrêter et orienter les miroirs en position de survie. Dans certaines régions du globe, où l'ensoleillement annuel est favorable à la concentration solaire, les vents violents, fréquents empêchent l'installation de grandes surfaces réfléchissantes. Aussi des prototypes appelés concentrateurs COSS (capteurs optiques solaires segmentés) ont été conçus. Ils se composent de lames de miroirs supportées par des arcs de cylindre fixes en béton. Ces miroirs concentrent le rayonnement solaire sur une chaudière mobile constituée d'un récepteur cylindrique. Le suivi solaire permet au récepteur de se déplacer parallèlement à l'axe du concentrateur sur la génératrice de l'arc de cylindre de façon à se maintenir dans la tâche focale du rayonnement réfléchi [19].

Le principe de fonctionnement est très proche d'un cylindro-parabolique dont le concentrateur serait fixe et où seul le récepteur est mobile. Contrairement aux capteurs cylindro-paraboliques, l'ouverture des capteurs COSS n'est pas symétrique de part et d'autre de l'axe optique du système. Cela ne dégrade pas la qualité du flux solaire concentré.

3.2 Concentrateurs ponctuels

Qu'il s'agisse des paraboles-stirling ou des héliostats des centrales à tour et des fours solaires, ce type de concentrateurs assure le suivi solaire sur deux axes : en azimut et en élévation.

Concentrateurs paraboliques (paraboloïdes de révolution)

Le SG3, conçu par l'Université Nationale Australienne (ANU), était jusqu'en 2009 le plus gros concentrateur de ce type [20, 21]. C'est un miroir parabolique de 25 m de diamètre et de 400 m² (Fig. I.9). Une chaudière placée au foyer produit de la vapeur à 500 C° et 4,5 MPa destinée à alimenter une turbine de 50 kWe. Ce prototype a produit 60 MWh d'électricité entre 1996 et 2000. Désormais disponible sur le marché, une installation commerciale de ce type serait composée de plusieurs concentrateurs (une vingtaine) pour une seule turbine de plus grosse taille. Depuis 2009 le plus gros concentrateur parabolique au monde est le nouveau prototype SG4 avec une surface de 500 m².



(a) SG3



(b) Premiers tests au soleil du SG4 (Juin 2009)

Figure I.9 : Les SG3 et SG4 de l'université nationale Australienne sont les deux plus gros concentrateurs paraboliques au monde. Un des seuls systèmes "Dish" où la chaîne de conversion solaire-électricité ne se trouve pas en intégralité au foyer de la parabole.

Si l'on met de côté cette exception, les concentrateurs paraboliques possèdent un moteur Stirling (paraboles-Stirling) ou une turbine à gaz (parabole-Brayton) à leur foyer. Plusieurs projets de démonstrations ont vu le jour. Citons par exemple les systèmes EURODISH [16], SAIC, SBP, SES [22]. Ce sont les systèmes électriques solaires les plus performants (rendement ponctuel supérieur à 30% et rendement annuel maximal de 25%). Cependant leur puissance individuelle est limitée et il faudrait une quantité d'unités pour produire de l'électricité à grande échelle. Ce système est bien adapté à la production électrique décentralisée. Il peut aussi être combiné à d'autres technologies comme par exemple pour assurer le traçage des canalisations de Thémis [23]. Le coût très élevé du miroir parabolique et le manque de réelle industrie pour le moteur Stirling sont les principales barrières à la commercialisation de cette technologie [24].

3.3 Centrales à tour [15]

La première vague de centrales à tour solaire expérimentales avait été lancée à la fin des années 70 en réponse aux chocs pétroliers. Citons parmi les premières centrales à tour Solar One (10MW_e, vapeur d'eau, en Californie) et Thémis (2,5MW_e, sels fondus, à Odeillo - Pyrénées Orientales cf. Fig I.10), qui toutes deux, furent arrêtées en 1986, après la chute du cours du pétrole et, qu'en France en particulier, la priorité eût été donnée à la filière nucléaire.

En 1995 cependant, Solar Two est née du champ d'héliostats de Solar one et de la technologie de Thémis. D'une puissance électrique de 12,4 MW_e, ses 1926 héliostats d'une surface totale d'environ 83000 m² permettaient jusqu'en 1999 de concentrer 40MW_{th} puis de chauffer une solution de sels fondus (40 % NaNO₃ et 60 % KNO₃) de 290 °C à 565 °C.

Plus récemment, des projets commerciaux de centrales à tour ont été lancés dans le monde. On peut citer la centrale solaire PS10 (Fig.I.6) située dans la région de Séville (Espagne) qui a été inaugurée en mars 2007. Sa puissance électrique est de 11MW. Elle est constituée de 624 miroirs focalisant de 120m² chacun soit près de 75000m² et d'une tour de 115 m. Le récepteur au sommet de celle-ci produit de la vapeur d'eau saturée à 250 °C et 40 bar. En 2009, on a construit une seconde centrale PS20 juste à côté de PS10. D'une puissance de 20 MW_e, sa tour mesure 165 m et le champ d'héliostats comporte 1255 miroirs focalisant. Le fluide utilisé est aussi la vapeur d'eau. Le projet GEMASOLAR (anciennement Solar Tres) s'inspire de Thémis et de Solar Two. Il a pour objectif de fournir 17MW_e avec une technologie de sels fondus et un champ d'héliostats circulaire de 318000m² comportant 2650 miroirs pour une puissance thermique de 120 MW_{th}. Il assurera une autonomie en stockage de 15 heures.

En France, le projet de recherche PEGASE, a pour but de réutiliser les héliostats de la centrale Thémis et d'atteindre de très hautes températures. Il s'agira d'un cycle hybride (HSGT) dont le fluide (air sous pression à 10 bar) est d'abord préchauffé par l'énergie solaire concentrée puis chauffé jusqu'à environ 1000 °C dans une chambre de combustion. L'air traverse enfin une turbine à gaz qui produira 1,4 MW_e.

Comme les centrales à tour et le champ d'héliostats constituent la principale application étudiée dans nos travaux, nous présenterons plus en détails de leur fonctionnement dans les chapitres suivants (chapitre 2 et chapitre 3).

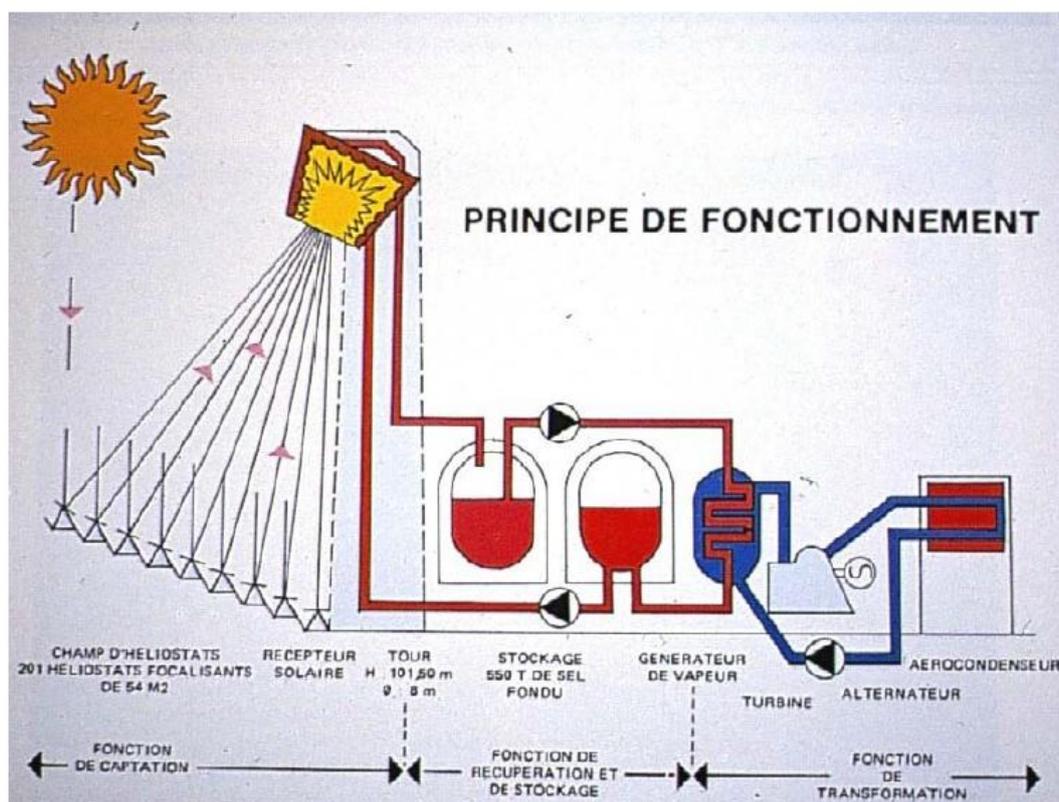


Figure I.10 : Principe de fonctionnement de la centrale Thémis - Odeillo (1983-1986).

3.4 Centrales multi-tours

Augmenter la puissance d'une centrale à tour est un objectif complexe. En effet lorsque l'on rajoute des miroirs sur un champ d'héliostats il faut les éloigner de plus en plus. Pour compenser la perte de précision de leur orientation, il faut que les miroirs soient plus grands. Et pour ne pas trop diminuer l'efficacité optique, il faut construire une plus grande tour. Tout ceci se traduit par des coûts très élevés à l'investissement comme au fonctionnement. Le concept MTSA [25] (Multi-tower solar array) présente plusieurs avantages par rapport aux centrales à tour traditionnelles. Concernant le système optique, ce concept utilise de petits héliostats ($<5 \text{ m}^2$) et des petites tours ($<100\text{m}$). De plus en utilisant un champ d'héliostats entrecroisé (zones où tous les héliostats ne visent pas le même récepteur) la taille du champ est considérablement réduite et l'occupation du terrain est optimisée. Les installations développées par eSolar [26] n'utilisent pas de champs entrecroisés mais elles restent très compactes. Les coûts d'investissement et de fonctionnement sont réduits grâce à la petite taille des tours (55m) et parce que l'installation et l'entretien des miroirs ($1,136 \text{ m}^2$) ne demandent pas de grosses machines. Enfin les centrales multi-tours sont conçues par modules (tours + héliostats). Leur taille n'est donc pas limitée puisqu'il suffit de rajouter des modules pour augmenter la puissance de l'installation sans diminuer l'efficacité optique. Le concept multi-tours permet donc de produire de l'électricité solaire avec des prix de

revient plus faibles. Sur la figure I.11, l'image de gauche représente la centrale Sierra SunTower qui est une centrale à tour commerciale des États-Unis en exploitation. Première construction de eSolar lancée en Juillet 2009, elle comporte deux modules à tour et sert aussi d'installation de démonstration pour des projets de plus grande taille (groupe de 12 modules pour 46MW et environ 100 hectares). La photographie de droite représente le concept développé par Aora-Solar. Une tour de 30m avec une surface de miroirs d'environ 650m² (5 modules de ce type peuvent tenir sur un terrain de football) produisent en cogénération 100kW électriques et 170kW thermiques. Grâce à son fonctionnement hybride (rayonnement solaire concentré ou combustible traditionnel), la micro-turbine située directement au sommet de la tour permet de garantir la production d'électricité.



(a) Centrale Sierra SunTower de 5MW à Landcaster-Californie (construite et exploitée par eSolar)



(b) Première installation de Aora dans le désert d'Arava au sud d'Israël - inaugurée en Juin 2009

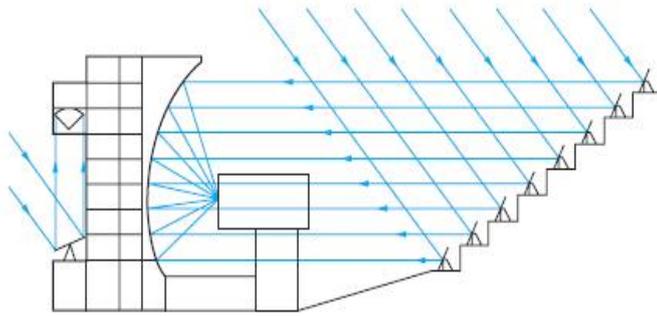
Figure I.11 : Centrales modulaires à tour - eSolar et Aora.

Afin de profiter des avantages du Beam-Down et des tours multiples, l'équipe japonaise du Tokyo Institute of Technology a développé pour un projet de démonstration un Beam-Down multi-tours [27]. Elle a démontré que le beam-down permet d'améliorer les performances optiques du système et que le système à tour multiple diminue le prix de revient de l'électricité à grande échelle (par rapport au Beam-Down à tour unique).

3.5 Fours solaires

Un four solaire est un concentrateur à double réflexion. La première réflexion est assurée par des héliostats mobiles plans qui renvoient, sans les concentrer, le rayonnement solaire vers le

concentrateur dans la direction de son axe optique. C'est le second réflecteur qui concentre les rayons au foyer du système (cf. Fig.I.12). Il est constitué d'une structure parabolique (parfois sphérique) sur laquelle sont fixées des facettes réfléchissantes légèrement courbées par déformation mécanique. Les fours solaires ne sont pas conçus pour produire de l'électricité, ce sont des outils de recherche (chimie à haute température pour la production de vecteurs énergétiques) ou réservés à l'élaboration de matériaux à très haute valeur ajoutée [28].



(a) Schéma optique des concentrateurs solaires à Promes



(b) Grande parabole du four solaire de 1MW

Figure I.12 : Fours solaires au Laboratoire CNRS-Promes à Odeillo-Font Rome.

4. Projet en Algérie

La situation économique et financière de l'Algérie est fondamentalement dépendante de ses exportations en hydrocarbure. Ces exportations, quoiqu'elles permettent à l'état d'assurer son budget de fonctionnement et au citoyen de maintenir son niveau de vie actuel, deviendraient, à terme problématique en raison de raréfaction des produits exportés.

Le marché algérien de l'énergie est fourni exclusivement par la production nationale qui reste, encore, un secteur dont le monopole est détenu par l'Etat. Cette production majoritairement d'origine fossile. On peut citer, à titre d'exemple, la production électrique qui vient à 96% de centrales thermiques fonctionnant au gaz naturel [29]. Devant ce caractère épuisable des ressources d'énergie fossile, l'Algérie doit adopter une stratégie globale qui réduirait sa dépendance envers les hydrocarbures et ce sur les deux plans indiqués, à savoir sur le plan de ses recettes publiques et sur celui de sa consommation énergétique propre.

Dans le but de promouvoir les énergies alternatives, les autorités algériennes ont procédé, par le biais du ministre de l'énergie et des mines, à la création de la société NEAL (*New Energy Algeria*) ayant en charge la réalisation de projet mettant en œuvre les énergies renouvelables.

Dans cette partie nous allons présenter les deux grandes centrales thermo-solaires en Algérie :

4.1 La centrale ISCC de Hassi R'mel

Une centrale fonctionnant exclusivement en mode solaire par anticipation nécessite un champ solaire plus important par rapport au champ requis pour la puissance nominale du système de génération électrique (turbine), de faire que celui-ci doit à fois alimenter en énergie le système et anticiper, par stockage thermique, sur les périodes d'ensoleillement faible et sur les périodes nocturnes. Outre l'inconvénient économique, la technique de stockage thermique implique d'autres inconvénients techniques liés à l'inertie thermique.

Une technique éprouvée dans le secteur de la production électrique par voie solaire est celle consistant à intégrer dans une centrale solaire classique un système d'appoint en combustible fossile. On parle dans ce cas, de système solaire hybride.

4.1.1 Configuration hybride de base

Une unité auxiliaire au gaz ou au pétrole est utilisée pendant les périodes nuageuses ou en fin de la journée afin d'assurer une production continue. Un brûleur est, à cet effet, intégré au système de génération de vapeur afin de pouvoir maximiser la durée d'utilisation des équipements. La figure I.13 montre le schéma de principe d'une centrale solaire hybride de base, type SEGS.

Ce type de centrales étant conçus pour fonctionner avec un apport en électricité d'origine fossile limité à environ 25%, le coût de revient du KWh reste très élevé. Une décision de faire fonctionner le système même la nuit améliorerait sa rentabilité de conversion mais réduire la part de l'énergie solaire électrique à des proportions (ne dépassent pas généralement 25%) tel que sa crédibilité environnementale devient fortement contestable. [30]

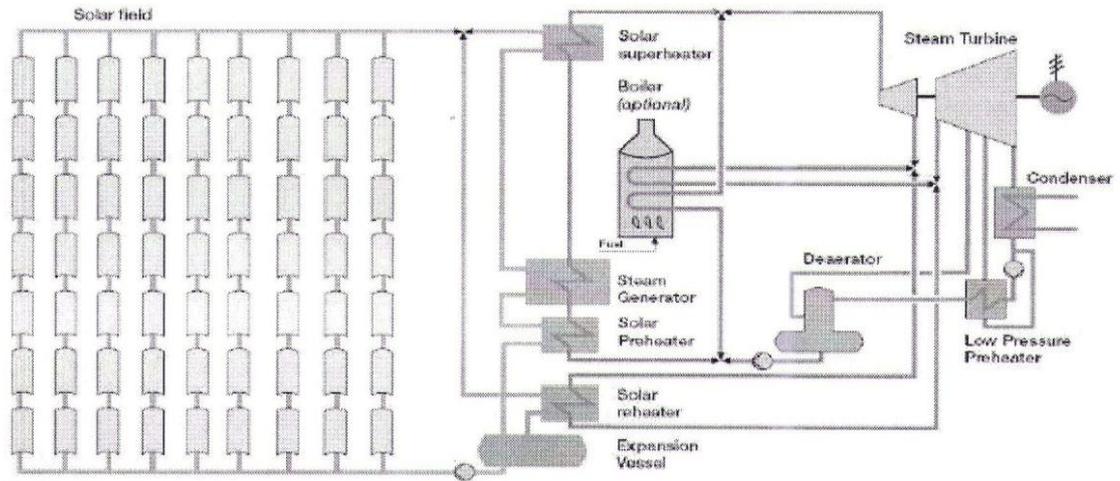


Figure I.13 : Schéma de principe d'une centrale solaire cylindro-parabolique hybride (type SEGS).

4.1.2 Caractéristiques du site d'implantation [31]

La centrale SPP1 est située à 494.5 km au sud de la capitale Alger, à la limite sud de la wilaya de Laghouat (Figure I.14). Elle est implantée sur un terrain qui s'étend sur une superficie de 130 hectares. On y accède par la route nationale N° 1. L'existence d'un réseau électrique le long de la route nationale N° 1 a favorisé le choix de ce site.



Figure I.14 : Localisation de Hassi R'mel.

La région de Hassi R'mel est caractérisée par les conditions météorologiques suivantes :

- Une humidité relative de 24%,
- Une pression atmosphérique égale à 0.928 bar,
- Des vitesses de vents qui varient entre 2.14 et 4.15 m/s,
- Des températures extrêmes qui varient de -10°C en hiver à +50°C en été (Voir Tableau I.2),
- Une insolation normale directe DNI (Direct Normal Irradiation) qui peut atteindre un maximum de 950 W/m² en été.

Tableau I.2 : Valeurs des températures extrêmes enregistrées dans la région de Hassi R'mel [31]

Saison	Température Minimale	Température Maximale
Été	21°C	50°C
Hiver	-10°C	20°C

4.1.3 Description technique de la centrale ISCC de Hassi R'mel[32]

La centrale solaire à cycle combiné gaz/vapeur (figure I.13) a été implanté sur un site situé à environ 494 KM au sud D'Alger. Ce site a été choisi parce que répondant, d'une manière satisfaisante, aux principaux critères qu'exige la filière cylindro-parabolique de production électrique à savoir :

- Un ensoleillement annuel moyen approprié
- Terrain plan disponible
- Disponibilité d'une source d'eau à débit adéquat pour le refroidissement
- Faible pluviométrie
- Emplacement dans une zone gazière
- Accès au réseau électrique national

La centrale solaire de Hassi R'mel occupe une assiette de terrain de plus de 130 hectares dont 180 000 m² sont équipés d'un champ solaire de 250 concentrateurs cylindro-paraboliques, de 150 m de longueur et de 5 m de largeur chacun, disposé en rangées de 8 collecteurs.

Le champ solaire

Le champ solaire est constitué de capteurs cylindro-paraboliques, répartis sur deux surfaces. Chaque surface contient 28 boucles de quatre modules, repartis en 2 rangées. Le module est forme de 12 segments comportant chacun plusieurs miroirs. La composante directe du rayonnement

solaire incident est concentrée par les miroirs sur un récepteur situé au point focal de la parabole (Fig.I.15). Un fluide caloporteur HTF (Heat Transfer Fluid) circule à l'intérieur du récepteur. Le fluide chauffé, dont la température peut atteindre 393°C, passe à travers une série d'échangeurs de chaleur pour céder sa chaleur à l'eau et produire ainsi de la vapeur d'eau (générateur de vapeur solaire). [31]

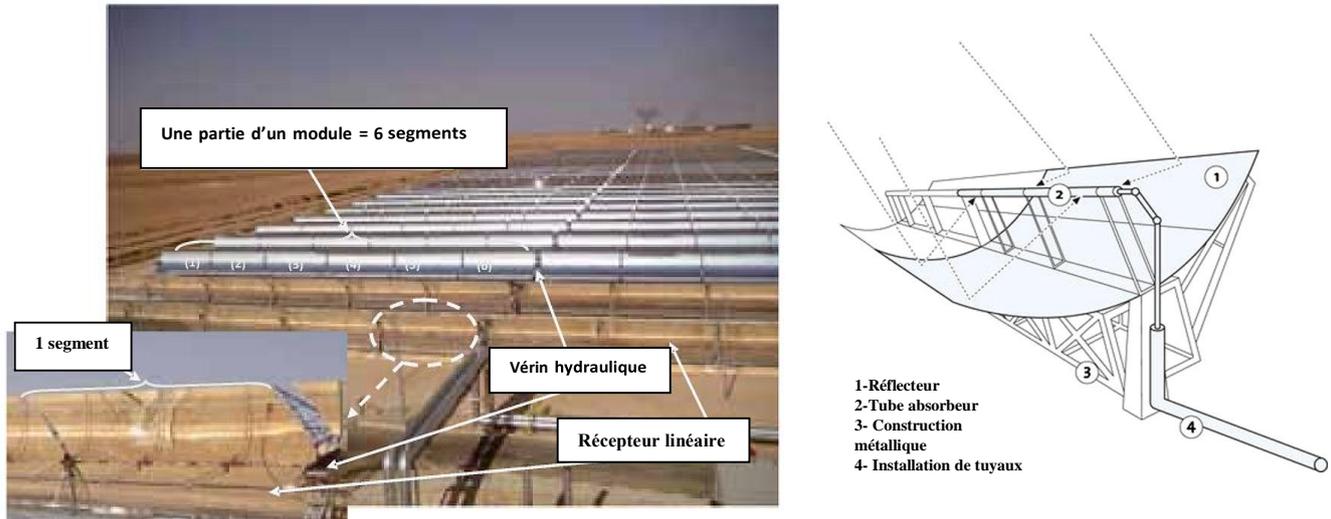


Figure I.15 : Une partie du champ solaire SPPI, Les pièces d'un assemblage de collecteur solaire.

Le bloc usine est constitué des composants suivants :

- Deux TAG et leurs alternateurs.
- Deux chaudières de récupération
- Transformateurs électriques
- Trois transformateurs de soutirage
- Un aérogénérateur
- Un échangeur de chaleur

Cette centrale solaire est représentée sur la figure ci-dessous :

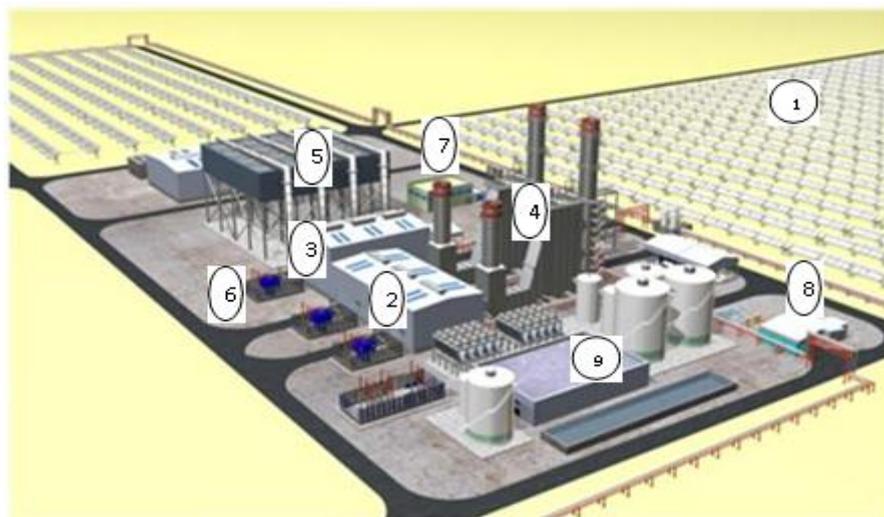


Figure I.16 : Centrale thermo solaire de Hassi R'mel [32].

- 1) Champ solaire
- 2) Bâtiment des turbines à gaz
- 3) Bâtiment des turbines à vapeur
- 4) Chaudières de récupération
- 5) Aérogénérateur
- 6) Transformateur électrique
- 7) Bâtiment électrique
- 8) Système contre incendie
- 9) Traitements des eaux

4.1.4 Principe fonctionnement de la centrale ISCC de HASSI R'MEL [33]

Deux turbines à gaz couplées chacune à un générateur, produiront de l'électricité à partir de la combustion du gaz naturel. L'énergie contenue dans les gaz d'échappement des Turbines à Gaz (TAG) sera récupérée à travers deux chaudières de récupération HRSG qui génèrent de la vapeur.

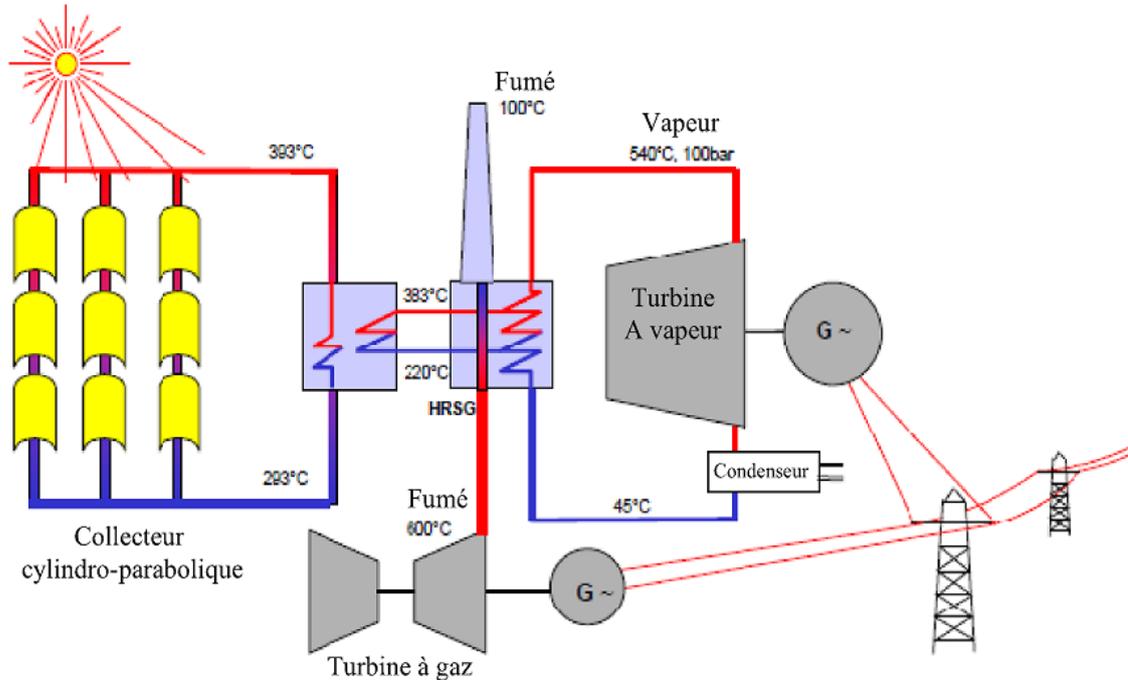


Figure I.17 : Diagramme simplifié d'ISCC de la central hybride solaire/ gaz [34].

La vapeur d'eau ainsi produite, alimentera une turbine à vapeur pour l'entraînement d'un troisième générateur. A la sortie de la TAV un aérocondenseur sera utilisé comme système de refroidissement pour la condensation de la vapeur.

Durant les périodes d'ensoleillement, un champ de capteurs cylindro-paraboliques produira en parallèle de la vapeur d'eau supplémentaire au cycle de puissance. Un fluide caloporteur sera chauffé à travers des récepteurs tubulaires grâce à la concentration des rayons solaires vers ces derniers. La chaleur ainsi acquise servira à produire de la vapeur d'eau dans un échangeur de chaleur Huile-Eau (HTF-Eau). Cette vapeur sera injectée dans les chaudières de récupération HRSG. [33]

Le cycle combine [31]

La centrale SPP1 de Hassi R'mel (Figure I.18) est hybride. On entend par là qu'elle fonctionne au gaz naturel et à l'énergie solaire. Elle produit 150 MW (puissance nette ISO) avec un apport solaire de 20% de la puissance nominale, soit 30 MW. Cette centrale est composée de deux parties, le champ solaire et le cycle combine :



Figure I.18 : Centrale hybride de Hassi R'mel.

Le cycle combine est constitué de 2 turbines à gaz (fonctionnant au gaz naturel) dont la puissance nominale unitaire est de 45 MW. La chaleur de combustion de ces turbines est récupérée dans deux chaudières horizontales à circulation naturelle. Ces dernières font fonctionner une turbine à vapeur d'une puissance nominale de 80.08 MW.

Il est à noter que le point fort de cette centrale hybride est l'ajout de la vapeur produite par le champ solaire à celle récupérée des turbines à gaz pour alimenter la turbine à vapeur. La puissance électrique produite par la centrale augmente en conséquence.

La réalisation de cette centrale SPPI a duré 3 ans. En perspective, il est envisagé de réaliser trois nouvelles centrales hybrides dans les années à venir (voir Tableau I.3).

Centrale hybride	Localisation	Année de mise en marche
SPP II	Meghaïer	2014
SPP III	Naâma	2016
SPP IV	Hassi R'mel	2018

Tableau I.3 : Les futures centrales hybrides programmées en Algérie [31].

4.2 Tour Solaire Thermique [35]

Une étude de faisabilité pour la construction d'une tour solaire thermique (AISO1) débutera bientôt en Algérie, à ce titre un contrat de coopération a été signé le 19 août 2013 au siège de l'institut solaire de Jülich entre la Direction Générale de la Recherche scientifique et du Développement Technologique et l'Institut solaire de Jülich (SIJ : Solar Institut Jülich Allemagne). L'institut Solaire de Jülich est spécialisé dans la conception et le suivi scientifique de tours solaires thermiques, il dispose d'une grande expérience dans ce domaine. Il a participé avec d'autres partenaires du projet, à la construction d'une centrale solaire thermique de démonstration et d'essai à Jülich (fig I.19). La tour solaire thermique d'Algérie sera entre deux et cinq fois plus grande que l'installation pilote de SIJ, et fonctionnera sur le même principe technique. L'objectif avec la construction d'une telle installation est de développer l'économie nationale afin de la rendre durable et solide en s'appuyant sur le solaire, source abondante dans notre pays.

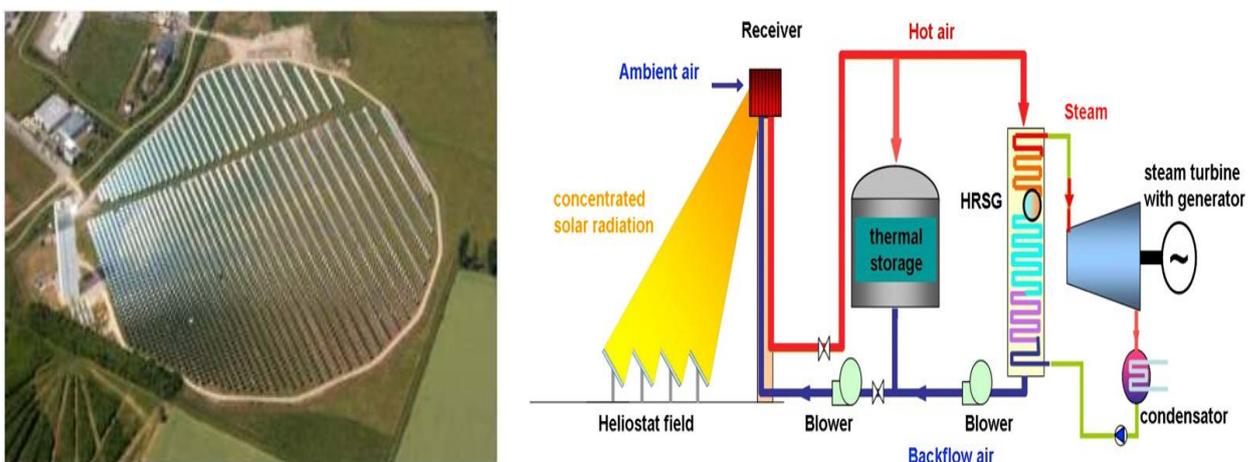


Figure I.19 : (a) La centrale solaire à tour de Jülich. (b). Schéma de principe de la centrale solaire à tour de Jülich.

La tour solaire thermique qui sera installée développera également des procédés additionnels comme la réfrigération solaire, le traitement de l'eau et le dessalement de l'eau de mer et la production de chaleur industrielle solaire à côté de la production d'électricité solaire. La recherche concernant la tour solaire thermique en Algérie devrait également avoir une autorité sur la notion d'un centre de formation professionnelle en énergies renouvelables qui doit être installé aux environs de la tour solaire thermique.

4.2.1 Le planning temporel retenu

- 1ère Etape (une année) : Etude de faisabilité
- 2ème Etape (Trois années) : Réalisation de la Centrale Algérienne.

Le montage financier retenu :

- L'étude de faisabilité est prise en charge par le Ministère Fédéral de l'Environnement de la Protection de la Nature et de la Sécurité Nucléaire Allemand.
- La réalisation est prise en charge par le Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique sur le fonds National de la Recherche Scientifique et du Développement Technologique.



Figure I.20 : Maquette de central solaire à tour.

4.2.2 Caractéristiques techniques de la Centrale Solaire

- Surface de miroirs : 18 000 M²
- Hauteur de tour : 60 m
- Puissance électrique : 1,5 MW
- Température d'air chaud : 680°C
- Taille d'accumulateur : 1 h
- Paramètres de vapeur : 27 bar - 485°C

Projet de Recherche/Développement : pilote mondial sur les technologies les plus récentes dans le domaine de la production d'énergie électrique à partir de l'énergie solaire en utilisant la voie thermodynamique, les cycles thermodynamiques et les fluides et les matériaux les plus innovants pour atteindre les meilleurs rendements et les meilleures performances de l'heure. La première installation pilote a été réalisée en Allemagne à Jülich et a été inaugurée.

Le projet Algérien sera sous le parrainage de la Direction Générale de la Recherche Scientifique et du Développement Technologique ; la même technologie sera mise en application en Algérie avec le Centre de Développement des Energies Renouvelables comme organisme pilote et la participation de spécialistes algériens :

- Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
- Du Ministère de l'Energie et des Mines
- Du Ministère de l'Environnement, de l'Aménagement du Territoire et du Tourisme.
- Du Ministère de l'Industrie et de la Promotion des Investissements Une convention de collaboration Scientifique et Technologique Algéro-Allemande.

5. Conclusion

Nous avons vu dans ce premier chapitre que l'énergie solaire à concentration est une des alternatives les plus prometteuses dans le contexte énergétique mondial actuel, L'énergie solaire est une ressource inépuisable et qui pourrait fournir à l'humanité l'ensemble de ses besoins en énergie primaire. Différentes façons de convertir cette ressource existent pour la production de chaleur telle que les fours solaires pour le craquage de méthane, pour la désalinisation de l'eau de mer ou pour la production d'eau chaude grâce aux panneaux solaires thermiques. L'énergie solaire permet aussi de générer de l'électricité via la filière photovoltaïque, concentrée ou classique, et via la filière thermodynamique par les centrales à tour, les capteurs cylindro-paraboliques, les miroirs de Fresnel et la technologie Dish-Stirling. Malgré ces nombreux moyens pour transformer cette

ressource inépuisable, l'énergie solaire reste très peu exploitée. Les économies nationales actuelles restent fortement émettrices de gaz à effet de serre. La prise de conscience sur le réchauffement climatique est largement répandue sur Terre et les effets collatéraux de certaines catastrophes naturelles se font ressentir déjà, obligeant des populations à se déplacer. C'est dans ce contexte que des instances supranationales incitent désormais les nations à utiliser les énergies renouvelables et en particulier l'énergie solaire à l'image de l'Agence Internationale de l'Energie, la Commission Européenne ou l'UNESCO. Les centrales à concentration solaire à tour(s) ont des rendements élevés (supérieurs à 20 %) et permettent de produire la nuit lorsqu'elles sont associées à un stockage thermique et une hybridation par une autre source. Ceci constitue une fiabilité et stabilité certaines qui ne se retrouvent pas dans toutes autres énergies renouvelables (hormis l'hydraulique).

Références

- [1] O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (eds), IPCC, 2011: IPCC, Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 1075 pp10.
- [2] The British Petroleum company, Statistical Review of World Energy, June 2014, BP Report.
- [3] RENEWABLES 2015 GLOBAL STATUS REPORT, RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21st CENTURY.
- [4] F. Robelius, Giant Oil Fields - The Highway to Oil: Giant Oil Fields and their Importance for Future Oil Production. - Uppsala : Acta Universitatis Upsaliensis, 2007 Thesis memory, pp13.
- [5] World Energy Council, 2010 Survey of Energy Resources, 2010, RegencyHouse 1-4 Warwick Street, London W1B 5LT United Kingdom
- [6] Energy Watch Group, Coal: Resources and future production background paper, Ed. Ottobrunn, Energy Watch Group, March 2007, EWG-Series No 1/2007, pp7
- [7] Kharecha, P. A., and J. E. Hansen, Implications of “peak oil” for atmospheric CO₂ and climate, *Global Biogeochem Cycles*, 22, 2008 GB3012
- [8] Energy Watch Group, Uranium resources and nuclear energy, Background paper, December 2006, EWG-Series No 1/2006, pp39
- [9] Carbon Dioxide Information Analysis Center,
http://cdiac.ornl.gov/trends/emis/tre_coun.html, US department of Energy Data
- [10] Etude de l'intégration de la production décentralisée dans un réseau Basse Tension. Application au générateur photovoltaïque, Y .PANKOW, Thèse doctorat, LEEPL, 2004
- [11] H. Ben Ahmed, B. Multon, Y. Thiaux, Consommation d'énergie, ressources énergétiques et place de l'électricité, *Techniques de l'ingénieur Sources d'énergie hors nucléaire*, 10 Février 2011
- [12] O. Daniélo, Rapport GIEC 2011, Les énergies renouvelables de 17 à 77%, *Le Journal des Energies Renouvelables*, juillet-aôut 2011, n°204, pp20
- [13] Le baromètre EurObserv'ER, Etat des énergies renouvelables en Europe, Edition 2014, 14 e Bilan, Euroobserver, Ed. Le baromètre EurObserv'ER, Décembre 2014
- [14] <http://www.notre-planete.info/actualites/3765-energies-renouvelables-2012>
- [15] Calculs de sensibilités par méthode de Monte-Carlo, pour la conception de procédés à énergie solaire concentrée, Jérémie De la Torre, Thèse doctorat, MEGeP, 2011.
- [16] European Commission-Energy. Concentrating solar power: from research to implementation., 2007.

- [17] A. Häberle et al. The solarmundo project : Advanced technology for solar thermal power generation. In Proceedings of the ISES 2001 Solar World Congress, Adelaide, Australia, 25-30 November 2001.
- [18] David R. Mills and Graham L. Morrison. Compact linear fresnel reflector solar thermal power plants. *Solar Energy*, 68(3) :263 – 283, 2000.
- [19] Alain Louche. La centrale électrosolaire de vignola. In *L'énergie solaire en France*, pages 201–210, Pau, 25-29 octobre 1993.
- [20] Lovegrove K, Zawadski A, and Coventy J. Paraboloidal dish solar concentrators for multi-megawatt power generation. In *ISES Solar World Congress*, Beijing, 18 - 22 September 2007.
- [21] CADDET Australian National Team. Power production using a paraboloidal solar concentrator. *CADDET Renewable Energy Newsletter*, pages 22–24, March 2000.
- [22] T. Mancini et al. Dish-Stirling systems : An overview of development and status. *Journal of Solar Energy Engineering*, 125(2) :135–151, 2003.
- [23] B. Bonduelle and B. Rivoire. Centrale expérimentale themis, résultats et projections. Technical report, CNRS, AFME, 1987
- [24] Pierre Garcia. Outils d'évaluation technico-économique et d'aide à la conception des centrales solaires thermodynamiques du futur. PhD thesis, Université de Perpignan, 2007.
- Jusqu'à page 15.
- [25] Philipp Schramek and David R. Mills. Multi-tower solar array. *Solar Energy*, 75(3):249 – 260, 2003.
- [26] eSolar, URL : <http://www.esolar.com>.
- [27] M. Yuasa et al. Tokyo tech multi-tower beam down system. In *Proceedings of SolarPaces 2009*, Berlin, 15-18 September 2009.
- [28] Gilles Flamant. Fours solaires. *Techniques de l'Ingénieur*, BE 8849, 2008.
- [29] Derriche Mohamed, Enjeux, Defis et Perspectives, Chef Projet NEAL.
- [30] YAHI, F. (2010). Centrale solaire thermodynamique à concentration cylindro-parabolique. Perspective algériennes mémoire de magister. Université Abou Bekr Belkaid.
- [31] EL GHARBI, N. (2011). *Bulletin des Energies Renouvelables*, 21 , 17 -18.
- [32] Ahmed FODRA, *Energies Renouvelables : Projet de Puissance Filiere Solaire Thermique-Gaz Naturel La NEAL ouvre la voie*.
- [33] Site web NEAL : www.neal-dz.net.
- [34] Adel MILES, Otmane KHEMIS, ANALYSE THERMODYNAMIQUE DE LA PREMIERE CENTRALE HYBRIDE SOLAIRE-GAZ EN ALGERIE , U.P.B. Sci. Bull., Series D, Vol. 77, Iss. 1, 2015.
- [35] Portail Algérien des ENERGIES RENOUVELABLES, Coopération Scientifique Algéro-Allemande : Tour Solaire Thermique, lundi 25 novembre 2013.

CHAPITRE II

LES CENTRALES A TOUR

1. Introduction

Il est évident que l'origine du changement climatique est le CO₂ et au moins 90% de son taux d'émission résulte de la combustion fossile pour la production d'énergie et du secteur des transports. Des études récentes et des feuilles de route technologiques publiées par l'Agence internationale de l'énergie (AIE), le Centre Aérospatial Allemand (DLR) et l'Union Européenne (UE) ont prévu que 80% des émissions de CO₂, en 2035, sera de l'économie actuelle fondée sur l'industrie; de sorte que les changements dans le climat vont s'intensifier si aucune action décisive ne sera prise. En conséquence, de nombreuses personnes à travers le monde, principalement en Afrique, sont confrontés à un risque croissant de la faim, les pénuries d'eau, les inondations, la désertification et la pollution environnementale grave qui est susceptible d'entraîner environ 150 000 décès supplémentaires chaque année. Il doit être bien déclaré que l'ère des combustibles fossiles a entraîné un niveau inégalé de vies et une espérance de vie plus faible pour une partie de la population du monde.

Pendant ce temps, les prix du pétrole et du gaz naturel devraient aller vers l'avant dans les 20 prochaines années. Cela est dû à l'augmentation de la demande qui devrait croître de plus de 50%; par conséquent, les émissions de CO₂ liées à l'énergie seront alors plus que double et les préoccupations sur la sécurité d'approvisionnement vont sûrement s'accroître. Plus de 7 milliards de personnes consomment de plus en plus de ressources fossiles et produisent beaucoup plus de pollution sur Terre. Ce qui provoque une augmentation de la concentration de gaz à effet de serre dans l'atmosphère terrestre, et par voie de conséquence, entraîne des changements climatiques.

En outre, les événements catastrophiques tels que ceux de la centrale nucléaire de puissance de Fukushima Daiichi, en Mars 2011, et la crise dans certaines parties du Moyen-Orient et Afrique du Nord ont contraint de nombreux pays à travers le monde à revoir leurs politiques et de se retirer du nucléaire. Cela est particulièrement vrai pour l'Allemagne. En conséquence, la part de l'énergie nucléaire dans le mix d'électricité mondiale est en baisse vers le bas et la carte mondiale de l'énergie a changé.

Pour ces raisons, de plus en plus de pays ont rendu obligatoire qu'une partie de leur énergie électrique sera d'origine renouvelable, en particulier l'énergie solaire. Selon l'AIE, 50% des nouvelles infrastructures d'énergie se basera sur les énergies renouvelables propres et durables. En conséquence, l'énergie renouvelable deviendra la deuxième source au monde de la production d'électricité.

Aujourd'hui, l'énergie solaire concentrée (ESC) et l'implantation de cette technologie se développe plus rapidement que toute autre technologie renouvelable. Parce qu'elle offre une solution intégrée aux problèmes mondiaux de la prochaine décennie, c'est à dire, le changement climatique, la pénurie de l'eau et de la nourriture. Par exemple, une centrale solaire de 1 mégawatt installée évite l'émission de 688 t de CO₂ par rapport à un système à cycle combiné et 1360 t de CO₂ par rapport à une centrale électrique à cycle charbon / vapeur. Un miroir carré dans le domaine solaire produit 400 kWh d'électricité par an, évite l'émission de 12 t de CO₂ et contribue à l'économie de 2,5 t de combustibles fossiles pendant son fonctionnement correspondant à sa durée de vie de 25 ans.

2. Historique

L'énergie solaire concentrée n'est pas une innovation de ces dernières années. Son utilisation date de 212 avant JC quand Archimède a utilisé des miroirs pour concentrer les rayons du Soleil pour couler des bateaux [1]. Au début du XVIIe siècle, Salomon De Caus a développé en 1615 un petit moteur à énergie solaire constituée de lentilles en verre et un récipient métallique étanche contenant de l'eau et de l'air [1]. Plus d'un siècle plus tard, en 1774, Lavoisier et Joseph Priestley ont développé la théorie de la combustion en concentrant le rayonnement solaire sur un tube à essai pour la collecte de gaz [2]. Ensuite, Augustin Mouchot a mis au point une machine à vapeur solaire pour faire fonctionner un appareil lui permettant de tirer un journal [3]. Après cela, en 1878, une petite centrale solaire constituée d'un concentrateur parabolique reliée à un moteur a été présentée à l'Exposition universelle de Paris [4]. Dans les années 1900, bien que l'intérêt des énergies solaires a ensuite été perdu à cause des progrès dans les moteurs à combustion interne et la disponibilité des énergies fossiles à faible coût, la première centrale de concentration de l'énergie solaire, alimenté par un champ solaire cylindro-parabolique, a été installé à Al Meadi (Égypte) [5,6]. Cette première Centrale solaire à concentration, installée en 1913, a été utilisée pour le pompage de l'eau pour l'irrigation [5,6]. Dans les années 1960, en mettant l'accent sur les systèmes photovoltaïques pour le programme spatial, l'intérêt des énergies solaire a commencé à se manifester à nouveau. Au cours des années 1970, la crise du pétrole a stimulé les activités de recherche et de développement sur les centrales solaires et de nombreuses installations ont été construites, les centrales solaires à concentration ont été testées et utilisées au niveau industriel et commercial [7]. En conséquence, les premières installations commerciales avaient fonctionné en Californie (Etats-Unis) sur la période de 1984 à 1991, sous l'impulsion, notamment, par des incitations fiscales fédérales et étatiques et des contrats obligatoires à long terme d'achat d'électricité. Une baisse des prix du pétrole et du gaz a bien poussé de nombreux pays à se retirer de la politique qui avait soutenu la promotion de la CSP, et donc, il n'y a pas eu de nouvelles usines construites entre 1990 et 2000. Ce n'est qu'en 2006 que l'intérêt a été de nouveau relancé pour le développement des centrales solaires à concentration (CSP) à grande échelle. Le marché est réapparu plus particulièrement en Espagne et aux États-Unis, encore une fois en réponse à des mesures gouvernementales telles que les tarifs de rachat (Espagne) et les politiques exigeant une part de l'énergie solaire dans leur mix énergétique. A partir de 2011, il y a eu dans le monde 1,3 GW de centrales CSP en fonctionnement, 2,3 GW en construction, et 31,7 GW à l'étape de la planification [8]. En 2013, 2.136 GW sont en fonctionnement, 2.477 GW en construction et

10.135 GW sont annoncés principalement aux Etats-Unis, suivie par l'Espagne et la Chine [9]. Environ 17 GW de projets CSP sont en cours de développement dans le monde, et les Etats-Unis en tête avec environ 8 GW. L'Espagne occupe la deuxième place avec 4,46 GW en développement, suivie par la Chine avec 2,5 GW [10].

3. Fonctionnement des centrales solaires à tour(s)

Comme le montre la figure. II.1, un système solaire à concentration, aussi connu comme une centrale solaire à tour, se compose de trois sous-systèmes principaux, à savoir le champ d'héliostats, le récepteur et le système de conversion de puissance. Le champ solaire est constitué de nombreux miroirs commandés par ordinateur qui suivent le soleil sur deux axes individuellement et qui reflètent le rayonnement solaire sur le récepteur situé au sommet de la tour. Le récepteur absorbe le rayonnement solaire réfléchi par les héliostats et le convertit en chaleur à des niveaux de températures élevés. En fonction de la conception du récepteur et de la nature du fluide de transfert de chaleur, les températures supérieures de travail peuvent aller de 250 °C à 1000 °C [11]. Un système de conversion de puissance est utilisé pour transformer l'énergie thermique en électricité de la même manière que dans les centrales classiques [11]. Le champ d'héliostats est le sous-système principal et son rendement optique a un impact significatif sur la performance de la centrale électrique; il représente environ 50% du coût total [12] et ses pertes d'énergie annuelles sont d'environ 47 % [13]. Les récepteurs sont constitués d'un matériau qui résiste à des changements de température élevée et de la densité d'énergie élevée, tels que les alliages céramiques et métalliques. Il existe plusieurs types de récepteurs solaires pour les centrales solaires à tour ; ils peuvent être classés suivant la nature de l'absorbeur, le type de fluide utilisé, le type d'élément d'absorbeur, la configuration du récepteur, la configuration de l'absorbeur et la pression du fluide de travail. Dans un système de conversion de puissance, de l'énergie thermique peut être transformée en électricité avec une efficacité plus élevée dans le cycle de Rankine, cycle de Brayton ou à cycle combiné.

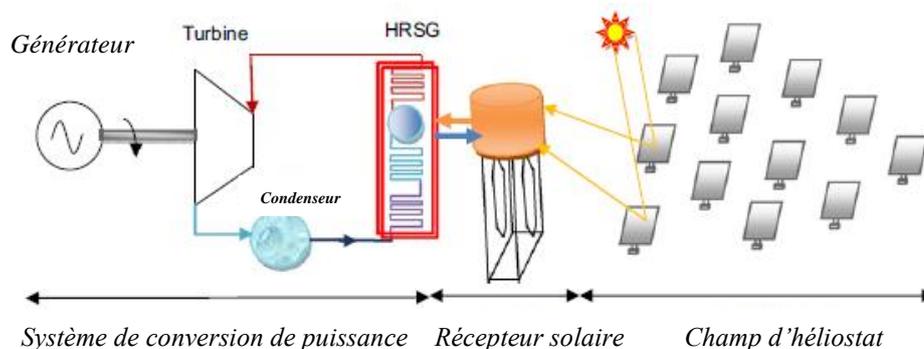


Figure II.1 : Les trois principaux sous-systèmes d'une centrale solaire à tour.

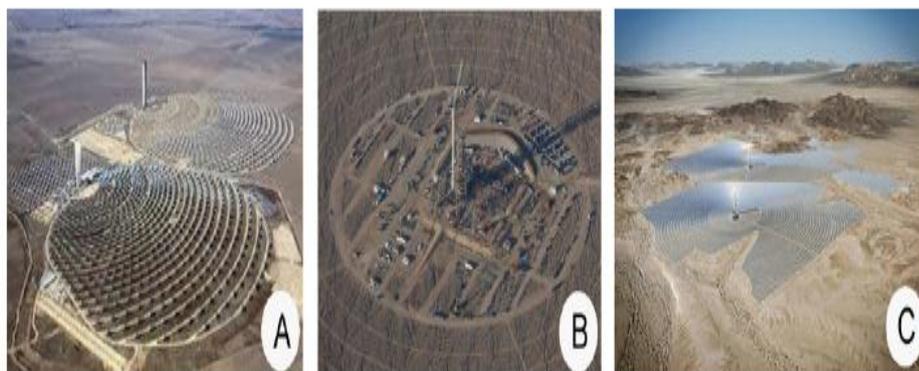


Figure II.2 : Exemples de centrales solaire en exploitation, en cours ou en planification ; De gauche à droite. (A) PS20 PS10 (avant) en fonctionnement à proximité de Séville, en Espagne [14]. (B) centrale Ivanpah, officiellement en fonctionnement depuis le 13 février 2014 CA, USA [9]. (C) la conception du projet solaire Rio Mesa (planifié) [15].

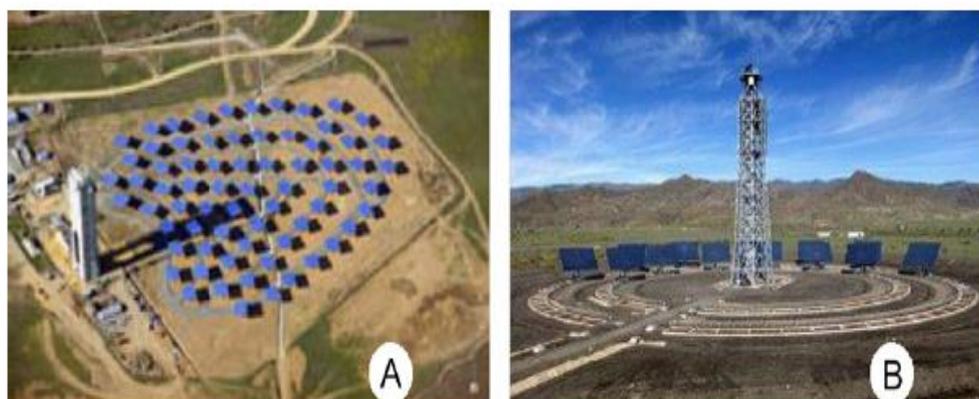


Figure II.3 : Les projets de recherche ; de gauche à droite. (A) projet SOLUGAS à la plateforme Solucar à Séville, en Espagne [9]. (B) centrale solaire des essais CTAER [9].

Une des premières centrales à être installée dans le monde fut la centrale THEMIS de Tarcassonne (Pyrénées-Orientales). Cette centrale inaugurée en 1983 par EDF a fonctionné pendant trois ans avant un arrêt de longue durée. Cette centrale possédait 201 miroirs de surface réfléchissante totale de 10 794 m² (cf. Fig. II.4). La centrale avait une puissance moyenne de 2 500 kW et un rendement global de 16 %, bien au dessus du rendement des panneaux solaires à l'époque [16]. Au début du XXI^e siècle, la centrale THEMIS sort de sa torpeur astronomique (programme CELESTE [17]) pour être remise en marche en n'utilisant qu'une partie de son champ héliostatique. Certains héliostats sont utilisés comme trackers solaires photovoltaïques (projet THEMIS-PV) [18]. Les Pyrénées-Orientales bénéficient d'une radiation solaire directe unique en France.



Figure II.4 : Centrale THEMIS de Targassonne [16].

À la fois en altitude (1600 m) et au Sud de la France, les jours sont souvent ensoleillés, au-dessus des nuages et les pertes dues à la dispersion atmosphériques sont moindres. Le principe de fonctionnement des trois parties principales d'une centrale solaire à tour est décrit dans la partie suivante.

3.1 Les héliostats

Les héliostats sont des assemblages de miroirs motorisés qui suivent le Soleil de façon à réfléchir ses rayons sur le récepteur solaire. L'astre se déplace continuellement toute la journée en azimut et en élévation.



Figure II.5 : Centrale Solaire à tour Gemasolar (Espagne).

Le miroir doit donc se déplacer sur deux axes pour assurer la réflexion d'une source mobile vers une cible fixe. Ces deux axes sont entraînés par deux moteurs qui sont alimentés en général par le réseau. Les héliostats des centrales solaires à tour peuvent être très nombreux et atteindre quelques milliers (comme sur la centrale Gemasolar en Espagne [19], Fig. II.5). Le champ héliostatique peut également occuper une grande surface. Par exemple la centrale solaire Gemasolar en Andalousie occupe quelques 185 ha. La centrale THEMIS possède 201 héliostats de surface réfléchissante 53,7 m² (cf. Fig. II.6). Les deux axes sont entraînés par deux moteurs à courant continu de 110 W. Ils sont asservis en vitesse et en couple par une carte hacheur MICD 9010. Les moteurs fonctionnent sous une tension de 24 V DC provenant d'une batterie de 16 Ah.



Figure II.6 : Héliostat de la centrale THEMIS.

3.1.1 La disposition des héliostats sur le terrain

La conception du champ d'héliostat est le modèle de la disposition des héliostats sur le terrain. La mise en place doit être bien conçue pour maximiser l'efficacité sur le terrain de la centrale solaire à tour. La plupart des conceptions de mise en page ont un motif radial décalé [20, 21, 22, 23]. Ce modèle est basé sur l'hypothèse que chaque héliostat sera en mesure de se déplacer librement dans un espace circulaire sans collision avec les héliostats adjacents. Le diamètre du cercle est donnée par la diagonale du réflecteur de l'héliostat avec l'addition de la distance de sécurité [24, 25].

3.2 Le récepteur solaire

La concentration de l'énergie solaire est réalisée par un champ de miroirs solaires ou héliostats qui reflètent la lumière solaire incidente vers un récepteur situé au sommet de la tour centrale. L'énergie réfléchie est absorbée par le fluide de transfert de chaleur qui est pompée à partir du bas de la tour vers le récepteur. Le fluide chaud qui revient vers le bas de la tour sera utilisé par la centrale thermodynamique.

Excepté pour les centrales à double réflexion (beam down), la tour sert à placer le récepteur à une hauteur optimale suivant la latitude du site et la taille du champ solaire. Il faut également respecter deux critères essentiels : une bonne résistance au vent et un ombrage minimum sur le champ d'héliostats. Par ailleurs, qu'elle soit en métal ou en béton, un critère esthétique doit être pris en compte afin que les centrales à tour soient acceptées par les populations locales (Figure II.7).



Figure II.7 : Exemples de tours de centrales solaires.

Depuis peu de temps, de nouveaux concepts émergent et envisagent des champs multi-tours (Figure II.8) qui permettent de réduire les pertes optiques en densifiant le champ solaire [26]. En effet les héliostats sont alors plus proches du récepteur offrant ainsi une concentration solaire plus élevée. À puissance égale, l'ouverture du récepteur est donc réduite ce qui diminue les pertes thermiques. Par ailleurs en choisissant judicieusement les groupes d'héliostats impactant un récepteur donné au cours de la journée, les pertes par effet cosinus peuvent être considérablement réduites, entraînant une hausse du rendement optique du champ.

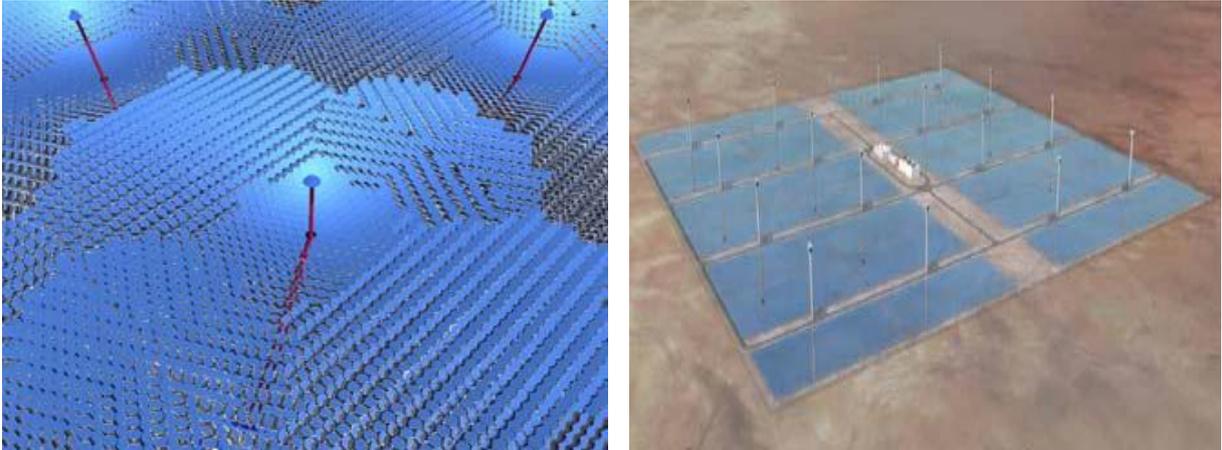


Figure II.8 : Quelques exemples de champs multi tours [26].

3.2.1 Choix du récepteur solaire [27]

Soit une plaque de surface S homogène qui possède une émissivité ε et une absorptivité α . La température de surface de la plaque plane est T_s et la température ambiante est T_{amb} . La radiation directe solaire I_0 ($W.m^{-2}$) fait un angle θ par rapport à la normale de la plaque comme sur le schéma de la figure II.9.

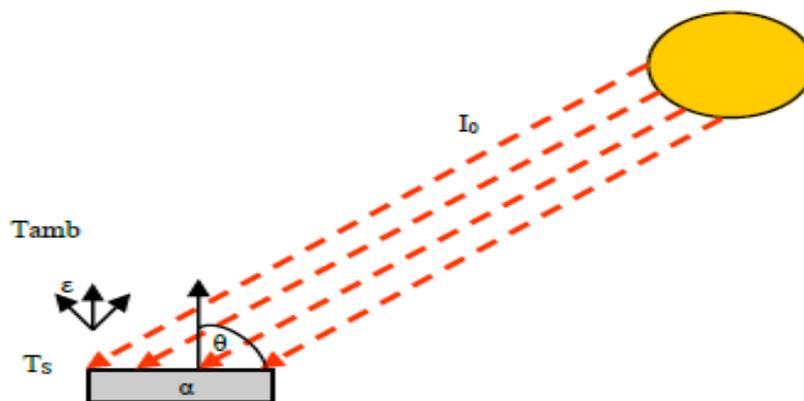


Figure II.9 : Effet de la radiation solaire sur un matériau.

$$\text{La puissance reçue (en W) par la plaque est : } P_{re\grave{c}ue} = I_0 \cdot S \cdot \cos\theta \quad (\text{II.1})$$

$$\text{La puissance absorbée (en W) par la plaque est : } P_{abs} = \alpha \cdot I_0 \cdot S \cdot \cos\theta \quad (\text{II.2})$$

Nomenclature	Définition	Unité/Valeur
ε	Emissivité	
α	Absorptivité	
λ	Conductivité thermique	$\text{W.m}^{-1} .\text{K}^{-1}$
I_0	Radiation solaire directe	W.m^{-2}
σ	Constante de Stefan-Boltzmann	$5,67.10^{-8}$ $\text{W.m}^{-2} .\text{K}^{-4}$
C_p	Chaleur massique	$\text{J.kg}^{-1} .\text{K}^{-1}$
C	Concentration solaire	
η_{opt}	Efficacité optique du champ héliostatique	
η_{intercep}	Rendement d'interception du récepteur	
$\eta_{\text{turbo-alternateur}}$	Rendement du turbo-alternateur	
$\eta_{\text{échangeur}}$	Rendement de l'échangeur de chaleur	
η_{centrale}	Rendement global de la centrale	
$P_{\text{réfléchié}}$	Puissance réfléchié par le champ héliostatique	W
$P_{\text{reçue}}$	Puissance thermique interceptée par le récepteur solaire	W
$P_{\text{autoconso}}$	Puissance d'autoconsommation de la centrale	W
P_{abs}	Puissance absorbée utile par le récepteur	W
T_{amb}	Température ambiante	K
$T_{\text{récepteur}}$	Température du récepteur de la tour	K
$S_{\text{récepteur}}$	Surface du récepteur	m^2
$S_{\text{réfléchissante}}$	Surface totale des héliostats	m^2
$S_{\text{héliostat}}$	Surface unitaire d'un héliostat	m^2
Nu	Nombre de Nusselt	
Re	Nombre de Reynolds	
Pr	Nombre de Prandtl	

Tableau II.1 : Nomenclature des grandeurs physiques associées à la concentration solaire dans le récepteur de la tour.

La puissance émise par rayonnement (en W) de la plaque en milieu ambiant est :

$$P_{\text{ray}} = \varepsilon . \sigma . S . T_s^4 \quad (\text{II.3})$$

Le flux de chaleur émis par la plaque en milieu ambiant est (en W) :

$$\emptyset = \varepsilon . \sigma . S . (T_s^4 - T_{\text{abs}}^4) \quad (\text{II.4})$$

Lorsqu'aucune énergie n'est extraite de la plaque, à l'équilibre thermique, le bilan énergétique engendre :

$$\alpha \cdot I_0 \cdot S \cdot \cos\theta = \varepsilon \cdot \sigma \cdot S \cdot (T_s^4 - T_{abs}^4) \quad (\text{II.5})$$

Ainsi, la température théorique maximale de la paroi sous l'effet du flux radiatif devient :

$$T_s = (T_{amb}^4 + \frac{\alpha}{\varepsilon} \cdot \frac{I_0 \cdot \cos\theta}{\sigma})^{1/4} \quad (\text{II.6})$$

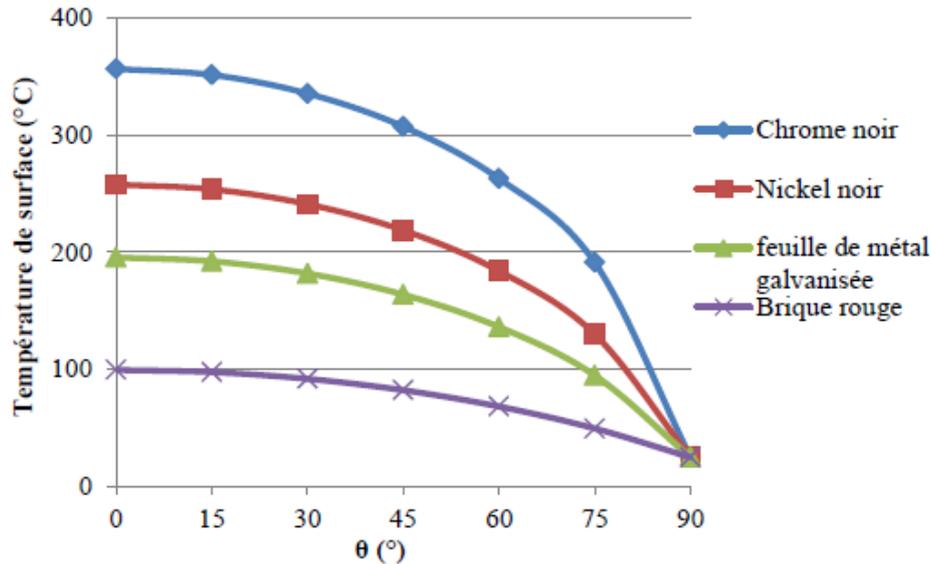


Figure II.10 : Effet de la radiation solaire sous différents angles ($800 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$).

S'agissant d'un récepteur solaire, il est important que le ratio α/ε (forte absorptivité et faible émissivité) soit aussi grand que possible afin d'obtenir une température de surface de récepteur la plus grande possible et la transmettre au fluide caloporteur. La figure II.10 présente les températures de surface de plaques planes de différents matériaux en fonction de l'élévation du Soleil sous une radiation de $800 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$ et une température ambiante de 25°C . Ce graphique met en évidence le fait que la radiation a un effet direct sur la température d'un matériau. Tous les matériaux ne réagissent pas de la même façon. Certains comme les métaux s'élèvent beaucoup plus en température que les céramiques. Ainsi, la brique rouge ne chauffe pas autant que le nickel noir sous l'effet de la radiation. Les caractéristiques d'absorptivité et d'émissivité des différents matériaux de la figure précédente sont données dans le tableau II.2 [28]. L'intérêt d'un récepteur solaire est d'absorber le flux radiatif, de le convertir en chaleur et de le transmettre à un fluide en convection forcée. L'absorptivité caractérise la capacité d'un matériau à capter le flux lumineux et à le stocker sous forme de chaleur. L'émissivité quant à elle caractérise la capacité d'un matériau à émettre sous forme de flux radiatif en fonction de sa température de surface. Par conséquent, l'absorptivité doit être maximale et l'émissivité minimale pour un récepteur solaire. La température de surface est maximale lorsque le Soleil

est au zénith et minimale lorsqu'il est à l'horizon. Un matériau comme le chrome noir permet d'atteindre des températures de surface supérieures à 350°C. En revanche, la brique rouge n'atteint que 100°C lorsque le Soleil est au zénith car elle possède une forte émissivité.

Matériau	Absorptivité α	Emissivité ε	ratio
Nickel noir	0,81	0,16	5,1
Chrome noir	0,95	0,09	10,6
Brique rouge	0,75	0,93	0,8
Feuille de métal galvanisée	0,8	0,28	2,9

Tableau II.2 : Absorptivité et émissivité de certains matériaux.

La figure II.10 montre que l'angle du Soleil par rapport à la normale de la surface étudiée doit être minimal car la température croît avec le terme $\cos \theta$ d'après l'équation (II.6). En conséquence, plus un héliostat sur un champ est dans l'axe de la tour, plus il contribue à l'apport énergétique dans le récepteur.

3.3 Le système de conversion de puissance

La technologie d'une centrale à tour est principalement définie par le fluide de transfert (caloporteur) et le cycle de conversion thermodynamique utilisé. La disponibilité d'un stockage thermique de forte capacité est un élément majeur à prendre en compte pour évaluer les différentes technologies. Pour les centrales à tour, il existe quatre technologies faisant appel à quatre procédés différents [29] :

- les systèmes à fluide caloporteur constitué de sels fondus, possédant une technologie disponible de stockage thermique de forte capacité.
- les systèmes à fluide caloporteur eau-vapeur, sans stockage thermique disponible.
- les systèmes à fluide caloporteur air atmosphérique, possédant une technologie disponible de stockage thermique de forte capacité.

- les systèmes à fluide caloporteur air pressurisé, sans stockage thermique disponible.

3.3.1 Sels fondus

Les sels fondus ont pour avantage de ne pas être excessivement chers et de combiner un bon transfert de chaleur (coefficient d'échange thermique compris entre $5000 \text{ W/m}^2.\text{K}$ et $8000 \text{ W/m}^2.\text{K}$), une température élevée d'utilisation et une commodité et performance avérées de stockage. La Figure II.11 présente le principe de fonctionnement d'une telle centrale.

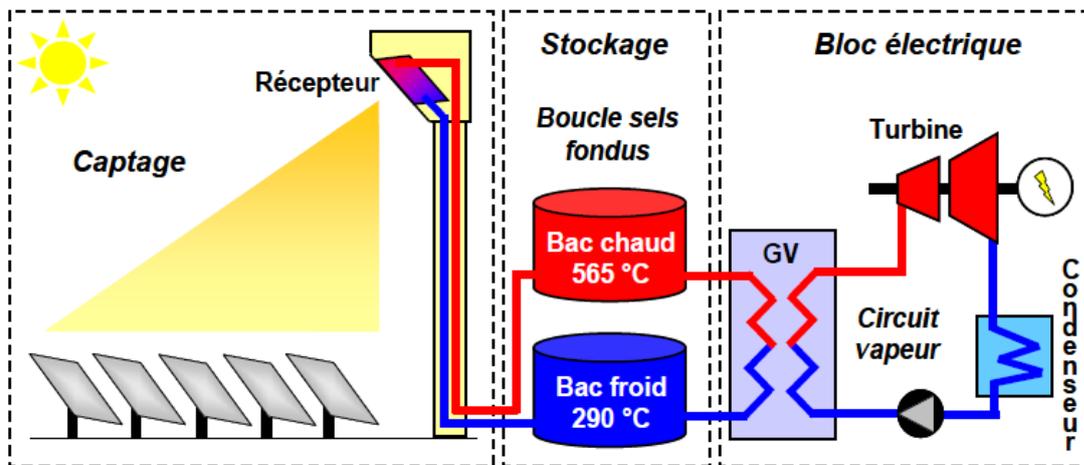


Figure II.11 : Schéma de principe d'une centrale à tour à caloporteur sels fondus.

Les sels sont stockés dans un réservoir après avoir été chauffés dans le récepteur en haut de tour. Les hautes températures atteintes dans le récepteur permettent de produire de la vapeur surchauffée dans le groupe vapeur, pour être ensuite à nouveau stockés mais dans un réservoir froid où la température est maintenue au-dessus de la température de solidification des sels à l'aide de résistances chauffantes électriques. Suivant leur composition (aujourd'hui très souvent proche de 60 % de NaNO_3 et 40 % de KNO_3), les sels fondus se solidifient entre 120°C et 240°C . Malgré des problèmes de corrosion, et donc de possibles fuites, découverts dans les premières générations de ce type de centrale, les récepteurs ont connu le développement de nouveaux alliages ces dernières années (Inconel 625, Inox 316Ti) [30]. Ces alliages ont permis de supprimer les problèmes de corrosion dans la gamme de température considérée. Notons que cette gamme de température (Tableau II.3) est bien adaptée aux températures nécessaires au cycle de Rankine.

Température minimale conseillée	260°C
Température maximale conseillée	560°C
Densité moyenne	1870 kg/m ³
Conductivité thermique moyenne	0,52 W/m.K
Capacité calorifique	1600 kJ/kg.K
Capacité calorifique volumique	250 kWh _{th} /m ³
Coût	0,50 US\$/kg
	3,7 US\$/kWh th

Tableau II.3 : Principales caractéristiques des sels fondus binaires (60 % de NaNO₃ et 40 % de KNO₃) [31].

Dans les années 80, la centrale de THEMIS [32] employait cette technologie pour produire 2,5 MW_{el} sur le site de Targassonne. Depuis la centrale solaire Solar Two, produisant 12,4 MW_{el} [33], a vu le jour (1996-1999) à Barstow aux Etats-Unis. Ces installations, ayant pour but de valider la technologie, ont confirmé le bon fonctionnement des différents composants (champ d'héliostats, récepteur stockage, générateur de vapeur).

Cependant, il est important d'être attentif à l'évolution de la température du sel au sein du système car s'il se solidifie à un endroit (vanne, pipeline, réservoir de stockage...), le système doit être mis en arrêt pendant une longue période afin d'enlever tous les blocs de sel étrangers impactant considérablement sur la rentabilité du système. Par ailleurs ce type de centrale exige à chaque démarrage un préchauffage électrique des circuits afin d'éviter le problème de solidification, entraînant ainsi une diminution du rendement global due à la consommation auxiliaire d'électricité. Enfin, contrairement aux fluides caloporteurs eau-vapeur et air pressurisé, cette technologie requiert une étape d'échange thermique supplémentaire qui augmente le coût d'investissement de la centrale et en diminue légèrement son rendement global.

Aujourd'hui la centrale Gemasolar développée par Torresol Energy [34] présente une production électrique annuelle équivalente à une centrale thermosolaire de 50 MW_{el} sans stockage. Cependant la turbine considérée est d'environ 20 MW_{el} car leur objectif est de produire de l'électricité indépendamment des conditions d'ensoleillement, permettant ainsi de

réduire considérablement le coût de production. En effet avec cette technologie, la centrale est capable de produire de l'électricité pendant 15 heures sans ensoleillement, soit une capacité de stockage de 740 MWh_{th} [35]. Le Tableau II.4 présente les principales caractéristiques de cette centrale.

Nombre d'héliostats	2650
Surface totale de miroirs	306658 m ²
Hauteur de la tour	140 m
Puissance du récepteur	120 MW _{th}
Puissance de la turbine	19,9 MW _{él}
Capacité de stockage (nombre d'heures opérationnelle sans soleil)	15 h
Taille du réservoir de stockage (hauteur × diamètre)	10,5 m × 23 m
Quantité de sels	8500 t
Energie électrique produite	110000 MWh/an

Tableau II.4 : Principales caractéristiques de Gemasolar [35].

Les performances de Gemasolar vont très certainement séduire les industriels et les inciter à investir dans la technologie de sels fondus, comme le font aujourd'hui Torresol Energy en Espagne et Solar Reserve aux Etats-Unis [36].

Finalement en France il faut savoir que les installations possédant plus de 1250 tonnes de KNO₃ ou plus de 5000 tonnes de NaNO₃ sont classées Seveso (installation industrielle classée en "autorisation avec servitudes" dont l'activité, en particulier les quantités de produits stockés, présente un risque important pour les populations alentours, en cas d'accident grave) selon l'INERIS [37]. Pour donner un exemple, la centrale Andasol (50 MW_{él}) utilise 28500 tonnes de sels fondus pour un stockage thermique équivalent à 7,5 heures de fonctionnement à pleine puissance. Par conséquent l'étiquette de site sensible donnée à ce type de centrale peut entraîner des réticences à l'acceptation du projet au niveau local.

3.3.2 Eau-vapeur

Comme le montre la Figure II.12, contrairement aux sels fondus, le fluide caloporteur eau-vapeur permet d'être directement utilisé dans le cycle thermodynamique de la turbine. Cela permet d'éviter une étape supplémentaire d'échange thermique et donc de réduire le coût d'investissement et d'augmenter légèrement le rendement global.

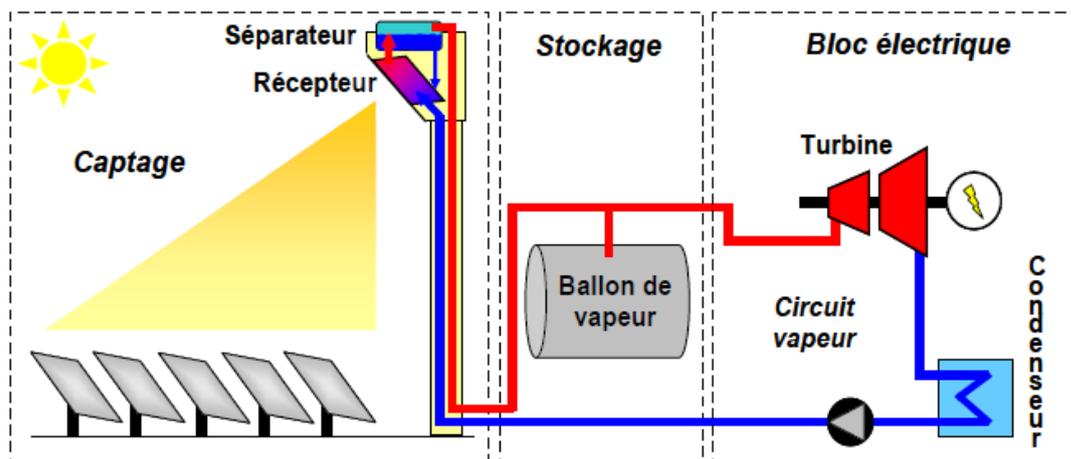


Figure II.12 : Schéma de principe d'une centrale à tour à fluide caloporteur eau-vapeur.

Cette technologie est aujourd'hui préférée aux autres pour les capteurs linéaires de Fresnel et se développent également avec les capteurs cylindro-paraboliques. Cependant elle existe depuis longtemps dans les centrales à tour avec, dès la fin des années 70, le développement de centrales expérimentales comme CESA-1 (1,2 MW_{el}) en Espagne ou Solar One (100 bar, 516°C, 14 kg/s, 10 MW_{el}) aux Etats-Unis.

Le principal avantage de cette technologie vient des excellentes caractéristiques de transfert de chaleur de la vapeur d'eau saturée permettant de fonctionner à concentration solaire élevée. Cependant le régime transitoire de la centrale peut aboutir à des surchauffes au niveau du récepteur dues aux changements locaux de transfert thermique entre la phase liquide et la phase vapeur. Ces forts gradients thermiques sont la cause de contraintes thermomécaniques élevées entraînant des déformations, ou pire des fuites, dans les parois des tubes.

Par ailleurs il est préférable de limiter la chauffe au niveau du récepteur et donc de produire de la vapeur saturée et non surchauffée. En effet le coefficient d'échange thermique de la vapeur surchauffée, ou vapeur sèche, est très faible. Bien que ce choix résulte en la diminution des températures et donc des rendements de conversion thermodynamiques, il a comme grand avantage la prolongation de la durée de vie du récepteur. C'est dans cette optique qu'Abengoa a choisi de développer les deux premières centrales à tour commerciales à fluide eau-vapeur :

PS10 (11 MW_{el}) et PS20 (20 MW_{el}) près de Séville en Espagne. La centrale PS10, en fonctionnement depuis 2006, a permis de confirmer les bonnes performances de cette technologie tout en minimisant son coût de fabrication (3500 €/kW_{el}). Comme le montre le Tableau II.5, les températures sont abaissées afin d'assurer un bon transfert thermique vis à vis de l'eau en tout point du récepteur. Un stockage tampon permet de fonctionner pendant 30 minutes à pleine puissance, garantissant un bon fonctionnement de la centrale lors de passage nuageux.

Cycle	Débit de vapeur	100 t/h
	Température maximale	260°C
	Pression de travail	40 bar
Récepteur	Rendement annuel	90 %
	Puissance	55 MW _{th}
	Surface primaire d'absorbeur	260 m ²
	Pics de flux acceptés	650 kW/m ²
Stockage	Capacité	20 MWh _{th}
	Durée	0,5 h

Tableau II.5 : Caractéristiques de la centrale PS 10 [38].

Deux acteurs industriels développent des technologies de centrales à tour à vapeur surchauffée. eSolar développe une centrale multi-tours de 46 MW_{el} [39] délivrant une vapeur surchauffée à 440°C sous 60 bar. Cette centrale comporte 16 modules unitaires constitués chacun de deux champs d'héliostats de 190 mètres×175 mètres comportant chacun 6090 héliostats de 1,14 m² et d'une tour de 50 mètres capable de supporter deux récepteurs à eau-vapeur de 6,5 MW_{th}. Afin de valider cette technologie, eSolar a mis en fonctionnement la Sierra SunTower depuis l'été 2009 [40]. Cela a permis de prouver la fiabilité des composants et de valider le bon fonctionnement d'un module récepteur/tour/héliostats, minimisant ainsi les risques lors de l'augmentation d'échelle. Ce module a également été capable d'opérer pendant quelques heures avec un ciel voilé. Parallèlement, BrightSource Energy exploite une installation de faible puissance (5 MW_{th}) dans le désert de Negev en Israël. BrightSource est parvenu à lever les fonds suffisants pour projeter et construire un ensemble de centrales à tour de 300 MW_{el} chacune sur le site d'Ivanpah en Californie.

Une autre possibilité est de combiner un champ de collecteurs linéaires de Fresnel avec une centrale à tour comme l'envisage Bertin Technologies [41]. En effet cela permettrait de produire de la vapeur saturée dans les collecteurs linéaires de Fresnel pour ensuite la surchauffer dans le récepteur en haut de tour, évitant ainsi la coexistence de l'eau sous deux

phases dans celui-ci (Figure II.13). Cette technologie nécessite avant tout un développement plus abouti des capteurs linéaires de Fresnel capable de générer de la vapeur.

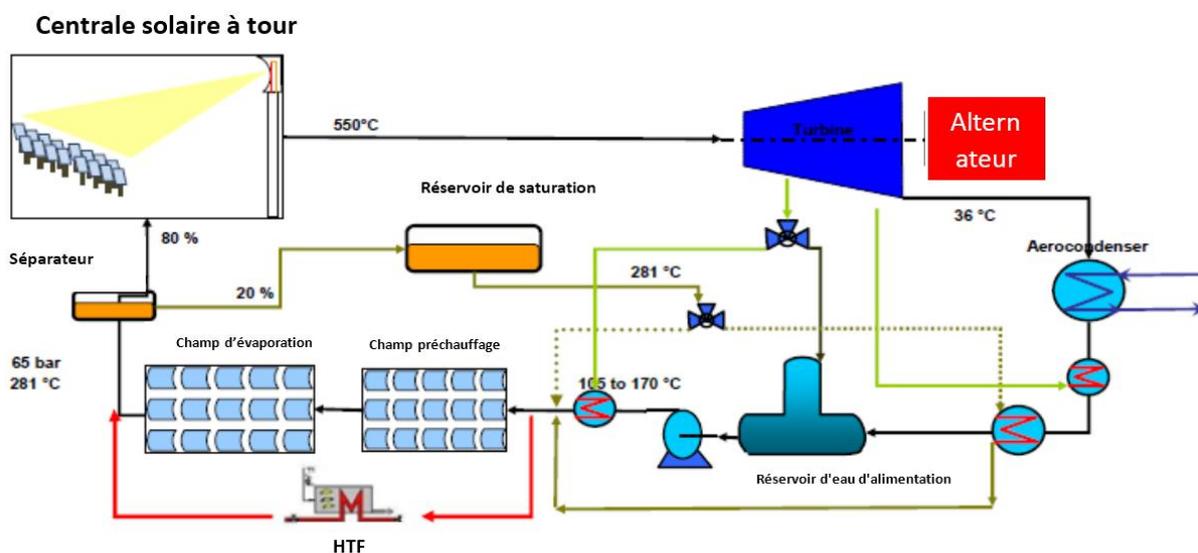


Figure II.13 : Schéma de principe du couplage LFC et tour solaire [41].

Enfin le stockage de vapeur requiert de larges containers possédant des murs très épais dus à la pression élevée nécessaire à une turbine à vapeur. Cela a pour conséquence d'augmenter considérablement les coûts du stockage. Une option serait d'utiliser des matériaux à changement de phase tels que des mélanges de sels qui permettraient de stocker la chaleur latente de l'eau (lors du passage de l'état vapeur à l'état liquide) et de la restituer par la suite [42].

3.3.3 Air à pression atmosphérique

Avant tout l'air possède l'avantage majeur de ne pas avoir de limite de température d'utilisation. De plus il n'est pas toxique et il est bien évidemment gratuit. En revanche sa faible densité et sa faible conductivité thermique font de lui un très mauvais fluide de transfert.

Par conséquent la recherche s'est orientée sur la conception d'absorbeurs volumétriques où l'air est aspiré et chauffé jusqu'à 700°C ou 800°C, température dépendante de la nature de l'absorbeur. En aval du récepteur solaire, l'air chauffé cède sa chaleur dans un régénérateur qui stocke cette chaleur, ou bien transmet sa chaleur au cycle vapeur pour alimenter le groupe de production (Figure II.14). Le stockage fait appel à un régénérateur contenant des céramiques poreuses chauffées par l'air qui sort du récepteur. En phase de déstockage l'air est tout simplement pompé après son passage dans le générateur de vapeur afin de récupérer la chaleur sensible des céramiques.

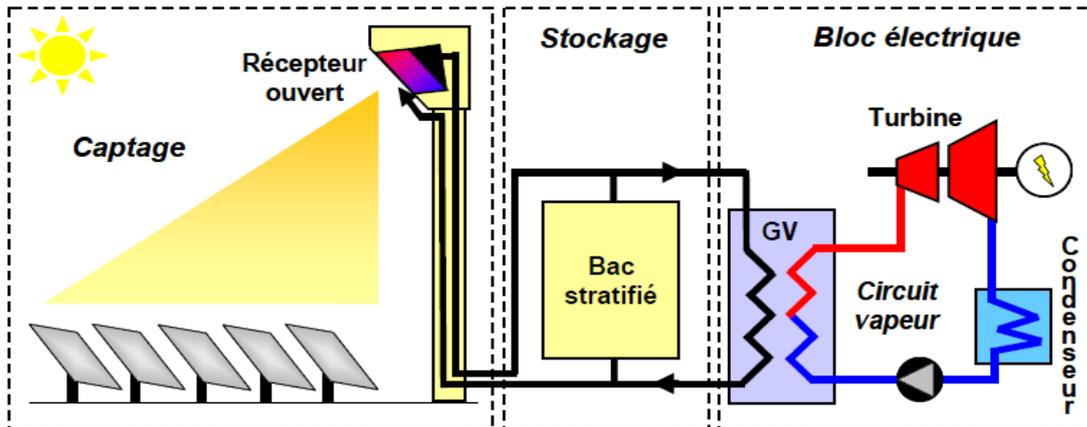


Figure II.14 : Schéma de principe d'une centrale à tour à caloporteur air atmosphérique.

Le concept d'absorbeur volumétrique permet d'augmenter considérablement la surface d'échange effective, palliant ainsi au faible coefficient de transfert thermique de l'air. La DLR étudie ce type de récepteur en examinant une approche modulaire. Le récepteur, appelé HITRec (High Temperature air REceiver) et dont l'assemblage est présenté sur la Figure II.15, est modulaire. Les modules absorbeurs sont constitués de tuiles de matériau poreux, de mousse ou de structure à micro-canaux en céramique. La surface d'échange effective est environ 50 fois supérieure à l'ouverture. Grâce aux travaux effectués pour concevoir et construire la centrale solaire expérimentale de Jülich en Allemagne, ce récepteur a pu être testé [43]. Le récepteur a été soumis à une puissance allant jusqu'à 3 MW_{th} . A cette puissance nominale, il a fonctionné pendant plus de 200 heures à des flux moyens (sur la cavité) de 520 kW/m^2 et des flux locaux allant jusqu'à 750 kW/m^2 . Ce type de récepteur atteint aujourd'hui un rendement de 85 % et délivre de l'air jusqu'à 750°C .

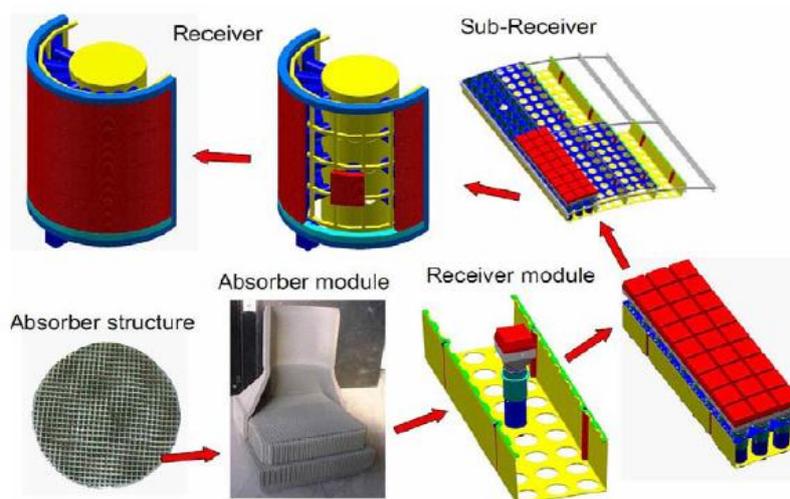


Figure II.15 : Schéma de principe du récepteur HiTRec (High Temperature air Receiver) expérimenté à la centrale solaire expérimentale de Jülich [44].

Cependant une optimisation est nécessaire au niveau des modules absorbeurs et de la distribution des flux solaires sur la surface éclairée afin de limiter l'apparition de points chauds, résultant en une diminution de la durée de vie du récepteur. Un tel récepteur reste coûteux. Il est encore en développement et en voie de qualification à l'échelle préindustrielle.

3.3.4 Air pressurisé et TAG

Cette technologie utilise de l'air comprimé comme fluide caloporteur et comme fluide de travail du cycle, permettant d'atteindre des températures élevées, supérieures à 1000°C. Le principe de fonctionnement de la technologie, appelée turbine à gaz hybride solaire (HSGT pour « Hybrid Solar Gas Turbine»), est présenté sur la Figure II.16.

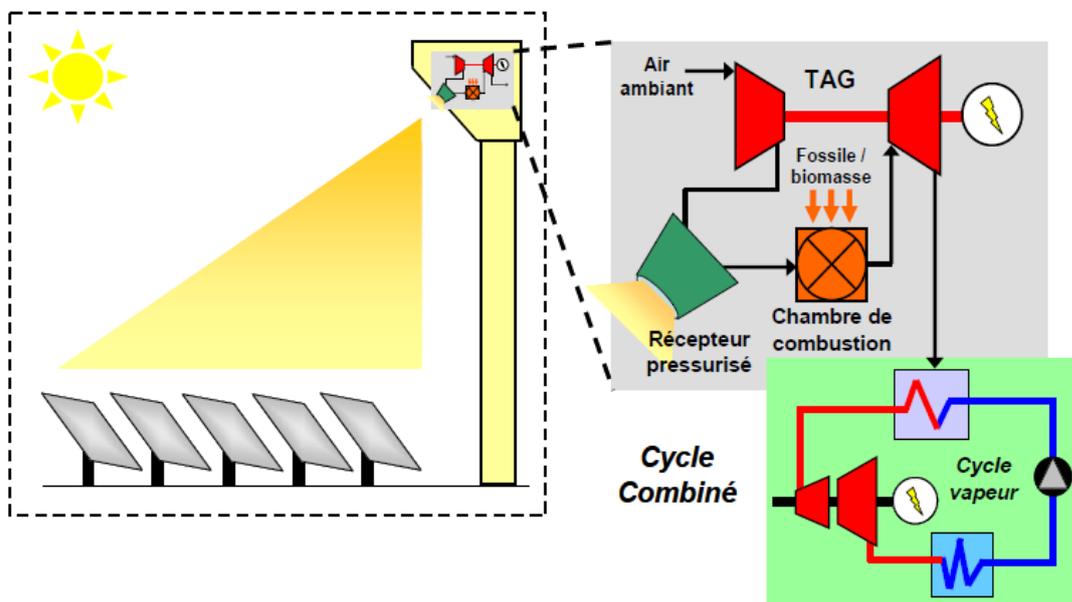


Figure II.16 : Schéma de principe d'une centrale à tour à caloporteur air pressurisé couplé à une TAG (HSGT).

L'air est aspiré puis comprimé avant d'entrer dans le récepteur solaire où il est chauffé. La température de l'air en sortie dépend du matériau utilisé pour le récepteur. L'air est ensuite injecté dans la chambre de combustion afin d'atteindre la température requise en entrée de turbine (entre 900°C et 1300°C). C'est cette étape qui donne le caractère hybride. Elle permet, en plus de fournir la température requise avant l'entrée dans la turbine, de produire de l'électricité garantie à puissance ferme. L'utilisation de biomasse ou de biofuel [45] est une solution pour remplacer l'appoint fossile afin de conserver entièrement le caractère renouvelable de la technologie. Pour augmenter la fraction solaire et donc réduire la consommation de combustible, deux possibilités sont étudiées : d'une part des solutions de stockage thermique (par exemple sur un lit de billes de céramique) et d'autre part le

développement de récepteurs solaires résistant à plus haute température, comme les récepteurs céramiques.

Il est possible d'améliorer nettement le rendement global de la centrale en ajoutant un cycle à vapeur qui récupère la chaleur d'échappement de la turbine à gaz. On parle alors de cycle combiné (CC). Le rendement d'une installation à cycle combiné, très élevé, représente un gain relatif de l'ordre de 50 % par rapport aux technologies de centrales solaires maîtrisées aujourd'hui. De plus les coûts d'investissement spécifiques de turbines à gaz ou des cycles combinés (700 €/kW_{el}) sont inférieurs à ceux des cycles à vapeur. Le coût de l'électricité sera de 15 % à 20 % inférieur à celui attendu par une tour à cycle à vapeur (filiales à génération directe de vapeur ou à sel fondu, aujourd'hui en développement industriel au plan international), soit environ 80 €/MWh à l'horizon 2020. Cette réduction de coût de production provient du meilleur rendement (réduction de la taille du champ solaire) et du moindre coût du bloc de puissance, ce qui impacte favorablement le coût d'investissement de la centrale (1600 €/kW_{el}).

L'utilisation d'une turbine à gaz permet de réduire considérablement la consommation d'eau. En effet l'eau est principalement utilisée pour refroidir la vapeur en sortie de turbine dans un évaporateur humide. Elle est un problème récurrent dans les centrales thermosolaires fonctionnant avec un cycle de Rankine. En effet une étude de l'US DOE a révélé en 2007 que les centrales à tour utilisant une turbine à vapeur consommaient environ 3 kg d'eau par kWh_{el} produit [46], une valeur supérieure à la consommation des centrales conventionnelles (environ 2 kg/s). Or cette consommation n'est pas compatible avec les sites d'exploitation qui sont souvent des régions désertiques, freinant ainsi le développement de certains projets. Un cycle combiné permet quant à lui de réduire la consommation d'eau d'un facteur 2 à 4, selon la puissance, par rapport à un cycle à vapeur unique.

Avec les centrales solaires classiques dotées d'un cycle à vapeur, l'hybridation fossile permet certes de rentabiliser le bloc de puissance la nuit et/ou de maintenir la production hivernale au même niveau que l'été sans recourir à un stockage démesuré qui serait pénalisant. Mais cette solution valorise le combustible fossile avec un rendement médiocre : 40 % au mieux pour une tour, nettement moins pour une centrale à capteurs cylindro-paraboliques ou linéaires de Fresnel. En revanche, sur une tour à cycle combiné hybridé, la combustion est utilisée à haute température et donc avec un excellent rendement. Le combustible est ainsi valorisé avec un rendement compétitif par rapport aux autres installations fossiles (souvent des cycles combinés à gaz) alimentant le réseau électrique. La technologie HSGT est donc bien adaptée à la situation

des pays du MENA, riches en ressources solaire et pétrolière ou gazière. L'hybridation avec un appoint fossile permet de proposer une stratégie de transition vers une technologie non émettrice de dioxyde de carbone, en conservant la garantie de fourniture de puissance.

Après de nombreuses recherches démarrées dans les années 1970, cette technologie commence aujourd'hui à faire ses preuves grâce à différents projets. Par exemple le projet européen Solgate [47], basé sur un partenariat entre la DLR (Allemagne), ORMAT (Etats-Unis), CIEMAT et SOLUCAR (Espagne), a permis de développer, construire et tester une turbine à gaz d'hélicoptère de 250 kW_{el} solarisée et un récepteur à air pressurisé haute température capable de chauffer de l'air à 10 bar jusqu'à 960°C. Le rendement maximal du récepteur. La fraction solaire d'électricité produite a atteint $70 \pm 10 \%$ pour un rendement global de conversion de 21,2 % [48]. De plus 500 heures de test ont prouvé la robustesse du système. Malgré cela, des problèmes au niveau de la turbine ont empêché le développement de la technologie à l'étape du démonstrateur.

Dans la même lignée, un récepteur tubulaire associé à la turbine Turbec T100 ont été testés dans le cadre du projet européen Solhyco démarré en 2006 [49]. Les expériences menées en haut de la tour CESA-1 de la PSA (Plataforma Solar de Almería) ont permis de chauffer l'air jusqu'à environ 800°C, que ce soit sans hublot ou avec hublot à pression atmosphérique. Cependant, le rendement énergétique du récepteur était bien plus faible que celui simulé, cela étant dû à une mauvaise isolation de la cavité (Figure II.17).



Figure II.17 : Le récepteur du projet Solhyco avec son hublot (à gauche) et sa cavité (à droite) [50].

Les projets Solgate et Solhyco ont donné naissance en 2008 au programme de recherche Solugas [51], qui s'est étalé sur 54 mois. Les protagonistes de ce programme (Abengoa Solar, Turbomach, NEAL, DLR et GEA PL) ont pour but de mettre en évidence les avantages

techniques et économiques de cette technologie. Pour cela la première étape vise à construire les différents composants du système (champ collecteur, tour, turbine et récepteur solaire), pour ensuite installer le système à la PSSM (Plataforma Solar de Sanlúcar la Mayor), près de Séville. Deux années de tests permettront une évaluation détaillée des performances ainsi qu'une estimation du potentiel de ce marché.

4. Les pertes des centrale solaire à tour

4.1 Les pertes sur le terrain

Les pertes d'énergie associées spécifiquement avec le champ d'héliostat comprennent la perte cosinus, perte d'ombrage, perte de blocage, perte de facteur de réflexion du miroir, perte de l'atmosphère et perte d'atténuation.

4.1.1 Perte cosinus

La plus grande source de perte d'énergie de champ d'héliostat d'une centrale solaire à tour est la perte du cosinus. Même si les pertes cosinus peuvent être minimisées avec une conception de champ de mise en page appropriée, c'est encore le seul mode de perte de champ le plus important.

Les pertes cosinus dépendent à la fois de la position du Soleil et de l'emplacement de l'héliostat individuel par rapport au récepteur solaire. Le réflecteur de l'héliostat est positionné par le mécanisme de pointage du Soleil de telle sorte que la normale de sa surface est la bissectrice, c'est l'angle entre les rayons incidents du Soleil et d'une ligne allant du réflecteur central de l'héliostat vers la cible située au sommet de tour. La zone réfléchissante de l'héliostat est réduite par le cosinus de la moitié de cet angle. Cela peut être visualisé par les héliostats qui envisagent à deux positions dans un champ comme le montre la figure II.18. Héliostat « A » a une perte de cosinus inférieur car il a un plus petit angle de réflexion, (Θ_i) compare avec Héliostat « B » qui a une perte de cosinus supérieur parce qu'il a un angle de réflexion plus large. Il est noté que les héliostats les plus efficaces sont situés juste en face du Soleil [52].

Dans la matinée, les héliostats situés à l'ouest de la tour centrale auront des pertes de cosinus inférieur par rapport aux héliostats qui sont à l'est de la tour centrale. Au contraire, les héliostats situés sur le terrain à l'est ont moins de pertes de cosinus comparé à celles sur le terrain à l'ouest l'après-midi.

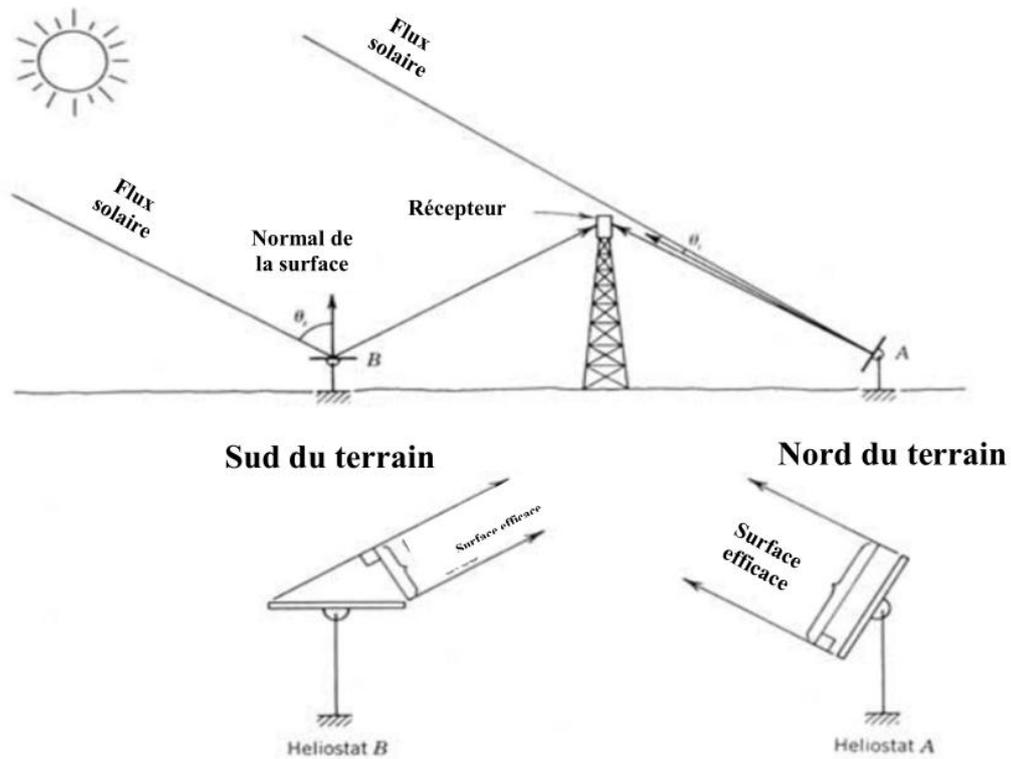


Figure II.18 : L'effet de cosinus pour deux héliostats dans des directions opposées de la tour.

L'état du Soleil à midi montre que l'héliostat A dans la partie Nord a une plus grande efficacité cosinus par rapport à l'héliostat B [52].

4.1.2 Perte de blocage et d'ombrage

Pour les centrales solaires à tour, en plus de la perte de cosinus qui provoque la réduction de l'efficacité de champ d'héliostat, il existe deux facteurs essentiels qui permettent de réduire la quantité d'énergie atteignant la cible située au sommet de la tour centrale. Ce sont l'ombrage et le blocage causé par les héliostats adjacents.

L'Ombrage se produit à faibles angles solaires, quand un héliostat projette son ombre sur les héliostats situés derrière lui. Par conséquent, le flux solaire incident du Soleil n'atteint pas en totalité le réflecteur. Le Blocage se produit lorsqu'un héliostat devant un autre héliostat bloque le flux réfléchi sur son chemin vers le récepteur. Les deux processus sont illustrés dans la Figure II.19. Le Blocage peut être observé dans un champ d'héliostats en notant la lumière réfléchie sur le dos des héliostats.

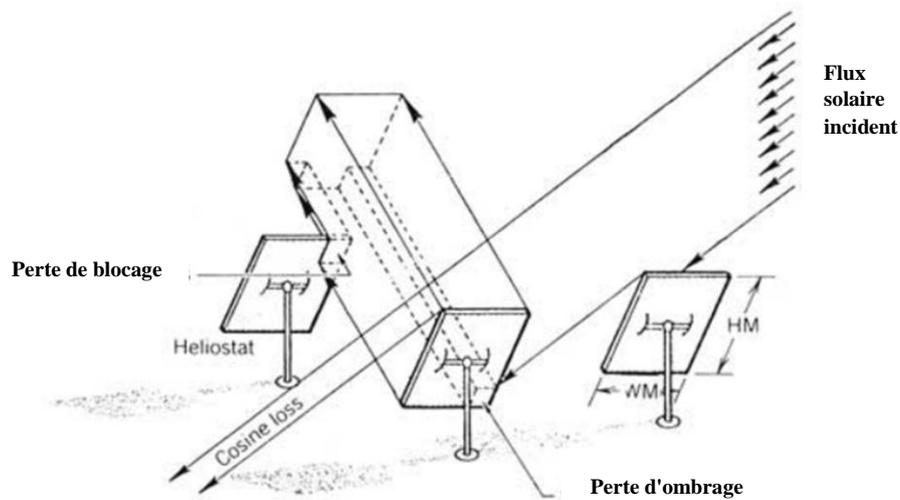


Figure II.19 : Les pertes d'Ombre et de blocage de flux solaire [52].

Il est bon d'organiser l'emplacement des héliostats comme le montre la figure II.20. Ce modèle réduit l'utilisation des terrains et diminue les pertes d'ombrage et de blocage. Les Héliostats sont serrés près de la tour, mais doivent être séparés suffisamment pour éviter toute interférence mécanique ou collision. Pour les héliostats situés plus loin de la tour centrale, l'espacement entre héliostats augmente pour minimiser le blocage des rayons réfléchis.

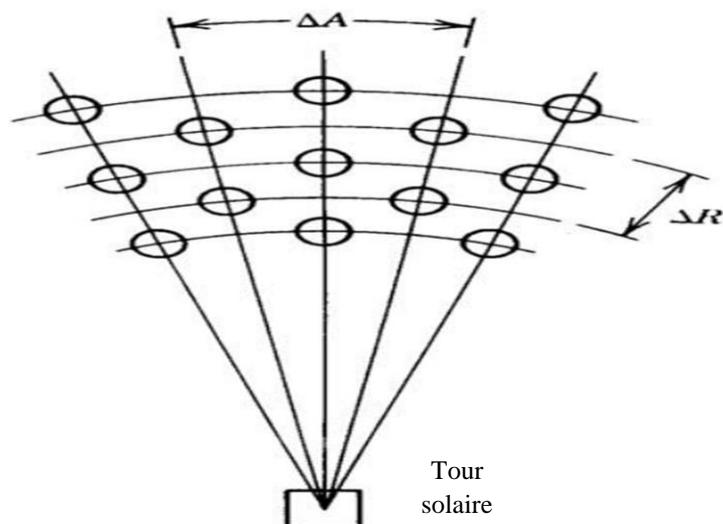


Figure II.20 : Modèle d'héliostat décalée radiale développé par l'Université de Houston [53].

La disposition des héliostats optimisés et développés à l'Université de Houston [53] ont produit un moyen de déterminer l'espacement et la densité moyenne de champ pour des présentations préliminaires sur le terrain. L'espacement radial ΔR et l'espacement azimutal ΔA , comme le montre la figure II.20, sont donnés par Dellin et al [54] tels que :

$$\Delta R = HM(1.44\cos\theta_L - 1.094 + 3.068\theta_L - 1.1256\theta_L^2) \text{ (m)}, \quad (\text{II.7})$$

$$\Delta A = WM \left(1.749 + 0.6396\theta_L + \frac{0.2873}{\theta_L - 0.04902} \right) \text{ (m)}, \quad (\text{II.8})$$

Où HM et WM sont la hauteur et la largeur de l'héliostat, respectivement, comme représenté sur la figure II.19. L'angle θ_L est l'angle d'altitude peut être calculée comme suivant :

$$\theta_L = \tan^{-1} \left(\frac{1}{r} \right) \text{ (Degré)} \quad (\text{II.9})$$

Où r est la distance normalisée entre la tour et l'emplacement de l'héliostat.

4.1.3 Transmission atmosphérique

De nombreux facteurs dans le domaine de disposition suggèrent que le champ devrait s'étendre bien au nord et avec une très haute tour solaire. La principale limitation de la distance est l'atténuation des rayons réfléchis de l'héliostat au récepteur. Lorsqu'un héliostat est situé loin de la tour.

La transmittance atmosphérique a été approchée par Vittitoe et F. Biggs [55] pour une journée claire (23 km visibilité) et un jour brumeux (5 km visibilité). Pour une journée claire avec 23 km de visibilité, la transmittance atmosphérique est

$$\tau_a = 0.99326 - 0.1046S + 0.017S^2 - 0.002845S^3 \quad (\text{II.10})$$

Avec S donnant la distance oblique entre l'héliostat et le récepteur en kilomètres.

Pour un jour brumeux avec seulement 5 km de visibilité, la transmittance atmosphérique est

$$\tau_a = 0.98707 - 0.2748S + 0.3394S^2 \quad (\text{II.11})$$

Bien que ces expressions ont été calculées pour la hauteur d'un site spécifique, ils sont fortement dépendants de la distribution de l'aérosol au niveau du sol (visibilité) et dépendant de l'altitude de terrain. L'effet de l'atténuation atmosphérique est représenté graphiquement dans la figure II.21. Inversement, des champs plus grands sont envisagés dans le futur où l'atténuation atmosphérique sera encore plus importante.

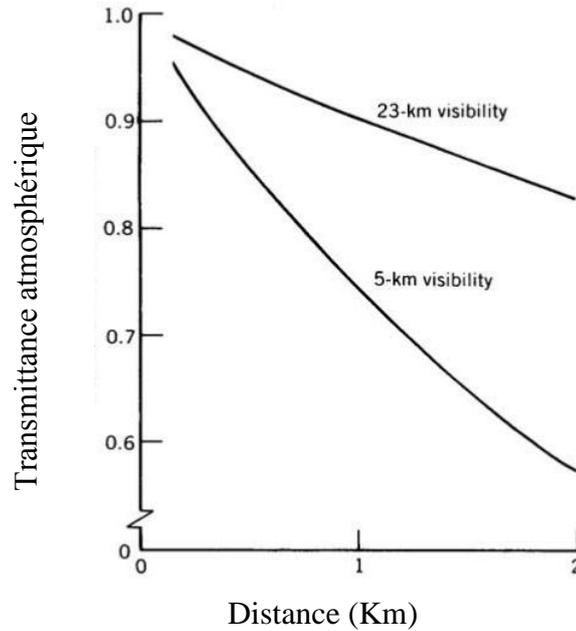


Figure II.21 : Transmission atmosphérique pour une journée claire et une atmosphère brumeuse [55].

4.1.4 Facteur de remplissage d'héliostat

Le facteur de remplissage d'Héliostat (Heliostat Packing Factor) est le rapport de la surface de miroir sur la surface de champ. Un facteur de remplissage élevé peut avoir l'avantage d'un plus grand nombre d'héliostats installés dans la région la plus favorable associée avec des pertes faibles, et une courte distance entre l'héliostat et l'ouverture de réception. Malheureusement, il va augmenter l'effet de l'ombrage et de blocage.

Le coefficient moyen de remplissage d'héliostat dans l'analyse de l'effet d'ombrage et de blocage est normalement dans la gamme de 0,2 à 0,25 [56]. Récemment, le système de tour solaire CSIRO en Australie a un facteur de remplissage d'environ 0,53 qui a été optimisé pour avoir la plus haute performance pour la période entre 10:00 et 14:00 [57].

4.2 Pertes au niveau du récepteur [27]

En considérant un simple récepteur traversé par un fluide caloporteur qui circule en régime turbulent dans des tubes parallèles de la façon suivante décrite par la figure II.22.

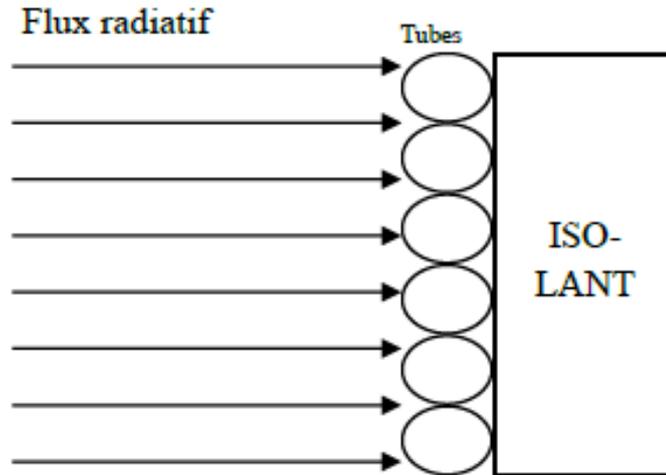


Figure II.22 : Flux radiatif sur un récepteur solaire.

Le flux radiatif chauffe les tubes. Différentes pertes apparaissent :

- les pertes par rayonnement dans l'infrarouge à l'interface air-tubes associées à la résistance thermique R_{ir} ,
- les pertes par convection naturelle entre l'air et les tubes associées à la résistance thermique $R_{conv,1}$,
- les pertes par conduction thermique dans l'isolant associées à la résistance thermique R_{cond} ,
- les pertes par convection naturelle à l'interface isolant-air associées à la résistance thermique $R_{conv,2}$.

La surface d'échange thermique des tubes est proportionnelle au nombre de tubes et est notée $S_{éch}$. La moitié de cette surface d'échange est en contact avec l'isolant de surface S_{iso} , de température T_{iso} et l'autre moitié avec l'air ambiant à la température T_{amb} . λ (en $W.K^{-1}.m^{-1}$) est la conductivité thermique de l'isolant d'épaisseur e (en m) et d'émissivité ϵ . Le schéma électrique équivalent des pertes au niveau du récepteur :

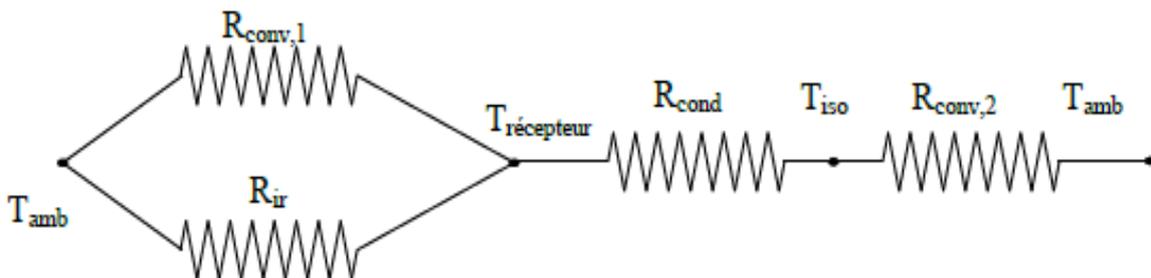


Figure II.23 : Schéma des différentes pertes.

Les différentes résistances thermiques (en $K \cdot W^{-1}$) s'expriment de la façon suivante :

$$R_{cond} = e/\lambda \cdot S_{iso}, R_{cond,1} = 1/\left(h_{conv,1} \cdot \frac{S_{ech}}{2}\right), R_{cond,2} = 1/(h_{conv,2} \cdot S_{iso}) \quad (II.12)$$

$$R_{ir} = \frac{1}{\varepsilon \cdot \sigma \cdot \frac{S_{ech}}{2} \cdot (T_{amb} + T_{récepteur}) \cdot (T_{amb}^2 + T_{récepteur}^2)} \quad (II.13)$$

Les résistances thermiques R_{ir} et $R_{conv,1}$ sont en parallèle et les résistances thermiques R_{cond} et $R_{conv,2}$ sont en série. Les pertes P_1 (en W) par rayonnement et par convection à l'interface air-tubes sont données par l'équation suivante :

$$P_1 = \left(\frac{1}{R_{conv,1}} + \frac{1}{R_{ir}}\right) \cdot \Delta T \text{ avec } \Delta T = T_{récepteur} - T_{amb} \text{ (en K)} \quad (II.14)$$

Les pertes P_2 (en W) par conduction dans l'isolant et par convection à l'interface isolant-tubes sont données par l'équation suivante :

$$P_2 = \left(\frac{\Delta T}{R_{conv,2} + R_{cond}}\right) \quad (II.15)$$

Ainsi la somme des pertes est (en W) :

$$\Sigma \text{ Pertes} = P_1 + P_2 = \left(\frac{1}{R_{conv,1}} + \frac{1}{R_{ir}} + \frac{1}{R_{conv,2} + R_{cond}}\right) \cdot \Delta T \quad (II.16)$$

5. Liste des centrales solaires à tour(s)

Le nombre de centrales à tour(s) actuellement en fonctionnement est peu important mais les projets de centrales ou bien les centrales en cours de construction sont plus nombreux. Les centrales peuvent être composées de plusieurs tours et les héliostats pointent vers la tour la mieux placée en fonction de la course du Soleil. Au moment de la rédaction aucun exemple concret ne fut cependant en place. La puissance totale actuelle installée est de 565.4 MW (Tableau II.6). Ceci est très peu en comparaison des ressources solaires mondiales annuelles (37 Gtep).

Nom de la centrale	Localisation	Puissance électrique (MW)	Nombre d'héliostats	Surface réfléchissante (m ²)	Cycle thermodynamique
PS10	Séville, Espagne	11,0	624	74880	eau/vapeur
PS20	Séville, Espagne	20,0	1255	150600	eau/vapeur
Gemasolar	Séville, Espagne	17,0	2500	300000	sels fondus
Jülich Solar Tower	Jülich, Allemagne	1,8	2153	17224	air/vapeur
Sierra Solar Tower	Lancaster, Californie	5,0	24360	27673	vapeur Rankine
Ivanpah	Comté de San Bernardino, en Californie	392	173 500		eau/vapeur
Crescent Dunes	Tonopah, Nevada, États-Unis	110	10 000		sels fondus
ACME Solar Tower	Bikaner, Rajasthan, India	2.5	14280	16222	eau
Solugas	Spain	4.6	69	8349	air
Dahan	China	1.5	100	10000	eau

Tableau II.6 : Liste des centrales à tour actuelles ([58], [59], [60], [61], [62], [63], [64]).

Cette liste est rapidement évolutive et ne reflète que la liste au moment de la rédaction de ce chapitre (2015). Les projets de centrales à tour listés (tableau II.7) représentent 2,56 GW ce qui démontre une relative explosion de la technologie de l'énergie solaire concentrée dans un futur proche (années 2020).

Nom de la centrale	Localisation	Puissance électrique (MW)	Date de fin de construction
THEMIS	Targassonne, France	2	Remise en fonction
Rice solar Energy	Californie, États-Unis	150	
BrightSource Coyote Springs 1	Nevada, États-Unis	200	2014
BrightSource Coyote Springs 2	Nevada, États-Unis	200	2015
BrightSource PG&E 5	Californie, États-Unis	200	2016
BrightSource PG&E 6	Californie, États-Unis	200	2016
BrightSource PG&E 7	Californie, États-Unis	200	2017
Gaskell Sun Tower	Californie, États-Unis	245	
Crossroads solar energy project	Arizona, États-Unis	150	
Rio Mesa Solar Project	Californie, États-Unis	750	

Suntower	New Mexico, États-Unis	92	
Heliofocus China Orion Project	Mongolie-Intérieure, china	71	2015
Khi Solar One	Upington, province deCap-du-Nord, Afrique du Sud	50	2014
Supcon	China	50	2016
total		2560	

Tableau II.7 : Liste des centrales à tour en construction ou en projet ([59], [64], [65], [66], [67], [68], [69], [70]).

Or, la concentration solaire n'inclut pas seulement les centrales solaires à tour, mais des projets parallèles de centrales à concentration utilisant la technologie cylindro-parabolique ou les miroirs de Fresnel sont en construction. Ces projets correspondent à ceux au moment de la rédaction du chapitre et sont fortement évolutifs.

6. Évolution de la production solaire

En 2011, le MWh électrique produit par la concentration solaire coûte entre 125 \$ et 225 \$ [71], en fonction de la région géographique d'emplacement de la centrale. La filière photovoltaïque produit 1 MWh à un coût inférieur à 100 \$ [72] d'ores et déjà en Californie.

Une étude de l'IRENA (Agence internationale de l'énergie renouvelable) publiée en 2013 évalue les coûts de production actualisés de l'électricité (LCOE) renouvelable en 2012 ; pour le solaire thermodynamique, elle fournit les coûts suivants :

- technologies cylindro-parabolique et Fresnel, sans système de stockage : 0,19 à 0,38 \$/kWh (hypothèses : coût d'investissement : 3400 à 4 600 \$/kW ; facteur de charge : 20 à 27 %) le bas de la fourchette correspond à des projets très compétitifs (hors OCDE) dans des pays bénéficiant d'un ensoleillement exceptionnel ;
- avec un système de stockage de six heures : 0,17 à 0,37 \$/kWh ;
- centrales à tour (technologie moins mature selon l'étude) : 0,20 à 0,29 \$/kWh avec système de stockage de six heures à sept heures 30, et 0,17 à 0,24 \$/kWh avec stockage de 12-15h.

Le coût est fortement corrélé à l'ensoleillement : partant d'une base à 2 100 kWh/m²/an (ensoleillement DNI typique pour l'Espagne), le coût LCOE diminue de 4,5 % pour chaque tranche de 100 kWh/m²/an en plus. Ces coûts de 2012 devraient continuer à baisser en fonction des progrès technologiques et des économies d'échelle [73]. Le coût minimum de 0,17 \$/kWh, soit 170 \$/MWh, équivaut à 126 €/MWh ; en comparaison, une étude du Fraunhofer Institute parue en novembre 2013 évalue le LCOE des centrales photovoltaïques du sud de l'Allemagne (indice solaire de 1 200 kWh/m²/an) entre 79 et 98 €/MWh, et un contrat récemment signé au

Texas faisait ressortir un coût de 54 €/MWh⁵ [74]. Et grâce à la baisse spectaculaire du coût des panneaux photovoltaïques, de plus de 80 % depuis 2008, le prix de l'électricité solaire des grandes centrales photovoltaïques est tombé entre 60 et 90 dollars (de 54 à 80 euros) le mégawattheure lors des appels d'offres internationaux en 2015 ; en France, de nombreux dossiers du dernier appel d'offres solaire proposent un tarif d'achat de l'électricité à moins de 80 euros/MWh [75]. Le coût de solaire thermodynamique reste donc largement supérieur à celui du photovoltaïque, mais avec l'avantage du stockage qui lui confère une valeur nettement plus élevée. Plusieurs facteurs agissent en faveur de la filière du photon. Premièrement, cette filière a connu une forte expansion due à l'explosion de projets subventionnés dans les pays industrialisés. La filière à concentration n'a parallèlement pas trop évolué entre les années 1991 et 2006. Les puissances totales de solaire PV installées ont oscillé entre 400 MW et 600 MW dans le monde [76] entre ces deux dates (cf. Fig. II.24). Un nouveau regain pour la filière apparaît en 2006 pour atteindre en 2012 une puissance installée supérieure à 2.5 GW, et une production cumulée de 1,7 TWh en 2010 [71]. Ce renouveau est sûrement le résultat d'une prise de conscience des états de l'épuisement programmé des ressources fossiles. De nouvelles puissances industrielles émergentes telles que la Chine ou l'Inde qui entrent directement en concurrence avec les pays occidentaux sur le marché des fossiles pour leur propre développement. L'Agence Internationale de l'Energie, prévoit une production annuelle mondiale de 4050 TWh/an pour le CSP en 2050, soit autant que les prévisions pour le photovoltaïque cette même année [77]. Cela correspondrait à 11 % de la production électrique mondiale. La puissance totale installée serait alors de 148 GW en 2020 et de 1089 GW en 2050.

Ceci est plus compétitif que pour la concentration solaire. Plusieurs facteurs agissent en faveur de la filière du photon. Premièrement, cette filière a connu une forte expansion due à l'explosion de projets subventionnés dans les pays industrialisés. La filière à concentration n'a parallèlement pas trop évolué entre les années 1991 et 2006. Les puissances totales de solaire PV installées ont oscillé entre 400 MW et 600 MW dans le monde [76] entre ces deux dates (cf. Fig. II.24). Un nouveau regain pour la filière apparaît en 2006 pour atteindre en 2012 une puissance installée supérieure à 2.5 GW, et une production cumulée de 1,7 TWh en 2010 [71]. Ce renouveau est sûrement le résultat d'une prise de conscience des états de l'épuisement programmé des ressources fossiles. De nouvelles puissances industrielles émergentes telles que la Chine ou l'Inde qui entrent directement en concurrence avec les pays occidentaux sur le marché des fossiles pour leur propre développement. L'Agence Internationale de l'Energie,

prévoit une production annuelle mondiale de 4050 TWh/an pour le CSP en 2050, soit autant que les prévisions pour le photovoltaïque cette même année [77]. Cela correspondrait à 11 % de la production électrique mondiale. La puissance totale installée serait alors de 148 GW en 2020 et de 1089 GW en 2050.

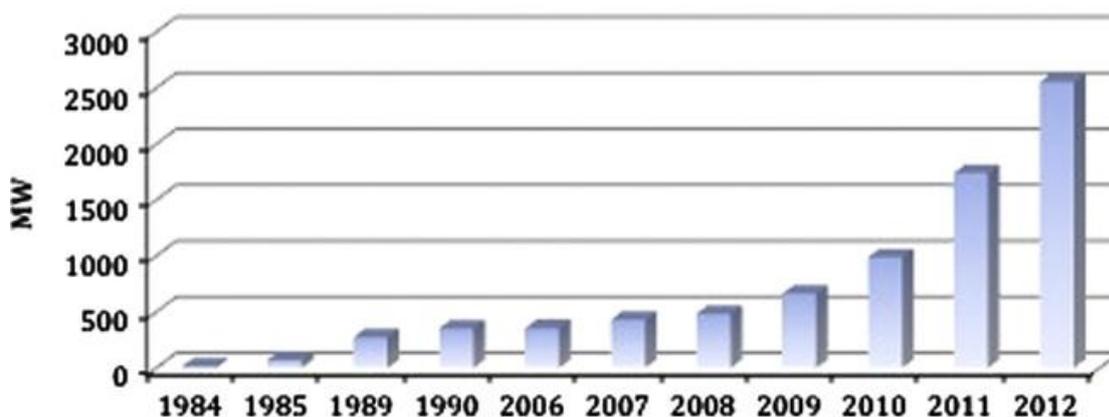


Figure II.24 : Evolution des puissances installées pour la concentration solaire [69].

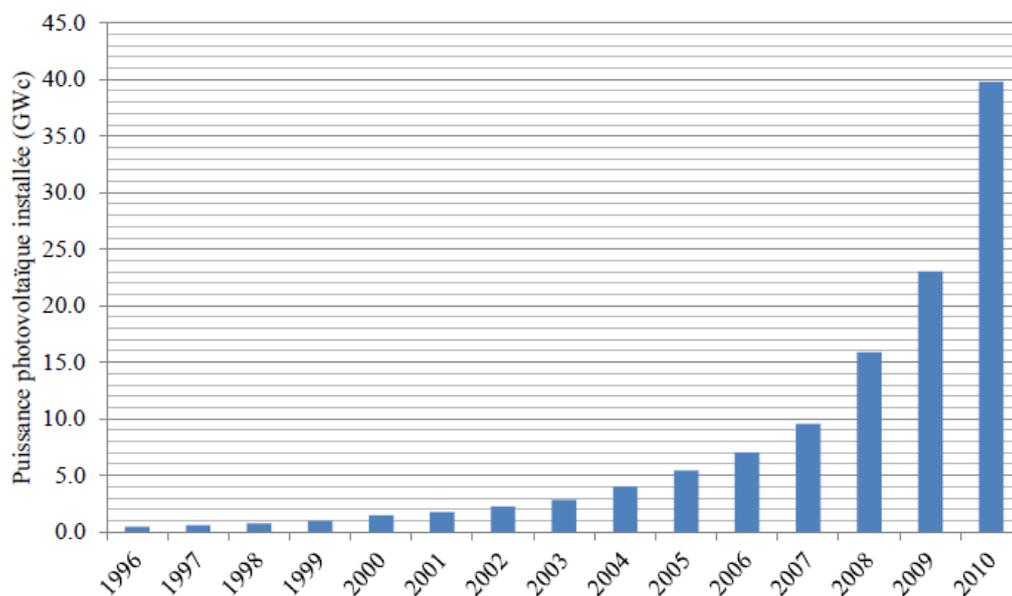


Figure II.25 : Puissance crête installée dans le monde depuis 1996 (sources IEA Photovoltaic Power Systems Programme, EPIA, EurObserver and SolarBuzz, [78]).

La filière solaire photovoltaïque est en explosion exponentielle depuis 1996 (cf. Fig. II.25). La puissance crête installée est passée de 360 MW à plus de 1 GW, de 2001 à 2010, c'est-à-dire, que la puissance installée a été multipliée par 10 en une décennie.

Enfin, la concentration solaire n'est actuellement applicable que pour des centrales d'au moins quelques MW alors qu'il est possible d'avoir des centrales photovoltaïques de quelques centaines de Watts crête. Cela permet à des particuliers d'installer des toits solaires alors que

les centrales à concentration demandent des budgets conséquents qui ne sont finançables que par des entreprises ou de grandes entités publiques. Ainsi, le coût du MWh pourrait baisser par l'augmentation de la demande et atteindre 80 \$ à 87 \$ [71]. L'avantage fondamental de la concentration solaire est la possibilité de stockage thermique qui permet de produire même lorsque la radiation est faible. Ainsi une centrale à concentration est plus disponible et sa production est mieux répartie sur la journée alors que l'énergie photovoltaïque n'est disponible qu'en journée.

Les centrales à concentration peuvent fonctionner une partie de la nuit voire toute la nuit en envisageant une hybridation afin de lisser la production.

7. Conclusion

La technologie de l'énergie solaire a attiré dernièrement beaucoup d'attention. Un effort durable est en cours pour développer sa technologie, il a atteint la maturité commerciale, il y a encore beaucoup d'activités à différents niveaux pour améliorer ses performances.

Au niveau commercial la capacité installée a augmenté en flèche. L'examen des données disponibles a montré qu'il y avait eu une augmentation exponentielle de la puissance installée. A ce niveau, l'Espagne et les Etats-Unis, suivie par la Chine établissent le lieu pour un développement viable de l'économie CSP. Au niveau régional, l'initiative Desertec a été récemment préconisée ; il y a des prises de mesures pour le développement de CSP dans la région méditerranéenne.

Bien que la plupart de la CSP soit installée à base de la technologie cylindro-parabolique, le système de récepteur central (CRS) gagne du terrain et la technologie est à l'étude dans le monde entier pour de nombreux projets.

Les centrales solaires thermodynamiques à tour fonctionnent grâce à un vaste champ héliostatique et présentent le plus d'opportunités d'amélioration. En 30 ans de développement, beaucoup d'expériences ont déjà été accumulées. La commande des héliostats en azimut et élévation s'effectuent à l'aide de différents types de moteurs: moteur pas à pas, machine à courant continu, machine asynchrone...

Au-delà de ce chapitre, le travail de thèse présenté dans ce manuscrit concerne, entre autres, la commande de ses moteurs et l'alignement adéquat du champ d'héliostats

Références

- [1] European research on concentrated solar thermal energy. Directorate-general for research sustainable energy systems. European Union (EU); 2004.
- [2] Goswami D Yogi, Kreith Frank, Kreider F. Principles of solar engineering. 2nd ed. Philadelphia, PA: Taylor and Francis; 2000.
- [3] Pifre A. A solar printing press. *Nature* 1882;21:503–4.
- [4] Kryza Frank. The power of light. New York: McGraw-Hill; 2003.
- [5] Duffie A, Beckman A. Solar engineering of thermal processes. 2nd ed. New York: Wiley; 1991.
- [6] Samir Rafaat, Maadi 1904-1962, Society and historic in a Cairo suburb, Using the sun's force, Al alhram Newspaper, July 9, 1913, Maadi introduces solar energy to the World in 1913, /<http://www.egy.com/maadi/S>.
- [7] Winter CJ, Sizmann RL, Vant-Hull LL, editors. Solar Power Plants. Berlin: Springer; 1991.
- [8] Concentrating solar power: its potential contribution to a sustainable energy future. The European Academies Science Advisory Council (EASAC) policy report 16, November; 2011.
- [9] www.cspworld.com.
- [10] /<http://www.renewableenergyworld.com>S.
- [11] Renewable energy technologies: cost analysis series. Volume 1: power sector issue 2/5, Concentrating solar power. IRENA, June; 2012.
- [12] Kolb, GJ, Jones, SA, Donnelly, MW, et al., 2007. Heliostat cost reduction study, SAND2007-3293. Available from: /<http://www.prod.sandia.gov/cgi-bin/techlib/accesscontrol.pl/2007/073293.pdf>S.
- [13] William, BS, Micheal, G, 2001. Power from the sun. Available from: /<http://www.powerfromthesun.net/book.htm>S.
- [14] /<http://www.wikipedia.com>.
- [15] /<http://www.brightsourceenergy.com>.
- [16] Centrale THEMIS de Targassonne, Site internet « Histoire du Roussillon »
<http://histoireduroussillon.free.fr/Thematiques/Batiments/Histoire/Themis.php>
- [17] M. De Naurois, L'expérience CELESTE: Reconversion d'une centrale solaire pour l'astronomie gamma. Première observation de la Nébuleuse du Crabe et du Blazar Markarian~421 entre 30 et 300 GeV, 10 Mai 2000, Université Paris VI.
- [18] Themis Solaire Innovation, Conseil général des Pyrénées-Orientales
<http://www.cg66.fr/793-themis-solaire-innovation.htm#par10418>.
- [19] <http://www.actinnovation.com/innovation-environnement/gemasolar-185-hectares-centrale-solaire-haute-technologie-espagne-2465.html>

- [20] Lipps, F. W., L. L. Vant-Hull. (1978). A cellwise method for the optimization of large central receiver systems. *Solar Energy*, 30(6), 505–516.
- [21] Segal, A., Epstein, M. (1996). A model for optimization of a heliostat field layout in solar thermal concentrating technologies. *Proceedings of the Eighth International Symposium, Köln, Germany, Oct. 5–11, 989–998.*
- [22] Siala, F. M. F. Elayeb, M. E. (2001). Mathematical formulation of a graphical method for a no-blocking heliostat field layout. *Renewable Energy*, 23(1), 77–92.
- [23] Sanchez, M., Romero, M. (2006). Methodology for generation of heliostat field layout in central receiver systems based on yearly normalized energy surfaces. *Solar Energy*, 80(7), 861–874.
- [24] Collado, F. J. (2009). Preliminary design of surrounding heliostat field. *Renewable Energy*, 34, 1359–1363.
- [25] Collado, F. J., Turégano, J. A. (1989). Calculation of the annual thermal energy supplied by a defined heliostat field. *Solar Energy*, 42, 149–165.
- [26] Schramek P. & Mills D. (2003), Multi-tower solar array, *Solar Energy* 75(3), pp. 249-260.
- [27] Analyse, mutualisation et optimisation par la commande de la consommation énergétique des héliostats autonomes des centrales à concentration solaire, Alaric Montenon, Thèse Doctorat, INP Toulouse, 2013
- [28] J. A. Duffie, W. A. Beckman, *Solar energy thermal processes*, Ed. Wiley, 1977.
- [29] Modélisation et dimensionnement d'un récepteur solaire à air pressurisé pour le projet PEGASE, Benjamin Grange, Thèse Doctorat, Université de Perpignan, 2009
- [30] Alvarez-Lara M., Perosanz F. (2009), Alloys selection for molten salts central receivers for solar power plants, *Proceedings of 15th SolarPACES International Symposium, 15-18 septembre, Berlin, Germany.*
- [31] Gil A. et al. (2009), State of the art on high-temperature thermal energy storage for power generation. Part 1 – Concepts, materials and modelization, *Renew Sustain Energy Rev*, pp. 25
- [32] Bonduelle B., Rivoire B., Ferriere A. (1989), La centrale expérimentale THEMIS : Bilan et Perspectives, *Revue de Phys. Appl.*
- [33] Cohen G., Kearney D., Kolb G. (1999), Final Report on the Operation and Maintenance Improvement Program for Concentrating Solar Power Plants, Sandia Report SAND99-1290.
- [34] Lata J., Alcalde S., Fernández D. and Lekube X. (2010), First surrounding field of heliostats in the world for commercial solar power plants – Gemasolar, *Proceedings of 16th SolarPACES International Symposium, 21-24 septembre, Perpignan, France.*
- [35] Burgaleta J. et al. (2011), Gemasolar the first tower thermosolar commercial plant with molten salt storage system, *Proceedings of 17th SolarPACES International Symposium, 20-23 septembre, Grenade, Espagne.*
- [36] Gould W. (2011), Solarreserve's 565 MWT molten salt power towers, *Proceedings of 17th SolarPACES International Symposium, 20-23 septembre, Grenade, Espagne.*

- [37] Institut National de l'Environnement industriel et des risques, plus d'informations sur : <http://www.ineris.fr>
- [38] European Commission (2006), 10 MW Solar Thermal Power Plant for Southern Spain - Final technical progress report, Project n° NNE5-1999-356. Disponible sur : http://ec.europa.eu/energy/res/sectors/doc/csp/ps10_final_report.pdf
- [39] Tyner C. & Pacheco J. (2009), eSolar's power plant architecture, Proceedings of 15th SolarPACES International Symposium, 15-18 septembre, Berlin, Germany.
- [40] Tyner C. & Pacheco J. (2010), Performance characterization and operation of eSolar's Sierra SunTower Power Tower plant, Proceedings of 16th SolarPACES International Symposium, 21-24 septembre, Perpignan, France.
- [41] Goffe D. Et al., (2009), The benefits of coupling a linear Fresnel field with an overheating central receiver, Proceedings of 15th SolarPACES International Symposium, 15-18 septembre, Berlin, Germany.
- [42] Laing D. et al. (2009), Thermal energy storage for direct steam generation, Proceedings of 15th SolarPACES International Symposium, 15-18 septembre, Berlin, Germany.
- [43] Koll G. et al. (2009), The solar tower Jülich – A research and demonstration plant for central receiver systems, Proceedings of 15th SolarPACES International Symposium, 15-18 septembre, Berlin, Germany.
- [44] Hoffschmidt B. et al. (2009), Innovative volumetric absorber structures for solar tower power plants, Proceedings of 15th SolarPACES International Symposium, 15-18 septembre, Berlin, Germany.
- [45] Oliveira C. et al. (2011), Solar-hybrid power and cogeneration in Brazil, Proceedings of 17th SolarPACES International Symposium, 20-23 septembre, Grenade, Espagne.
- [46] US DOE (2007), Concentrating Solar Power Commercial Application Study : Reducing water consumption of Concentrating Solar Power electricity generation, Report to Congress, disponible sur : http://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/csp_water_study.pdf
- [47] European Commission (2005), SOLGATE - Solar hybrid gas turbine electric power system, Final Publishable Report, EUR 21615, pp. 47, Disponible sur : http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/solgate_en.pdf
- [48] Heller P., Pfänder M., Denk T., Tellez F., Valverde A., Fernandez J., Ring A. (2006), Test and evaluation of a solar powered gas turbine system, Solar Energy, 80(10), pp. 1225-1230.
- [49] Présentation détaillée du projet disponible sur : <http://www.solhyco.com>
- [50] Amsbeck L. et al. (2010), Test of a solar hybrid microturbinesystem and evaluation of storage deployment, Proceedings of 16th SolarPACES International Symposium, 21-24 septembre, Perpignan, France.
- [51] Détails du programme sur : <http://www.solugas.com/>
- [52] Stine, W.B., Harrigan, R.W. (Eds.) (1985). Solar Energy Fundamentals and Design with Computer Applications. John Wiley, New York, 135-262.
- [53] Lipps, F. W., L. L. Vant-Hull. (1978). A cellwise method for the optimization of large central receiver systems. Solar Energy, 30(6), 505–516. Dellin

- [54] Dellin, T. A., M. J. Fish, C. L. Yang. (1981). A user manual for DELSOL2: A computer code for calculating the optical performance and optimal system design for solar thermal central receiver plants. Sandia National Labs Report SAND 81-8237.
- [55] Vittitoe, C. N., F. Biggs. (1978). Terrestrial propagation loss, paper presented at the American section, International Solar Energy Society Meeting, Denver, Colorado.
- [56] Battleson, K. W. (1981). Solar power tower design guide: Solar thermal central receiver power systems, a source of electricity and/or process heat. Sandia National Labs Report SAND 81-8005.
- [57] Schramek, P., Mills, D. R., Wes Stein, Lievre, P.L. (2009). Design of the heliostat field of the CSIRO solar tower. *Journal of Solar Energy Engineering*, 131, 505–510.
- [58] B. Hoffschmidt, The Solar Tower Project in Jülich, A Milestone to Commercialization of Solar Thermal Power Generation, oral presentation, Solar-Institut Jülich FH Aachen Prof., 2008.
- [59] G. Koll, P. Schwarzbözl, K. Hennecke, T. Hartz, M. Schmitz, B. Hoffschmidt, The Solar Tower Jülich - A Research and Demonstration Plant for Central Receiver Systems, SolarPaces symposium, Berlin 2009.
- [60] Fiche de données de la centrale solaire Gemasolar en Andalousie, Espagne, Torresol Energy Company, site internet de l'entreprise, http://www.torresolenergy.com/EPORTAL_DOCS/GENERAL/SENERV2/DOC-cw4e88b3bb57c8f/folleto-gemasolar.pdf
- [61] D. Donado Cortés, P. A. Rodríguez Aumente, Diseño y estudio de viabilidad técnica, económico-financiera y ambiental de una planta termosolar de receptor central, Proyecto de fin de carrera, Universidad Carlos III de Madrid, 2011
- [62] PS10 Final Technical Progress Report, 10 MW Solar Thermal Power Plant for Southern Spain, European Community, Solúcar, 2006.
- [63] S. Alexopoulos, B. Hoffschmidt, Solar tower power plant in Germany and future perspectives of the development of the technology in Greece and Cyprus, *Science direct, Renewable Energy* 35 (2010) 1352–1356, Elsevier, 2010.
- [64] National Renewable Energy Laboratories (NREL). URL: http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/power_tower.cfm [accessed January 2014].
- [65] Project Fact Sheet, Crossroads solar energy project, Solar Reserve, 2010 http://crossroadssolar.com/pdfs/FacSheet_Crossroads.pdf
- [66] Rice Solar Energy Project Fact Sheet, Solar Reserve, 2010, http://ricesolarenergy.com/pdfs/FacSheet_Rice.pdf
- [67] K. Hunter, BrightSource Energy files application for certification for Rio Mesa solar electric generating facility, BrightSource Energy, October 2011
- [68] L. Marmolejo, S. Planner, Suntower, planning and zoning commission, Doña Ana County, New Mexico, December 2009
- [69] Production d'Electricité par turbine à Gaz et énergie SolairE, Projet CNRS centrale THEMIS, <http://www.promes.cnrs.fr/pegase/>
- [70] Données des centrales existantes et en construction, site du laboratoire NREL, Etats-Unis http://www.nrel.gov/csp/solarpaces/by_project.cfm.

[71] J. Hernández-Moro, J.M. Martínez-Duart, CSP electricity cost evolution and grid parities based on the IEA roadmaps, Energy Policy, ScienceDirect, Elsevier, Volume 41, February 2012, Pages 184–192, Modeling Transport (Energy) Demand and Policies.

[72] A. Harris, CEO, Recurrent Energy, A Silver Lining in Declining Solar Prices, 2011, <http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2011/08/a-silver-lining-indeclining-solar-prices>

[73] : EurObserv'ER, Baromètre solaire thermique et thermodynamique , mai 2014.

[74] : EurObserv'ER, Baromètre photovoltaïque, avril 2014

[75] De plus en plus compétitif, le photovoltaïque n'a plus besoin de subventions dans certains pays, 2 juillet 2015.

https://fr.wikipedia.org/wiki/%C3%89nergie_solaire_photovolta%C3%AFque

[76] L. Marmolejo, S. Planner, Suntower, planning and zoning commission, Doña Ana County, New Mexico, December 2009.

[77] N. Le Jannic, Héliothermodynamique : une question de fonds, Le journal des énergies renouvelables, janvier 2012, n°207, pp66.

[78] The British Petroleum company, Statistical Review of World Energy, June 2011, BP Report.

CHAPITRE III

POSITIONNEMENT DE

L'HELIOSTAT

1. Introduction

Le champ d'héliostats est le principal élément dans une centrale solaire à tour, et la qualité optique des héliostats a un impact significatif de l'efficacité sur le terrain, il est donc un objectif permanent pour réduire le coût de réalisation.

La lumière solaire réfléchiée et concentrée par le champ d'héliostat sur le récepteur au sommet de la tour de la centrale, le récepteur absorbe le rayonnement et le transforme en énergie thermique qui peut être utilisée pour la production de l'électricité, l'héliostat est un dispositif optique qui suit le Soleil et concentre les rayonnements solaires sur la cible immobile. En général le champ d'héliostats contribue à environ 50% [1] du coût total du système, et les pertes d'énergie annuelle sont d'environ 47% [2] ; le rendement optique du champ affecte fortement l'efficacité de la production de la centrale. Par conséquent, la conception de l'aménagement du champ d'héliostats est importante. Il y a des procédures considérables pour concevoir le champ d'héliostats comme HELIOS [3], ASPOC [4], HFLCAL [5], rCell [6], DELSOL [7], etc. Ces procédures ont toutes été développées dans les années quatre-vingt du siècle dernier. Il existe des inconvénients, par exemple les résultats calculés ne sont pas exacts, ils sont difficiles à utiliser et manquent de production graphique.

Les performances d'une centrale solaire à tour dépendent fortement de l'efficacité du champ solaire et la conception des héliostats mais aussi de la disposition du champ et du système de suivi et de contrôle. Dans ce cadre, les études publiées sont portées sur l'examen du champ d'héliostats et les résultats obtenus sont rapportés de manière succincte. En outre, les méthodes et les techniques utilisées ou proposées pour renforcer la performance du champ d'héliostats sont esquissées.

Dans ce chapitre, une nouvelle méthode de modélisation et d'estimation de l'alignement du champ d'héliostats est développée. Elle est basée sur la combinaison de deux systèmes de contrôle (le système en boucle ouverte et le système en boucle fermée) en utilisant une approche d'intelligence artificielle (réseau de neurones) sous logiciel MATLAB.

2. Influences des paramètres sur le processus de transmission solaire

2.1 Heure et date

Selon le modèle de rayonnement solaire, la hauteur du Soleil (élévation) et l'angle d'azimut ont des valeurs qui varient dans le temps et ont une influence directe sur le rendement optique du champ d'héliostats et sur la distribution de flux de chaleur; les Figures III.1 et III.2

ci-dessous représentent le temps réel et l'efficacité moyenne journalière sur le terrain à des heures différentes. On constate que la tendance de la variation de l'efficacité du champ en temps réel est similaire à celle de l'angle de hauteur du Soleil. Sa valeur augmente au maximum du lever du Soleil à midi, puis diminue progressivement à mesure jusqu'à ce que le Soleil se couche. Par ailleurs, l'efficacité maximale sur le terrain en temps réel se situe à l'équinoxe de printemps à midi, puis diminue progressivement au fur et à mesure que le Soleil se couche. En outre, l'efficacité sur le terrain en temps réel à l'équinoxe de printemps à midi (81,98%) est supérieure à celle du solstice d'été à midi (80,13%) en raison du point de conception du champ d'héliostats est sélectionné au midi du printemps. Il peut également être considéré que l'efficacité du champ moyen quotidien est relativement stable au niveau de 69% d'Avril à Octobre. Puis, comme le temps devient froid, le rendement moyen sur le terrain tous les jours diminue et atteint la valeur minimale de 61,5% en hiver. [8].

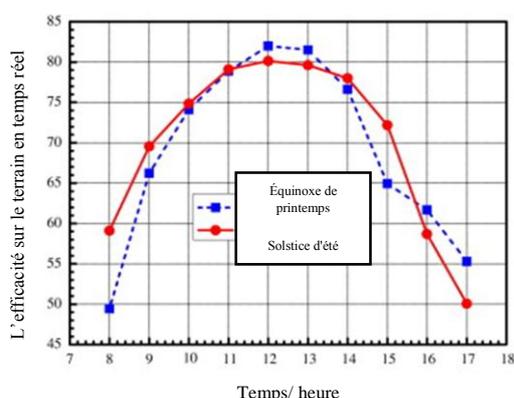


Figure III.1 : L'efficacité du champ au différent temps.

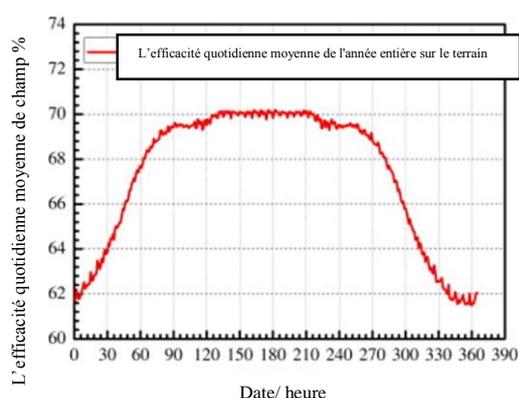


Figure III.2 : L'efficacité moyenne du champ de date différente.

2.2 Hauteur du récepteur

Le récepteur volumique est monté sur une tour pour collecter les rayons solaires concentrés par le champ d'héliostats. Donc, la variation de la hauteur de récepteur entraînera un grand changement de trajectoire de la lumière du champ d'héliostats et autres effets sur l'efficacité optique du champ et la distribution de flux de l'absorbeur par la suite. L'efficacité annuelle moyenne du champ et le flux de chaleur maximum de l'absorbeur au solstice d'été à midi à différentes hauteurs du récepteur sont présentés dans figures III.3. Ils montrent que l'efficacité annuelle moyenne du champ et le flux de chaleur maximale d'absorbeur présente une tendance croissante lorsque la hauteur de récepteur augmente. Mais cette tendance croissante est assez faible en général par rapport à la variation de la hauteur du récepteur. Tandis que la hauteur du récepteur

augmente à partir de 90 m à 110 m, l'efficacité moyenne annuelle du champ correspondante et un flux maximal de chaleur de l'absorbeur viennent en augmentation de 66,11% à 67,75% et de $2,26 \times 10^9 \text{W/m}^3$ à $2,89 \times 10^9 \text{W/m}^3$ respectivement. [8]

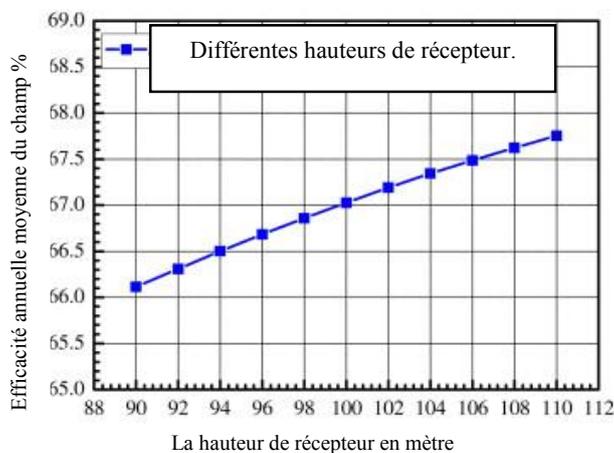


Figure III.3 : L'efficacité annuelle moyenne du champ pour différentes hauteurs du récepteur.

2.3 Erreur de suivi de l'héliostat

En raison du vent, du poids propre et de l'erreur mécanique des héliostats, les rayons solaires concentrés vont dévier de leur trajectoire présélectionnée lors du mouvement des héliostats, ce qui influence en outre la distribution du flux thermique final dans l'absorbeur. Comme l'erreur de suivi augmente, la gamme de taches lumineuses sur le plan focal du champ d'héliostats est élargie et la perte augmente. Ainsi, il y aura moins de rayons solaires qui entrent dans le récepteur et qui sont absorbés par ce dernier. Comme le montre la figure III.4, l'efficacité de la zone moyenne annuelle et le flux de chaleur maximum de l'absorbeur présentent une tendance à la baisse également. Lorsque l'erreur augmente de 0 à 6 mrad, l'efficacité moyenne annuelle du champ de la centrale diminue de 67,03 % à 61,30 %. [8].

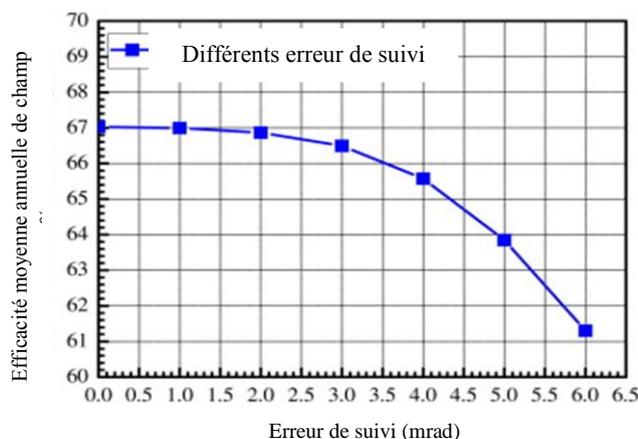


Figure III.4 : L'efficacité annuelle de champ à différente erreur de suivi.

3. La disposition de l'héliostat (notion de base)

Le champ solaire est constitué d'un grand nombre de miroirs, appelés héliostats. Un seul héliostat comprend un jeu de miroirs, un système de repérage, un cadre, une base de la structure et le système de commande. La conception de base d'héliostat unique est illustrée dans les figures III.5. Le Rendement de l'Héliostat sur le terrain est une fonction de l'efficacité optique. Effet cosinus, effet d'ombrage, effet de blocage, la réflectivité du miroir, l'atténuation atmosphérique, et la forme du récepteur sont les principaux facteurs qui influent sur le rendement optique d'héliostats [9]. Il est bien connu que la moitié du coût d'investissement total et 40% des pertes totales d'énergie sont attribués au champ d'héliostats. Il est alors essentiel d'optimiser sa conception afin de réduire le coût principal et d'améliorer l'efficacité globale de la centrale [9,10].

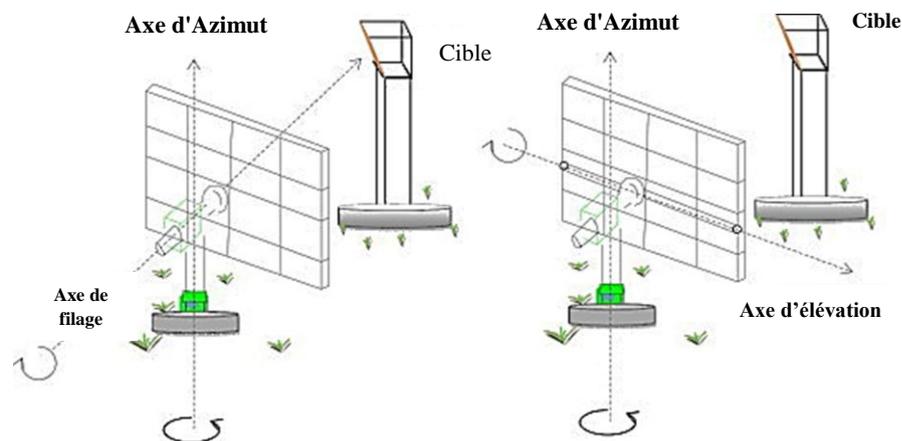


Figure III.5 : Concept de base avec le positionnement de l'héliostat.

Malgré les efforts des constructeurs durant les trente dernières années pour réduire les coûts, le système d'orientation constitue toujours la plus grande part du prix d'un héliostat, car chaque héliostat possède deux moteurs. Pour y remédier, assurer l'orientation des héliostats avec un système moins coûteux semble être une voie de recherche prometteuse.

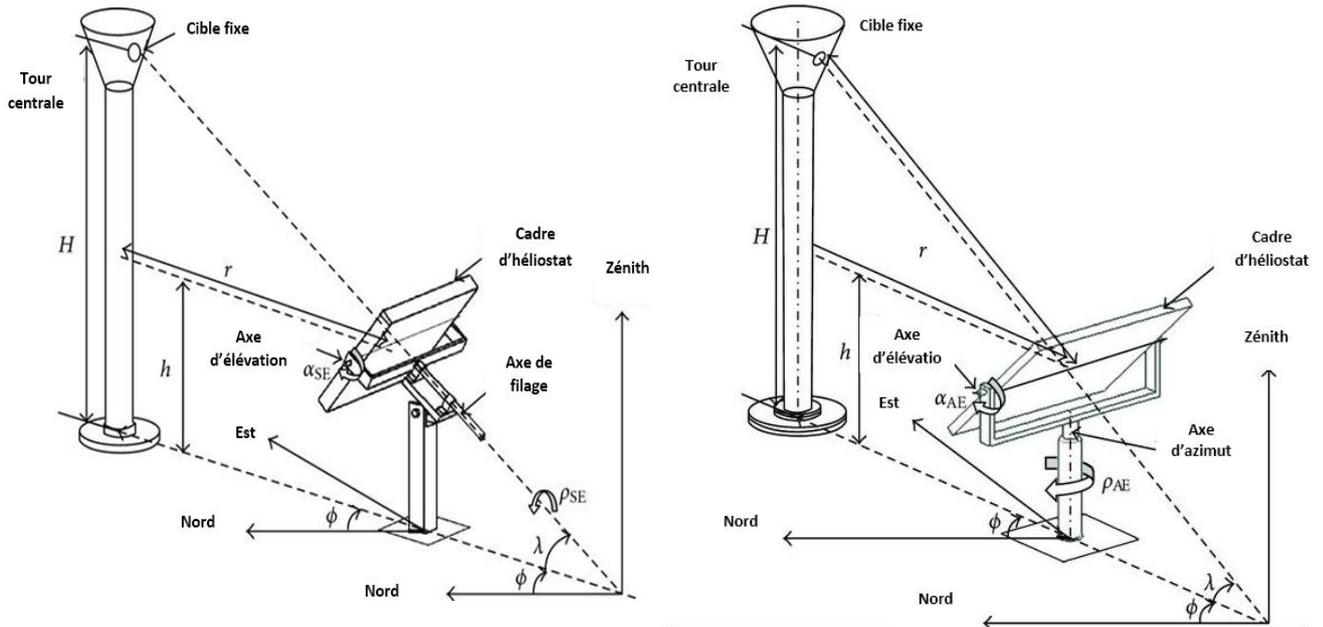


Figure III.6 : Constitution d'un Héliostat conventionnel. **Figure III.7 :** Répartition du prix [11].

3.1 Suivi et système de control

Dans le domaine solaire, chaque héliostat suit le Soleil afin de minimiser l'effet de cosinus, et donc d'optimiser la collecte d'énergie solaire à travers le positionnement de la surface perpendiculaire à la bissectrice de l'angle sous-tendu par le Soleil et le récepteur solaire. L'héliostat ou le suivi du Soleil peuvent être classés soit comme système en boucle ouverte ou système en boucle fermée [12]. Le système en boucle ouverte est basé sur des formules astronomiques concernant la position du Soleil à la géométrie du système. Ce système est fiable, faible coût et il est recommandé pour agrandir le champ solaire parce que l'héliostat est sous le contrôle de l'ordinateur. D'autre part, le système en boucle fermée utilise la sonde pour suivre le Soleil. Ce système est alors plus précis et très utile pour les petits champs d'héliostats. Cependant, ce système souffre de performances moindres durant la période trouble. Deux méthodes de suivi du Soleil sont généralement appliquées dans les centrales solaires à tour, soit l'azimut - élévation (A- E) et Spinning - Altitude (S- E) [13]. En comparaison avec la méthode de suivi S- E permet la collecte de plus d'énergie solaire au niveau du récepteur et réduit les pertes de déversement de 10-30% [13].

Chen et al. [14] ont analysé les performances optiques des deux méthodes de suivi du Soleil d'un seul héliostat et à celle d'un champ d'héliostats. Ils ont constaté que le système de suivi S- E peut réduire les pertes de déversement du récepteur de 10-30%, d'ailleurs, le suivi S-E fournit la lumière du Soleil concentrée beaucoup plus uniforme au niveau du récepteur sans grandes variations avec le moment de la journée par rapport au système A-E.



(a) la méthode de suivi Spinning élévation

(b) la méthode de suivi Azimut élévation

Figure III.8 : Système attaché au cadre de référence terre-surface dans laquelle la tour de la centrale et l'héliostat sont situés à l'aide de deux méthodes de suivi du Soleil différentes.

\varnothing est l'angle en face (azimut), λ est l'angle de la hauteur de l'héliostat (élévation). $\varnothing = 0^\circ$, quand l'héliostat est situé en face de la cible et il est une valeur positive si l'axe de rotation est tourné du sud à la direction ouest ; $\lambda = 0^\circ$ si l'héliostat est de la même hauteur que la cible et il est positif lorsque la valeur de l'axe de rotation d'élévation est mis en rotation de manière à ce que la cible est située plus haut que l'héliostat.

4. Position du Soleil

Connaître la position du soleil dans le ciel est une information primordiale pour les systèmes à concentration. Il existe différentes conventions et différentes habitudes pour décrire la position du Soleil dans le ciel. Puisque les héliostats suivent notre étoile de façon altazimutale, on définit la position du Soleil par rapport à un point fixe de la surface de la Terre à l'aide de deux angles : l'élévation α et l'azimut γ . Pour des installations dans l'hémisphère Nord, nous choisissons la convention suivante : azimut négatif le matin (-90° pour un Soleil à l'Est), nul à midi solaire (0° au Sud), et positif après-midi (90° à l'Ouest). L'élévation α varie de 0° pour un Soleil sur l'horizon jusqu'à 90° pour un Soleil au zénith (voir Fig.III.7).

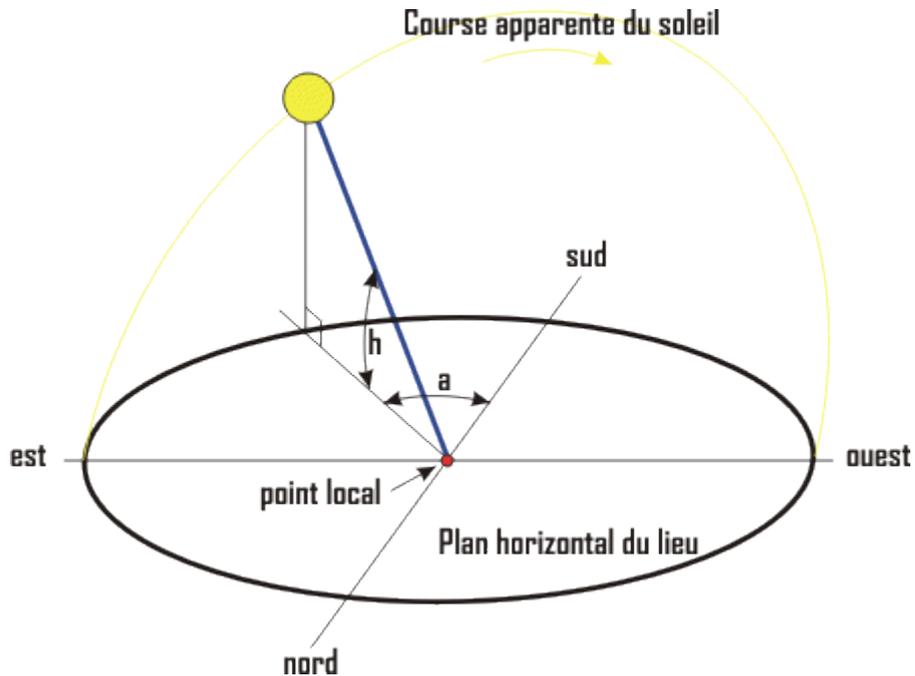


Figure III.9 : Définition des angles d'élevation α et d'azimut γ (resp. h et a sur la figure).

Les coordonnées solaires (α, γ) dépendent du jour de l'année, de l'heure de la journée (on considère l'heure solaire locale) et de la latitude du lieu considéré. Ces trois paramètres sont définis comme suit [15, 16] :

– φ : latitude de la localisation géographique (négative dans l'hémisphère Sud).

– δ : déclinaison. La déclinaison varie au cours de l'année de $-23,45^\circ$ au 21 décembre à $+23,45^\circ$ au 21 juin. C'est l'angle entre la position du Soleil sur l'écliptique et l'équateur céleste.

– Ω : angle horaire. L'angle horaire évolue de 15° toutes les heures. Il vaut -45° à 9h du matin, 0° à midi solaire et $+90^\circ$ à 18h.

Voici les formules qui permettent de calculer ces paramètres :

$$\delta = 23,45 \sin(360/365)(n - 81) \quad (\text{III.1})$$

Avec n le numéro du jour de l'année.

$$\Omega = 15(h - 12) \quad (\text{III.2})$$

Avec h : l'heure solaire locale.

$$\alpha = \arcsin(\sin\varphi\sin\delta + \cos\varphi\cos\delta \cos\Omega) \quad (\text{III.3})$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \gamma = \left(\frac{\sin\varphi.\sin\alpha - \sin\delta}{\cos\varphi.\cos\alpha} \right) \quad \text{Si } \omega < 0 \\ -\arcsin\left(\frac{\sin\varphi.\sin\alpha - \sin\delta}{\cos\varphi.\cos\alpha} \right) \quad \text{Si } \omega > 0 \end{array} \right. \quad (\text{III.4})$$

5. Position de l'héliostat

Durant la journée, les rayons du soleil arrivant sur le miroir sont réfléchis vers le récepteur. L'héliostat donc a besoin d'être positionné par le système de conduite pour pouvoir s'orienter dans la bonne direction. Nous exposerons dans un premier temps la méthode de calcul de l'orientation des héliostats. Les deux plans de rotation sont considérés de manière indépendante. Le premier plan est l'axe azimut (Est-Ouest) et le second l'axe d'élévation (bas-haut). Pour positionner l'héliostat, on applique la loi de la réflexion (Snell-Descartes)[17] indépendamment suivant le premier ou le deuxième plan. La figure III.10 décrit l'orientation d'un héliostat dans le plan azimut en vue de dessus. Pour orienter l'héliostat dans cette configuration, on dirige la normale à l'héliostat comme la bissectrice de l'angle formé entre le projeté au sol du rayon incident et le projeté au sol du rayon réfléchi. Pour le plan de l'élévation, la relation appliquée entre la normale, le projeté du rayon incident et le projeté du rayon réfléchi est similaire à l'exception que les projections sont effectuées dans le plan héliostat-récepteur. Prenant en compte ces considérations, le déplacement de la normale et du rayon incident durant la journée dans le plan azimut s'effectue de la manière illustrée par la figure III.10. Au cours d'une matinée à un instant t_1 , le rayon incident t_1 est réfléchi sur l'héliostat t_1 de normale t_1 . A l'instant t_2 le rayon incident t_2 suit le même cheminement avec l'héliostat t_2 et sa normale associée t_2 .

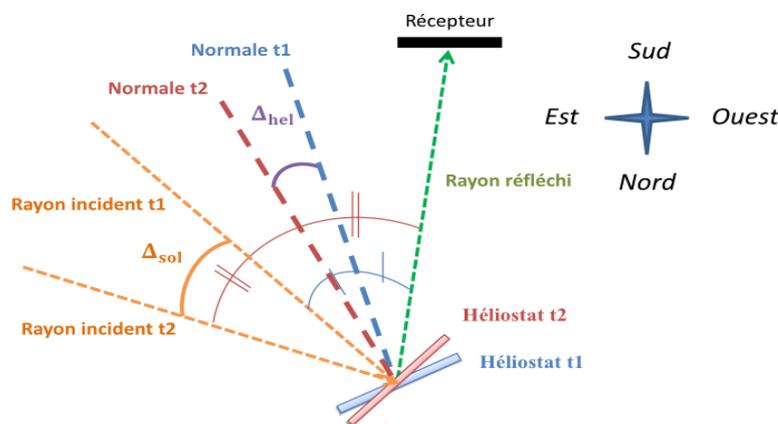


Figure III.10 : Vue de dessus d'un héliostat à deux instants (t_1 et t_2) au cours de la matinée.

5.1 Description du calcul de position

La figure suivante illustre la méthode utilisée pour le calcul de positionnement de l'héliostat : la normale au miroir doit être la bissectrice de l'angle formé par le rayon incident et le rayon réfléchi tout en étant contenue dans le même plan.

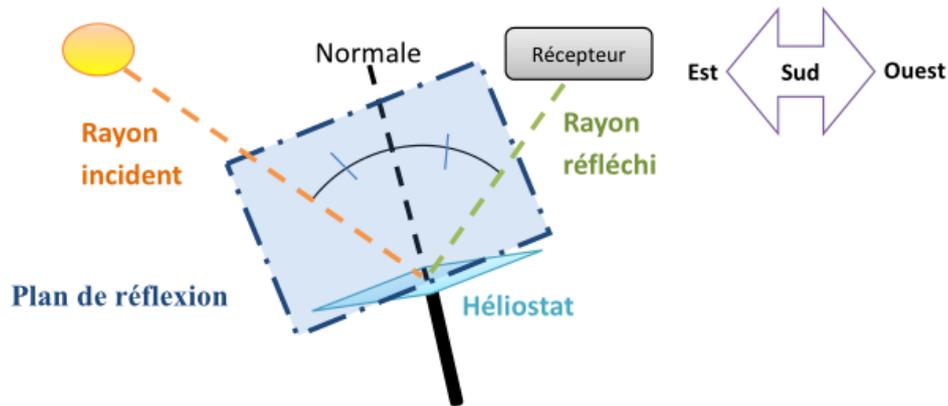


Figure III.11 : Principe du système de conduite.

5.2 Mise en équation de la normale

\mathbf{n}_h : la normale d'héliostat

S_h : azimut de soleil

t_h : angle entre l'héliostat et le récepteur

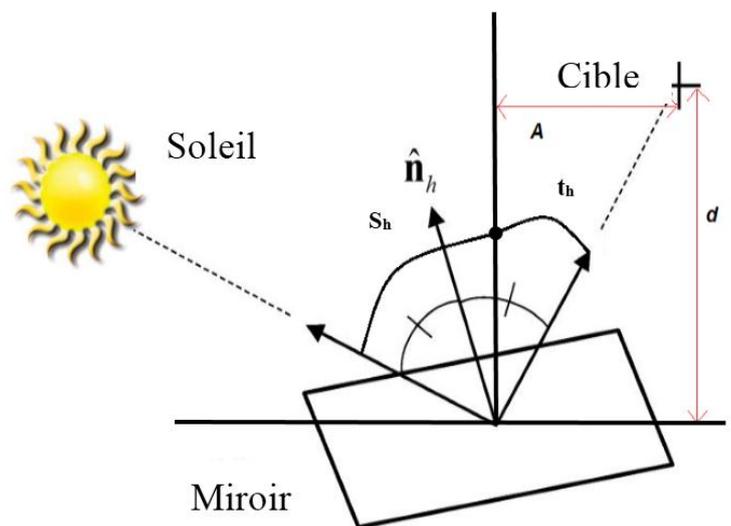


Figure III.12 : Construction de la normale de l'héliostat.

Sur la figure III.12 t_h représente l'angle entre l'héliostat et la tour et S_h l'angle azimut du soleil.

Donc d'après la figure On a :

$$\tan t_h = \frac{A}{d} \quad \Rightarrow \quad t_h = \arctan \frac{A}{d} \quad (III.5)$$

$$n_h = \frac{t_h + s_h}{2} \quad (III.6)$$

n_h : Azimut d'héliostat

$$n_h = \frac{\arctan\left(\frac{A}{d}\right) + (\arcsin \delta * \sin \Omega) / \cos \alpha}{2} \quad (III.7)$$

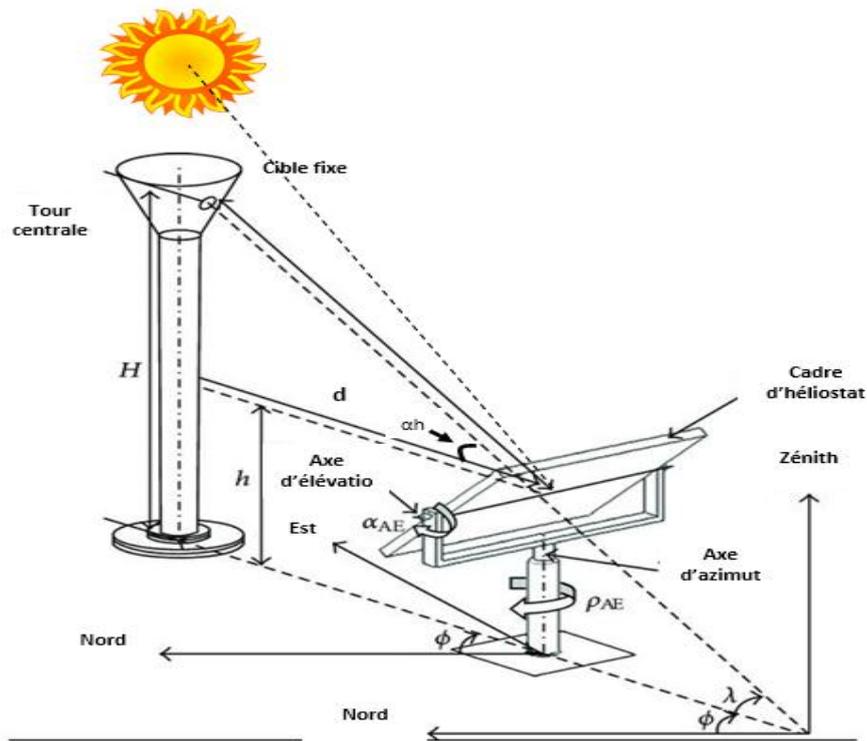


Figure III.13 : Les coordonnées d'un système héliostat tour d'une centrale solaire à tour.

Dans ce cas les projections des rayons solaires sont effectuées dans le plan héliostat récepteur (espace). D'après la figure III.13 on a :

$$\alpha_h = \frac{\alpha + \arctan(H + a - h)/d}{2} \quad (III.8)$$

Avec:

- α_h : l'élévation d'héliostat
- α : l'élévation du soleil.
- $a = \tan(\text{pente}) \times d$.

- h : la distance entre le sol et le centre d'héliostat.
- d : la distance entre la tour et le centre d'héliostat

En appliquant les lois de l'optique géométrique directement dans le plan formé par le rayon incident et la normale à l'héliostat, nous établissons un algorithme de positionnement de l'héliostat. Cet algorithme est programmé sous MATLAB : la focalisation obtenue permet de confirmer la mise en équation.

6. Mise en œuvre d'une méthode neuronale

6.1 Principe de la méthode neuronale

Les réseaux de neurones formels sont constitués d'éléments de base appelés neurones. Le concept est fortement inspiré par le système nerveux biologique constituant une approche permettant d'aborder sous des angles nouveaux les problèmes de perception, de mémoire, d'apprentissage et de raisonnement au même titre que les algorithmes génétiques et de la même manière que les neurones naturels ; le fonctionnement du réseau de neurones formel est caractérisé par les degrés d'affinité qui lient les neurones entre eux. Cette affinité est matérialisée par des connexions pondérées. Le réseau peut être entraîné pour une tâche spécifique (reproduction d'un comportement par exemple) en ajustant les valeurs des poids des connexions entre les neurones. Grâce à leur traitement parallèle de l'information et à leurs mécanismes inspirés des cellules nerveuses, ils infèrent des propriétés émergentes permettant de solutionner des problèmes complexes.

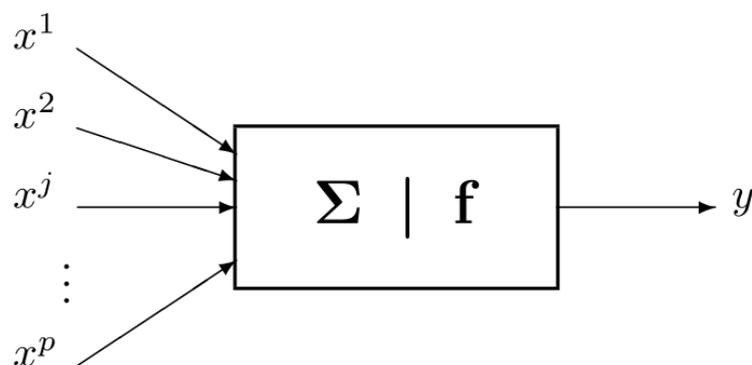


Figure III.14 : Représentation d'un neurone formel.

De façon très réductrice, un neurone biologique est une cellule qui se caractérise par

- des synapses, les points de connexion avec les autres neurones, fibres nerveuses ou musculaires;
- des dendrites, les "entrées" des neurones;

- l'axone, la "sortie" du neurone vers d'autres neurones ou fibres musculaires;
- le noyau qui active la sortie en fonction des stimulations en entrée.

Par analogie, le neurone formel est un modèle qui se caractérise par un état interne $s \in S$, des signaux d'entrée x_1, \dots, x_p et une fonction d'activation

$$s = h(x_1, \dots, x_p) = f(a_0 + \sum_{j=1}^p a_j x_j) = f(a_0 + a'x). \quad (\text{III.9})$$

La fonction d'activation opère une transformation d'une combinaison affine des signaux d'entrée, a_0 étant appelé le biais du neurone. Cette combinaison affine est déterminée par un vecteur de poids $[a_0, \dots, a_p]$ associé à chaque neurone et dont les valeurs sont estimées dans la phase d'apprentissage. Ils constituent "la mémoire" ou "connaissance répartie" du réseau.

Les différents types de neurones se distinguent par la nature f de leur fonction d'activation.

Les principaux types sont :

- linéaire f est la fonction identité,
- sigmoïde $f(x) = 1/(1 + e^x)$,
- seuil $f(x) = 1_{[0, +\infty[}(x)$,
- radiale $f(x) = \sqrt{1/2\pi} \exp(-x^2/2)$,
- stochastiques $f(x) = 1$ avec la probabilité $1/(1 + e^{-x/H})$, 0 sinon (H intervient comme une température dans un algorithme de recuit simulé).

6.2 Architectures de réseau

Un réseau bouclé est un réseau récurrent ou dynamique où l'information suit un cycle tel qu'il puisse revenir à son point de départ. Il convient bien pour la modélisation dynamique de processus non linéaires où la notion du temps est un élément essentiel [18].

Un seul neurone ne peut approximer qu'une allure très simple. Dans un réseau, on met à contribution les actions de plusieurs neurones en les interconnectant entre eux pour implémenter ces approximations. Naturellement, on peut imaginer des interconnexions tous azimuts entre les entrées et les neurones comme illustrées dans la Figure III.14. Il s'agit dans ce cas d'un réseau complètement connecté. Le réseau comporte donc des entrées et des sorties. Les neurones situés en bout de chaîne donnant les valeurs de sortie du réseau sont appelées neurones de sortie. Les neurones situés entre l'entrée du réseau et les neurones de sortie sont appelés neurones cachés.

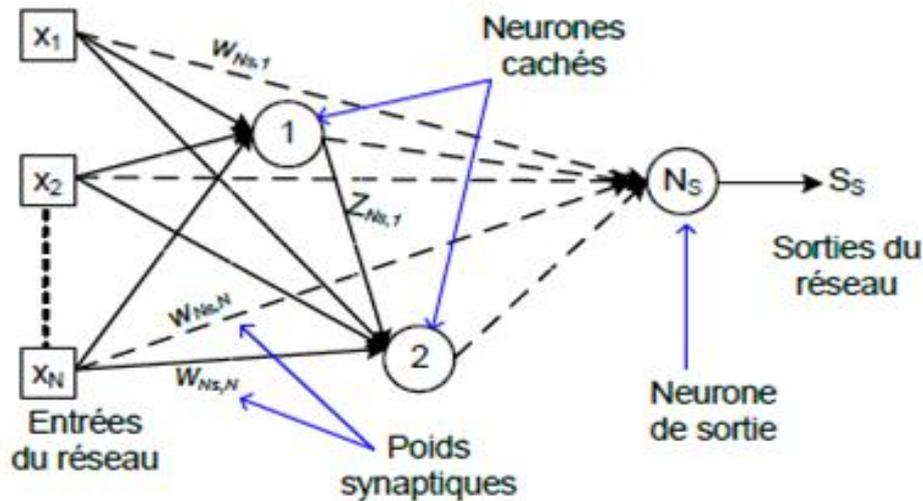


Figure III.15 : Réseau complètement connecté.

Dans un réseau non bouclé, dit aussi statique, l'information circule dans un seul sens, de l'entrée vers la sortie et le temps n'intervient pas. Il réalise des calculs algébriques complexes sur ses entrées. Les sorties sont obtenues par composition des fonctions élémentaires opérées par chaque neurone.

6.3 Perceptron multicouche

Le perceptron multicouche PMC (MLP en anglais) est le type de réseau le plus connu et le plus utilisé pour des problèmes d'approximation, de classification et d'estimation. Il est utilisé donc comme approximation ou classifieur parcimonieux. Il appartient à la famille générale des réseaux statiques. Les neurones qui le constituent sont répartis par couche. Il est habituellement constitué de deux ou trois couches de neurones mais avec la particularité de ne pas disposer de connexions entre les neurones d'une même couche. Ce qui fait que deux neurones d'une même couche fonctionnent en parallèle et deux neurones de couches différentes obéissent à un fonctionnement séquentiel. Les neurones de la première couche recevant les entrées (informations extérieures) constituent la couche d'entrée du réseau. La dernière couche est celle qui fournit le résultat; elle est appelée la couche de sortie. Toutes les couches entre cette dernière et la couche d'entrée sont des couches cachées. De manière générale le PMC a une structure comme celle de la Figure III.16. Cependant, Cybenko [19] et Funuhashi [20] ont démontré que «toute fonction bornée suffisamment régulière peut être approchée uniformément, avec une précision arbitraire, dans un domaine fini de l'espace de ses variables, par un réseau de neurones comportant une couche de neurones cachés en nombre fini, possédant tous la même fonction d'activation, et un neurone de sortie linéaire».

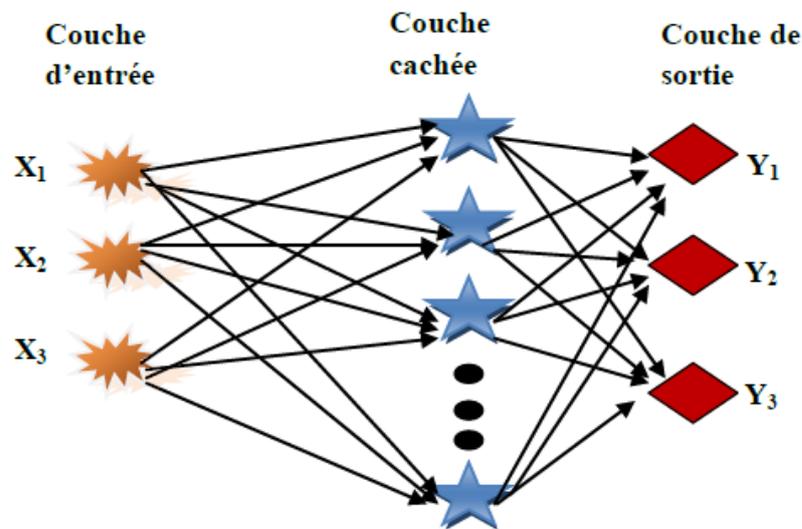


Figure III.16 : Exemple d'un réseau multicouche de type perceptron (3 entrées, 3 sorties).

6.4 Principe de l'apprentissage

Le point crucial du développement d'un réseau de neurones est son apprentissage. Il s'agit d'une procédure adaptative par laquelle les poids synaptiques sont ajustées face à une base d'exemple ([21] ; [22].).

Les réseaux de neurones artificiels sont souvent liés à des algorithmes d'apprentissage. Les poids sont initialisés avec des valeurs aléatoires. Puis des exemples d'apprentissage. Sont présentés au réseau de neurones. Une méthode d'optimisation modifie les poids au fur et à mesure des itérations pendant lesquelles on présente la totalité des exemples, afin de minimiser une fonction d'erreur. Les poids retenus sont ceux pour lesquels l'erreur obtenue sur la base de test est la plus faible. En effet, si les poids sont optimisés sur tous les exemples de l'apprentissage, on obtient une précision très satisfaisante sur ces exemples mais on risque de ne pas pouvoir généraliser le modèle à des données nouvelles. A partir d'un certain nombre d'itérations, le réseau ne cherche plus l'allure générale de la relation entre les entrées et les sorties du système, mais s'approche trop près des points et « apprend » le bruit (sur - apprentissage). Pour éviter le problème de sur-apprentissage; nous divisons la base d'exemple en trois parties :

- base d'apprentissage
- base de test
- base de validation

Nous arrêtons l'apprentissage lorsque l'erreur de test commence à diverger (valeur minimal)

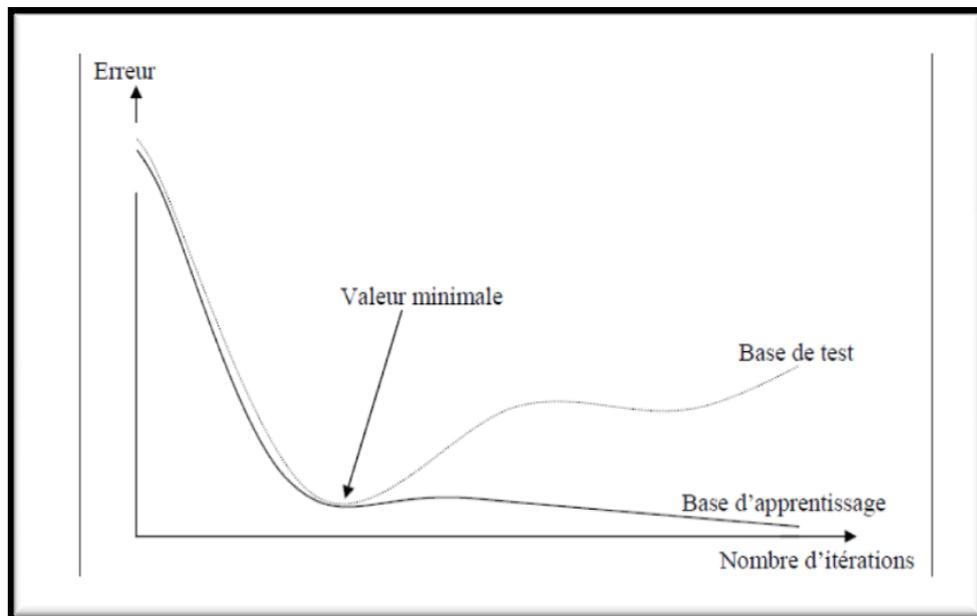


Figure III.17 : Erreur moyenne sur la base d'apprentissage en fonction du nombre d'itérations.

6.5 Types d'apprentissage

L'apprentissage est une phase du développement d'un réseau de neurones au cours de laquelle son comportement est réajusté jusqu'à l'obtention du comportement désiré (Fig.III.18). Ceci est réalisé grâce à un algorithme d'apprentissage ; Il existe trois types d'apprentissages principaux : l'apprentissage supervisé, l'apprentissage non-supervisé et l'apprentissage semi supervisé [23].

- Apprentissage supervisé : On parle d'apprentissage supervisé quand le réseau est alimenté avec la bonne réponse pour les exemples d'entrées donnés.
- Apprentissage non supervisé : Dans le cas de l'apprentissage non-supervisé le réseau décide lui-même quelles sont les bonnes sorties. [24].
- Apprentissage semi-supervisé : est un apprentissage de type essai-erreur où le réseau donne une solution et est alimenté avec seulement une information indiquant si la réponse est correcte ou si elle est au moins meilleure que la dernière fois.

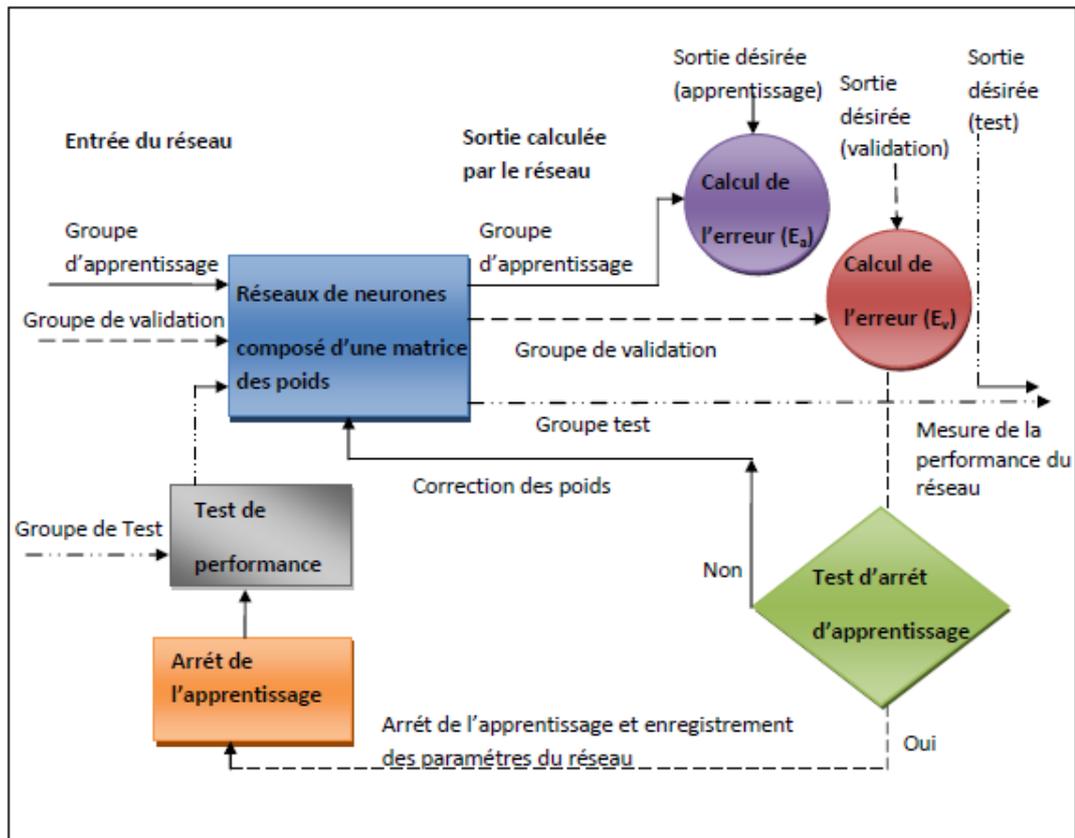


Figure III.18 : Description schématique de la base d'apprentissage.

6.6 Différents types de réseaux de neurones

Plusieurs types de réseaux de neurones ont été développés qui ont des domaines d'application souvent très variés. Notamment trois types de réseaux sont bien connus:

- le réseau de Hopfield (et sa version incluant l'apprentissage, la machine de Boltzmann),
- les cartes auto-organisatrices de Kohonen.
- les réseaux multicouches de type rétropropagation.

Les réseaux multicouches de type rétro propagation sont les réseaux les plus puissants des réseaux de neurones. Ils utilisent l'apprentissage de type supervisé.

6.7 La mise en œuvre des réseaux de neurones multicouches

6.7.1 Les entrées pertinentes

La détermination des entrées pertinentes peut être très délicate pour un processus naturel complexe (écologique, social, financier. . .). Ainsi, si l'on veut prédire une propriété spécifique, le choix des descripteurs pertinents n'est pas évident.

6.7.2 Nombre de couches cachées

Mis à part les couches d'entrée et de sortie, il faut décider du nombre de couches intermédiaires ou cachées. Sans couche cachée, le réseau n'offre que de faibles possibilités d'adaptation. Néanmoins, il a été démontré qu'un Perceptron Multicouches avec une seule couche cachée pourvue d'un nombre suffisant de neurones, peut approximer n'importe quelle fonction avec la précision souhaitée [25].

6.7.3 Nombre de neurones cachés

Chaque neurone peut prendre en compte des profils spécifiques de neurones d'entrée. Un nombre plus important permet donc de mieux "coller" aux données présentées mais diminue la capacité de généralisation du réseau. Il faut alors trouver le nombre adéquat de neurones cachés nécessaires pour obtenir une approximation satisfaisante.

6.7.4 L'apprentissage des perceptrons multicouches

L'apprentissage consiste en un entraînement du réseau. On présente au réseau des entrées et on lui demande de modifier sa pondération de telle sorte que l'on retrouve la sortie correspondante.

L'algorithme consiste dans un premier temps à propager vers l'avant les entrées jusqu'à obtenir une entrée calculée par le réseau. La seconde étape compare la sortie calculée à la sortie réelle connue. L'algorithme modifie alors les poids de telle sorte qu'à la prochaine itération, l'erreur commise entre la sortie calculée et connue soit minimisée.

6.7.5 L'algorithme de rétro-propagation

L'algorithme de rétro-propagation (ARP) ou de propagation arrière « backpropagation » est l'exemple d'apprentissage supervisé le plus utilisé à cause de l'écho médiatique de certaines applications spectaculaires telles que la démonstration de Sejnowski et Rosenberg (1987) dans laquelle l'ARP est utilisé dans un système qui apprend à lire un texte.

➤ L'algorithme par descente de gradient

Cette technique d'apprentissage classique a été mise au point par Rumelhart; elle consiste à calculer l'erreur entre la sortie théorique du réseau et la valeur de sortie du réseau de neurones. La principale caractéristique de cette méthode d'apprentissage est que la valeur de l'erreur est ensuite directement utilisée pour modifier les différents poids intervenant dans le réseau de neurones. Cette modification est effectuée de la couche de sortie vers la couche d'entrées. L'objectif de cette rétro-propagation est de minimiser l'erreur globale du réseau.

6.8 Avantages et Inconvénients des réseaux de neurones

Les réseaux de neurones présentent une capacité de généralisation et une facilité d'apprentissage, par contre ils ne sont pas interprétables (boîtes noires).

7. Simulation sous Matlab

Cette partie de modélisation et simulation nous permettra de déterminer les deux angles (Azimut, Elévation) de chaque héliostat d'une centrale selon la position (distance tour-héliostat), le jour, l'heure et la latitude de site. En supposant que la hauteur de la tour, la dimension de l'ouverture du récepteur, la taille et le nombre d'héliostats sont fixés, puis la disposition du champ qui est déterminée par six paramètres tels que la pente du terrain, la distance droite-gauche entre héliostats adjacents, la distance en avant et en arrière entre les rangées adjacentes, la distance entre la tour et l'héliostat et ses deux projections (Nord-Sud, Est-Ouest). Ces paramètres sont fixés mais admettent des variations à l'intérieur de la programmation, le procédé permet une mise en page et calcule les deux mouvements (azimut, élévation) de chaque héliostat dans une centrale solaire à tour. L'organigramme de la procédure est montré dans la fig.III.19, et le schéma Simulink/Matlab montré dans la figure III.20.

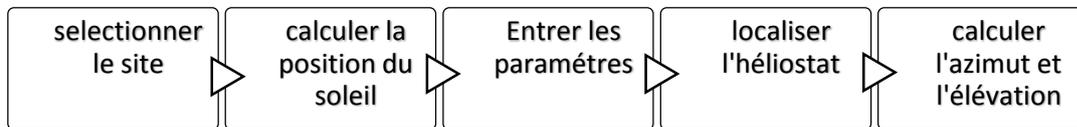


Figure III.19 : L'organigramme de la procédure.

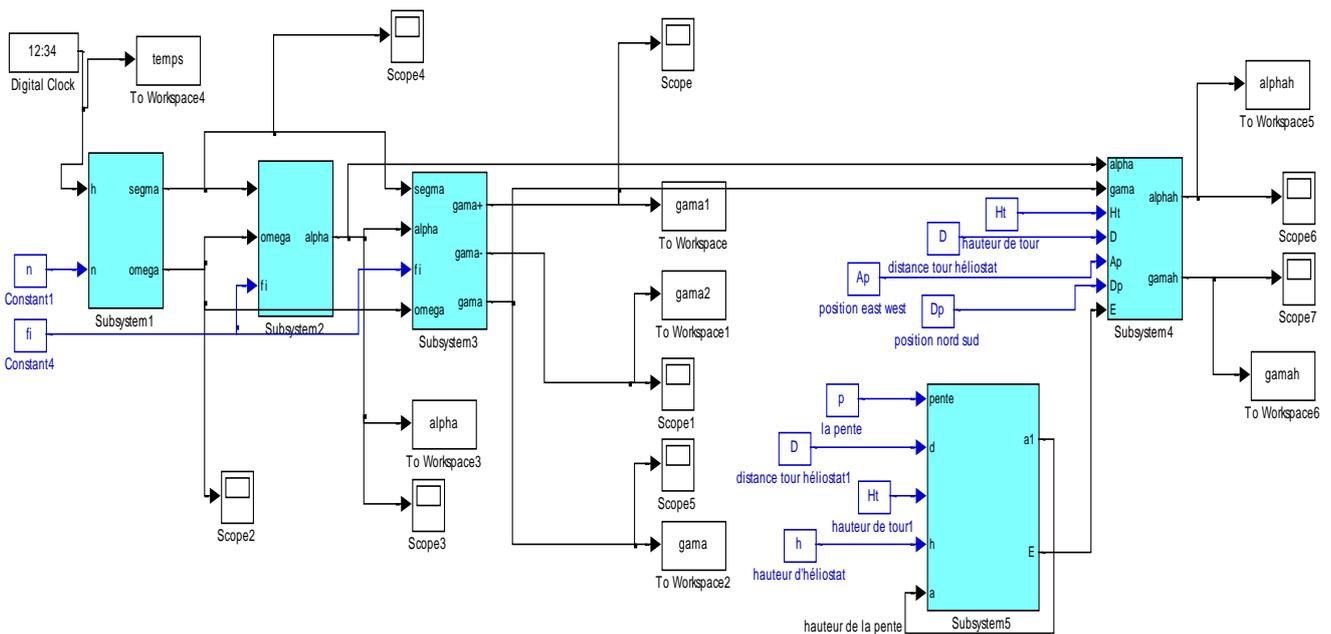


Figure III.20 : Schéma bloc complet de notre système.

La procédure proposée de la figure III.20 est constituée d'un ensemble de sous-systèmes, chaque partie de notre système à un rôle très important :

Le sous-système 1 : nous a permis d'extraire l'angle horaire (Ω) et la déclinaison solaire (δ) à partir des deux équations (III.1) et (III.2). On a l'heure et le jour comme deux constantes d'entrée.

Le sous-système 2 : nous a permis d'extraire l'élévation du soleil (α) par rapport à un point fixe sur la terre selon l'équation (III.3). On a les sorties du sous-système précédent comme des entrées avec latitude (φ) de la localisation géographique.

Le sous-système 3 : calcul de l'azimut (γ) du soleil selon l'équation (III.4).

Le sous-système 4 : permet d'avoir l'élévation et l'azimut de chaque héliostat sélectionné durant une journée.

Le sous-système 5 : introduit l'influence de la pente du terrain sur les paramètres de la position de chaque héliostat.

Une étude de cas est menée sur 9 héliostats positionnés suivants (fig.III.21) :

- la hauteur angulaire de la cible (récepteur solaire): 15° , 30° et 45° par rapport au centre du miroir,
- Les azimuts de la cible par rapport au centre du miroir sont de -45° , 0° et 45° .

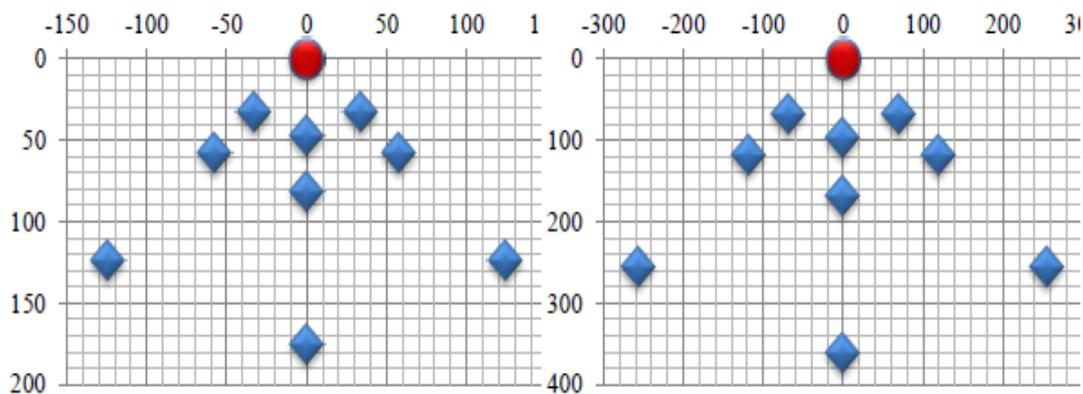


Figure III.21 : Placement des miroirs (en m) en fonction de la hauteur de la tour (50 m à gauche, 100m à droite).

Ces configurations correspondent aux placements des héliostats tels qu'ils apparaissent sur la figure III.21 (dans le cas où la tour mesure 50 mètres ou 100 mètres comme à THEMIS) [26]. La hauteur du mât qui supporte l'héliostat est supposé être de 3 mètres. La tour est placée à l'origine des graphiques. Les héliostats sont dispersés sur un champ de quelques centaines de mètres de profondeur et de largeur. Pour une tour de 100 mètres de haut, le champ est 4 fois plus grand que pour une tour de 50 mètres.

Les graphiques des figures suivantes représentent la course de l'héliostat dans la voûte céleste ; dans l'hémisphère nord, les courses du Soleil sont symétriques par rapport au sud. La tour est toujours placée au sud et les héliostats à son nord

Pour un héliostat situé en face de sa cible, les trajectoires sont symétriques par rapport au sud comme cela apparaît sur les fig.III.22, 23, et 24 pour l'élévation et sur la fig.III.25 pour l'azimut. L'héliostat s'élève en début de journée, atteint son point le plus haut vers 12 heures et décroît jusqu'à la fin de journée. Ceci correspond à l'allure générale des courses du Soleil dont le midi solaire. Les courses sont plus hautes vers le solstice d'été et plus basses vers celui d'hiver. Le temps de poursuite varie en fonction des courses du soleil d'un solstice à l'autre (14h environ au 21 juin contre 7h environ au 21 décembre). Les amplitudes de course en azimut et en élévation sont d'autant plus importantes que la hauteur de cible est grande, c'est-à-dire, d'autant plus que l'héliostat est proche de la tour. Ainsi, un héliostat devrait corriger sa position légèrement plus fréquemment quand il est plus proche de la tour, à erreur angulaire constante. En outre des conclusions ne peuvent pas être prises prématurément par rapport à cette remarque. Cette erreur angulaire constante n'a en effet pas le même impact sur le récepteur pour un héliostat situé proche de la tour et un héliostat qui en est loin. Par exemple pour un héliostat situé à 1 km face au récepteur, une erreur de pointage de 10 mrad sur un axe engendre une erreur du centre de la tâche sur le récepteur de 10 m. Mais à 250 m de la tour une même erreur angulaire engendre une erreur d'impact de seulement 2,5 m.

La déviation à $\pm 45^\circ$ (α) des héliostats par rapport à l'axe sud-tour engendre une dissymétrie des courses de l'héliostat par rapport au zéro (Fig. III.26 et Fig. III.27). L'élévation du Soleil ne varie presque pas (tout en restant élevée) en début ou en fin de journée suivant que l'excentricité est positive ou négative. Les courses solaires en été ont une amplitude très grande en effet, si bien que le Soleil se couche ou se lève derrière le miroir. La longueur des courses est plus marquée en été qu'en hiver et les héliostats travaillent plus longtemps en été qu'en hiver. De même les variations d'amplitude en azimut et en élévation étant plus fortes en été qu'en hiver, l'héliostat consomme plus. La position relative d'un héliostat par rapport à la tour joue un rôle déterminant dans la consommation d'un héliostat car les courses des axes varient fortement. La tour elle-même peut être un obstacle à la réflexion du flux lumineux. Sa hauteur ne doit pas être trop importante pour éviter un alignement entre héliostats, Soleil et tour. Les courses représentées sont valables pour un miroir dont le centre de gravité se situe sur l'axe de rotation de l'azimut ou d'élévation (comme sur la centrale THEMIS, Fig. II.6).

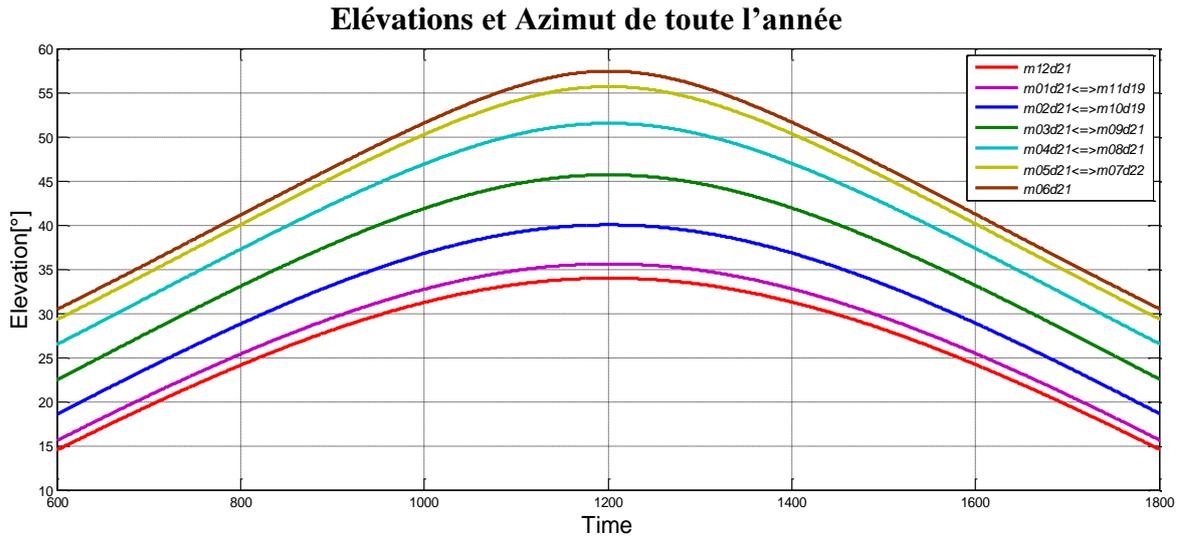


Figure III.22 : Angle de suivi d'élévation Pour d=100

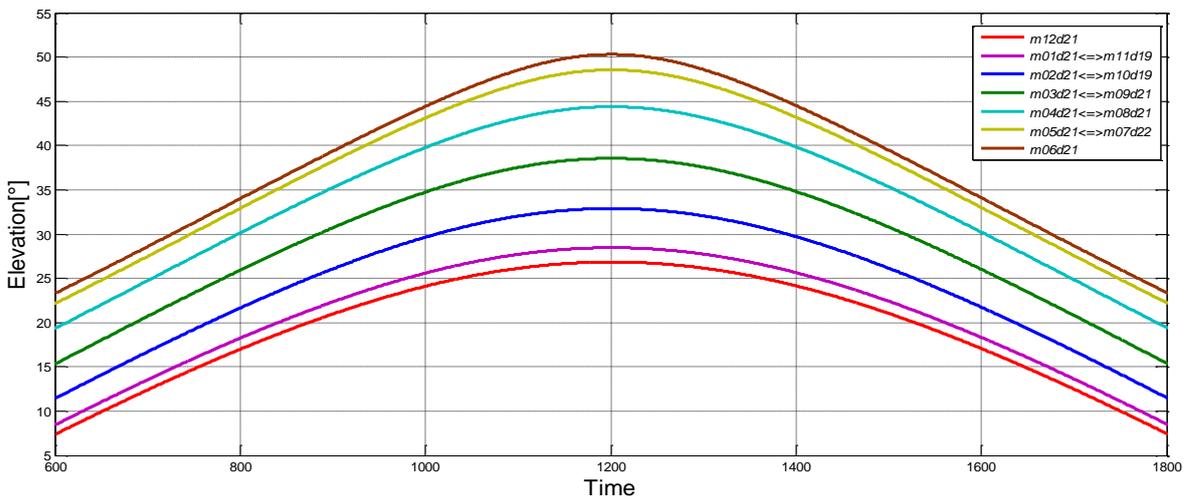


Figure III.23 : Angle de suivi d'élévation pour d=168.09

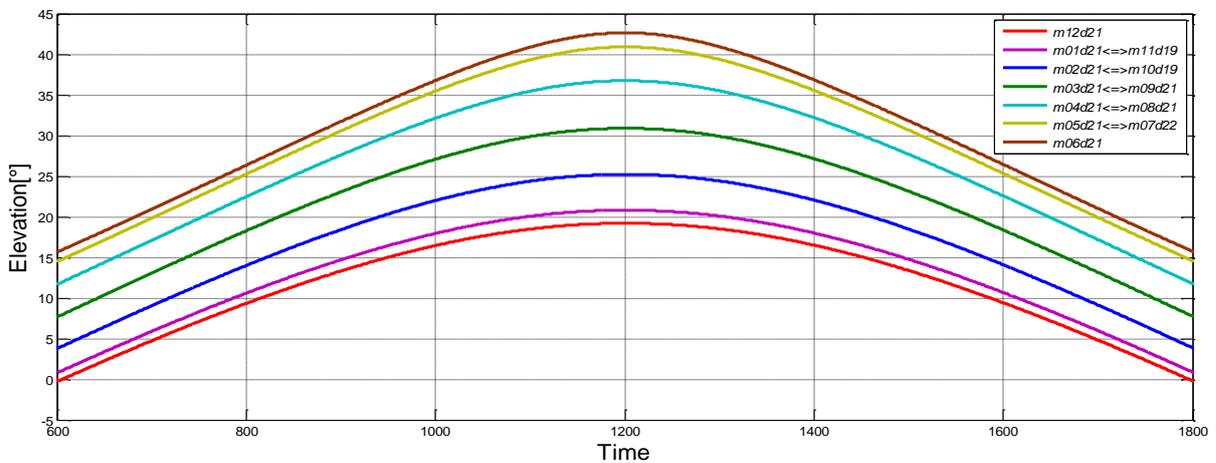


Figure III.24 : Angle de suivi d'élévation pour d=362

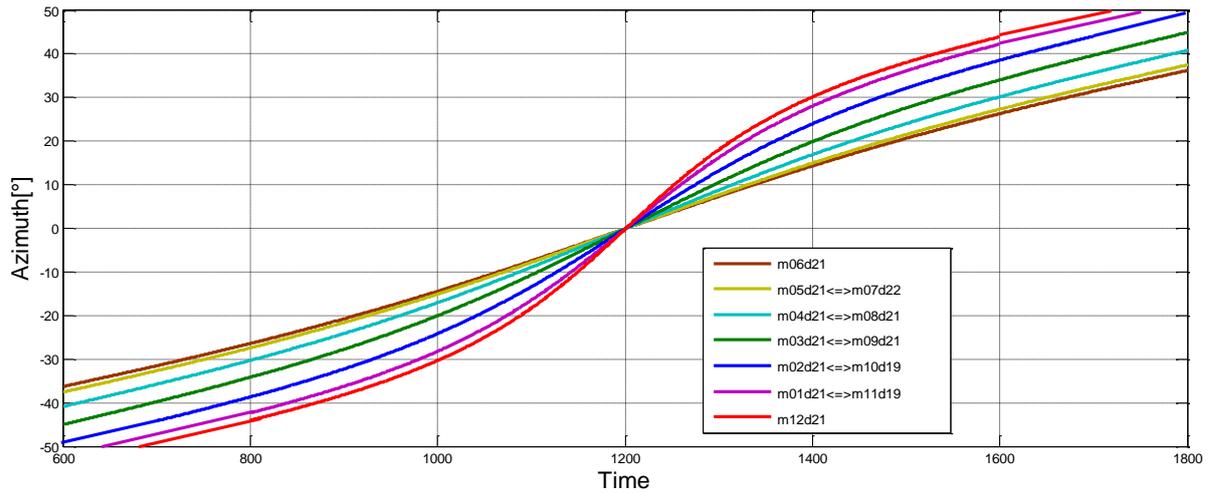


Figure III.25 : Angle de suivi d'azimut Pour d=100. 0°

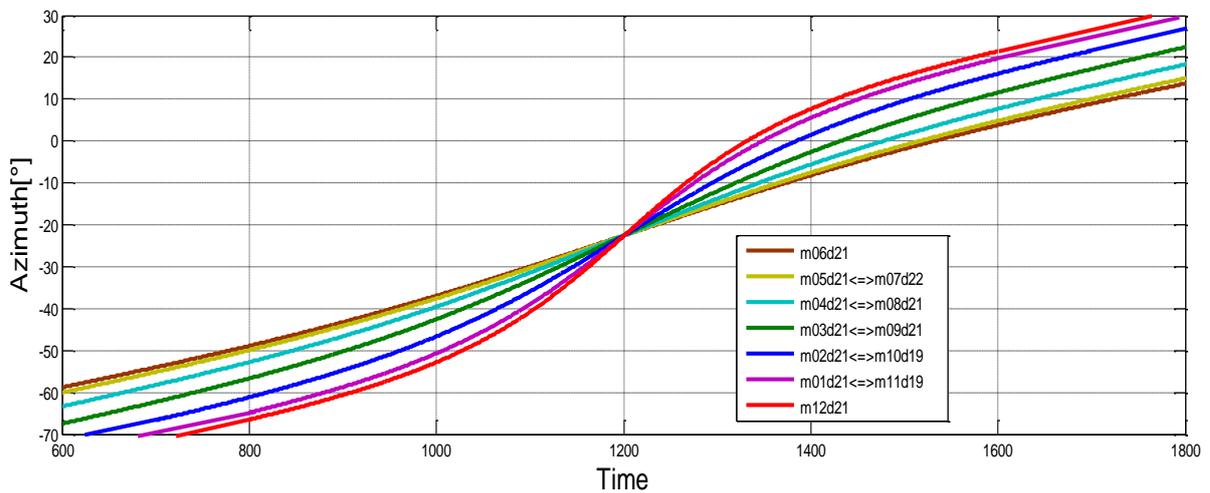


Figure III.26 : Angle de suivi d'azimut d=100 et angle de -45

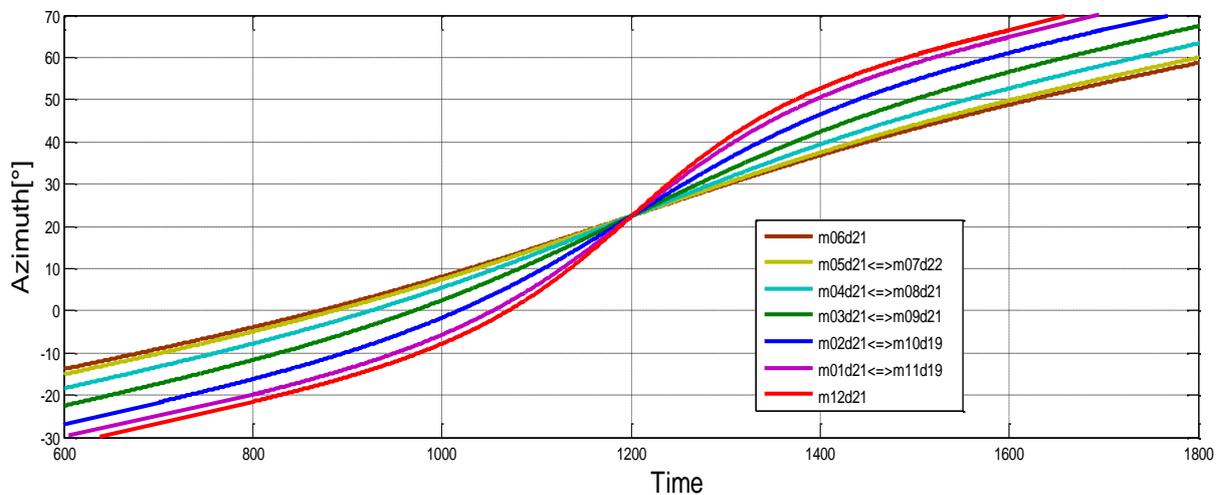


Figure III.27 : Angle de suivi d'azimut d=100 et angle de +45

8. Estimation par réseau de neurones :

8.1 Le réseau de neurones

Cet exemple illustre l'estimation d'alignement du champ d'héliostats avec un système de prévision sous Matlab, un modèle de régression non linéaire (réseau de neurones) pour prévoir les mouvements du champ d'héliostat d'une centrale solaire à tour ; le modèle est formé sur des données calculées par la première procédure (fig III.19) au mois de janvier.

8.2 Construire le modèle et la prévision :

Les trois étapes de la construction de l'estimation comprennent la création d'une matrice de prévision à partir des données historiques, la sélection et la calibration de modèle choisi et puis en exécutant le modèle.

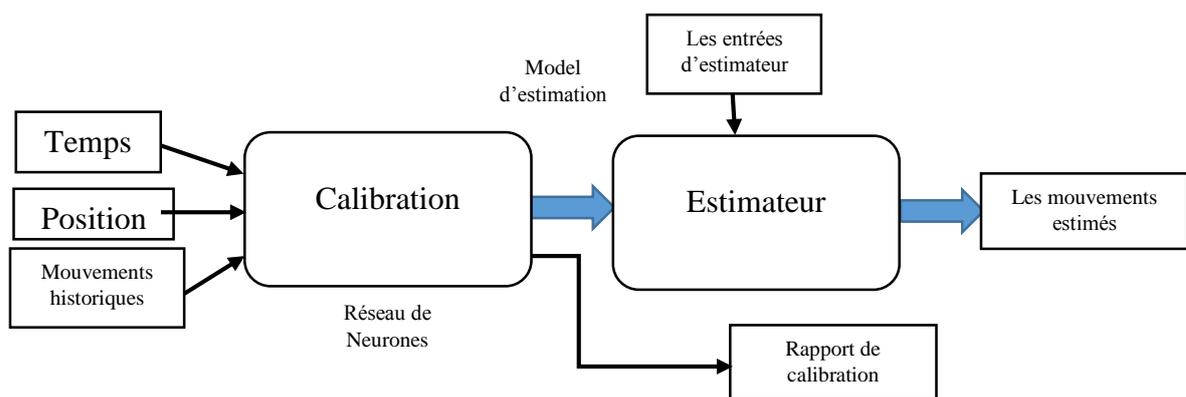


Figure III.28 : Construction du prévisionniste des mouvements des héliostats.

8.3 Algorithme d'apprentissage

Le réseau de neurones est formé à l'aide de l'algorithme de Levenberg-Marquardt de rétro-propagation. Il s'agit d'une fonction de formation de réseaux qui met à jour les valeurs de poids et de biais selon l'optimisation de Levenberg-Marquardt .

L'algorithme de Levenberg-Marquardt, ou algorithme LM, permet d'obtenir une solution numérique au problème de minimisation d'une fonction, souvent non linéaire et dépendant de plusieurs variables. L'algorithme interpole l'algorithme de Gauss-Newton et l'algorithme du gradient. Plus stable que celui de Gauss-Newton, il trouve une solution même s'il est démarré très loin d'un minimum. Cependant, pour certaines fonctions très régulières, il peut converger

légèrement moins vite. L'algorithme fut développé par Kenneth Levenberg [27], puis publié par Donald Marquardt [28].

Il est souvent l'algorithme de rétro-propagation le plus rapide de la formation des réseaux de neurones, de taille modérée (jusqu'à plusieurs centaines de poids), même s'il nécessite plus de mémoire que d'autres algorithmes. Comme les méthodes quasi-Newton, l'algorithme de Levenberg-Marquardt a été conçu pour la vitesse d'approche de formation de second ordre sans avoir à calculer la matrice de Hesse. Lorsque la fonction de la performance a la forme d'une somme de carrés (ce qui est typique dans les réseaux d'anticipation de formation), la matrice de Hesse peut être approchée comme suit :

$$H = J^T \cdot J \quad (\text{III.10})$$

Et le gradient peut être calculé par :

$$g = J^T e \quad (\text{III.11})$$

Où J est la matrice Jacobienne qui contient des dérivées premières des erreurs de réseau à l'égard des poids et des biais, et e est un vecteur d'erreurs de réseau. La matrice jacobienne peut être calculée au moyen d'une technique de rétro-propagation standard qui est moins complexe que le calcul du Hessien.

L'algorithme de Levenberg-Marquardt utilise cette approximation de la matrice de Hesse dans la mise à jour de Newton comme suit [29]

$$x_{k+1} = x_k - [J^T J + \mu I]^{-1} J^T e \quad (\text{III.12})$$

Lorsque le μ scalaire est nul, c'est juste la méthode de Newton, en utilisant la matrice de Hesse approximative. Lorsque μ est grand, cela devient une descente de gradient avec une petite taille de l'étape. La méthode de Newton est plus rapide et plus précise à proximité d'un minimum d'erreur, si le but est de se déplacer vers la méthode de Newton aussi rapidement que possible. Ainsi, μ est diminué après chaque étape réussie (réduction de la fonction de la performance) et augmente uniquement quand une étape provisoire augmenterait la fonction de la performance. De cette façon, la fonction de performance est toujours réduite, à chaque itération de l'algorithme

8.4 Sélection de réseau neuronal :

Développement du réseau de neurones.

- a. Nombre de variable d'entrée = 5

- b. Nombre de sortie = 1
- c. Nombre de neurones de la couche d'entrée = 5
- d. Nombre de couche cachée = 1.
- e. Nombre de neurones de la couche cachée = 20.
-

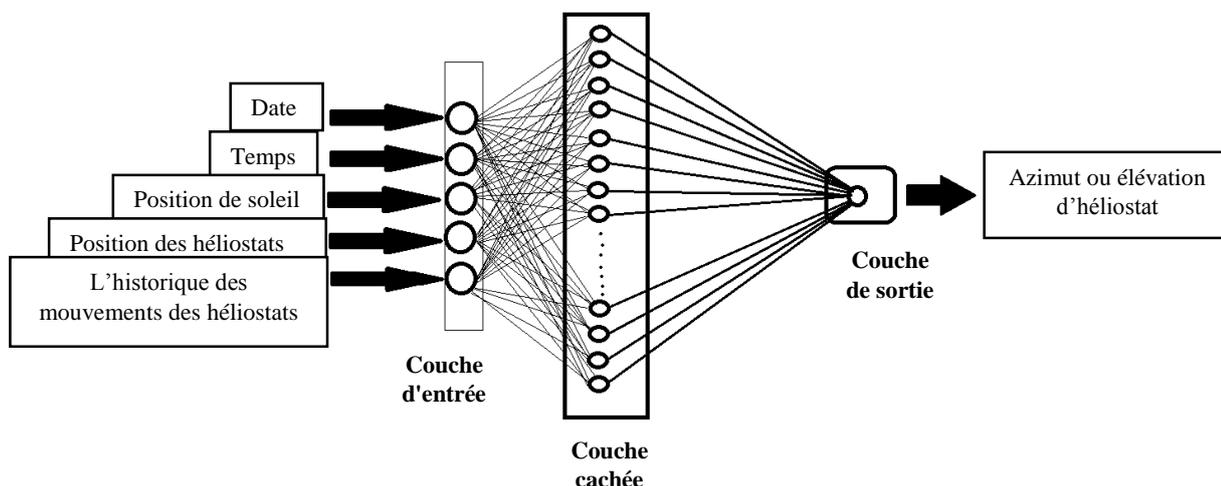


Figure III.29 : Modèle d'estimation d'azimut ou d'élévation par réseau de neurone.

8.5 Sélection de paramètres de formation

- Nombre d'époques = 52 pour l'azimut et 31 pour l'élévation (nombre d'itérations nécessaires pour atteindre le but final)
- Tolérance de l'erreur = 0,001 (pour la précision)
- Taux d'apprentissage = 0,9

9. Résultats

9.1 Nombre de neurones cachés et itérations

L'augmentation du nombre de neurones et le nombre des itérations exigent plus de calculs, ce qui a une tendance de sur-ajustement des données lorsque les chiffres sont trop élevés, mais il permet au réseau de résoudre des problèmes plus complexes. Nous augmentons constamment le nombre de neurones dans la couche cachée et le nombre d'itérations jusqu'à ce que le réseau atteigne de bons résultats en termes d'erreur quadratique moyenne (MSE) et de fonction d'erreur d'autocorrélation. Après plusieurs essais, le meilleur nombre de neurones de la couche cachée est fixé à 20 et le nombre d'itérations dans la base d'apprentissage est de 55 (itérations) pour l'élévation et 31 pour l'azimut.

9.2 Erreur quadratique moyenne

L'erreur quadratique moyenne (MSE pour *Mean Square Error*) est la moyenne arithmétique des carrés des écarts entre les prévisions et les observations. L'erreur est la différence entre la sortie et la cible. Des vecteurs de validation sont utilisés pour arrêter la formation précoce si la performance du réseau sur les vecteurs de validation ne parvient pas à s'améliorer ou reste approximativement la même; des vecteurs de test sont utilisés comme une vérification supplémentaire pour s'assurer que le réseau est bien généralisé, mais n'ont pas d'effet sur la formation. La meilleure performance de validation est 2.221×10^{-7} à l'itération 31 pour l'azimut et 4.4023×10^{-8} à l'itération 55 pour l'élévation, comme le montre la Fig. III.30 et III.31. Ce qui démontre que les erreurs de formation, de validation et de test ont diminué.

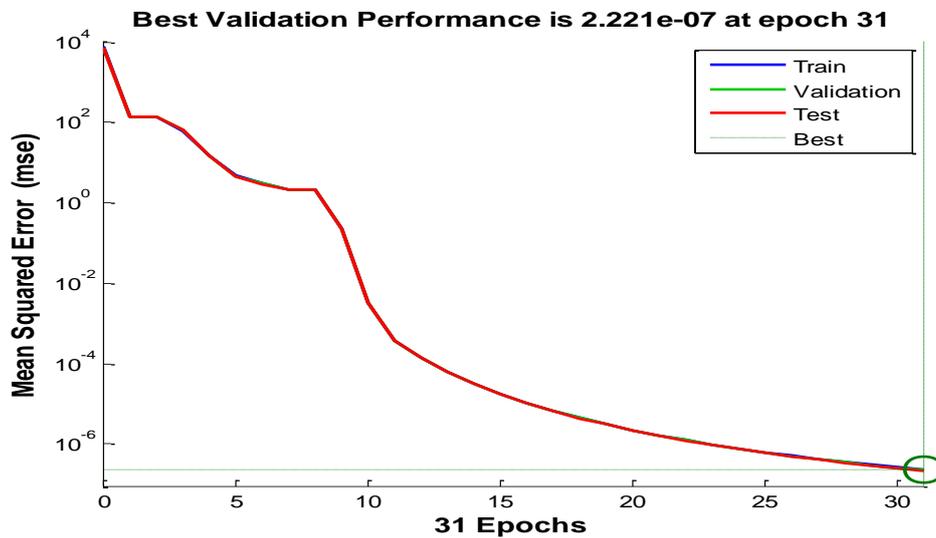


Figure III.30 : Le meilleur rendement de validation est 2.221e-07 à itération 31.

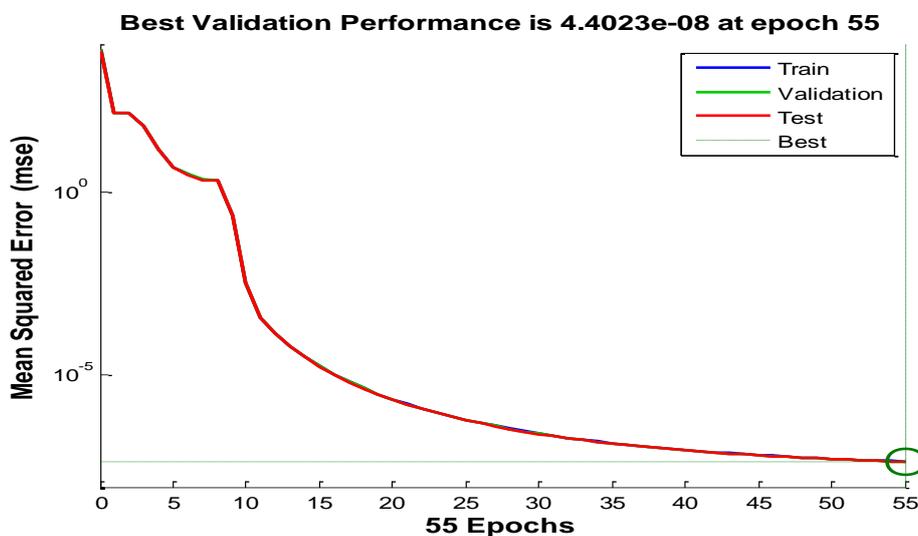


Figure III.31 : Le meilleur rendement de validation est 4.4023e-08 à l'itération 55.

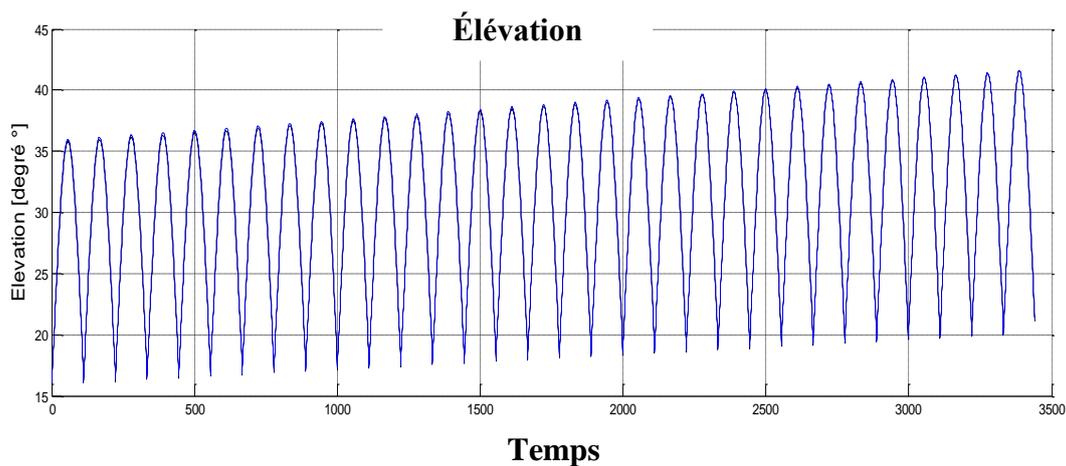


Figure III.32 : Comparaison entre l'élévation de l'héliostat modélisé et estimé par le réseau neuronal.

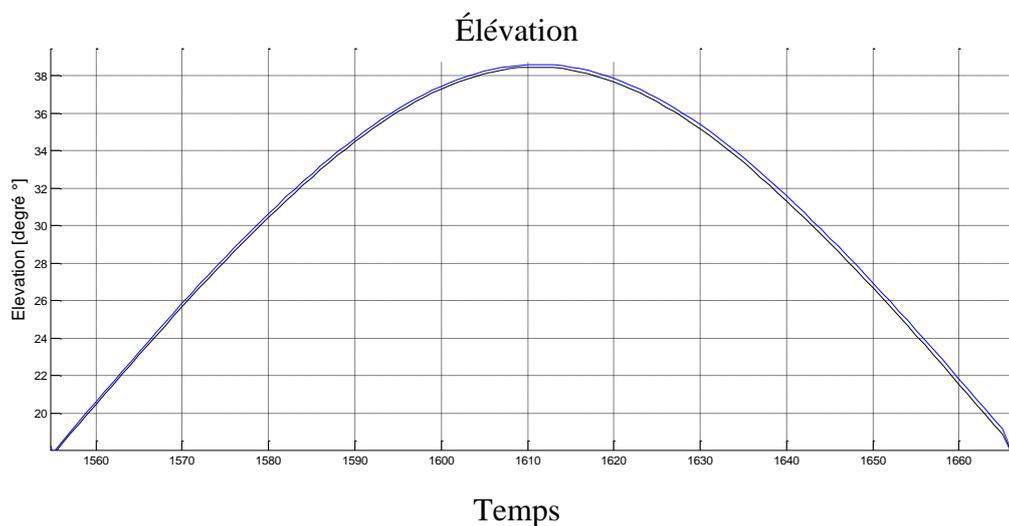


Figure III.33 : Résultats d'élévation montrés en détail.

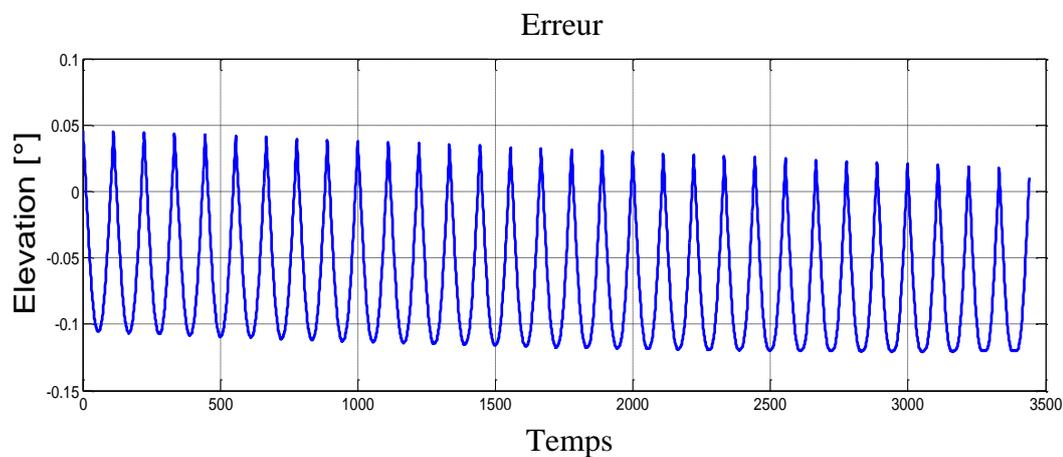


Figure III.34 : Erreur d'élévation estimée par réseau de neurones.

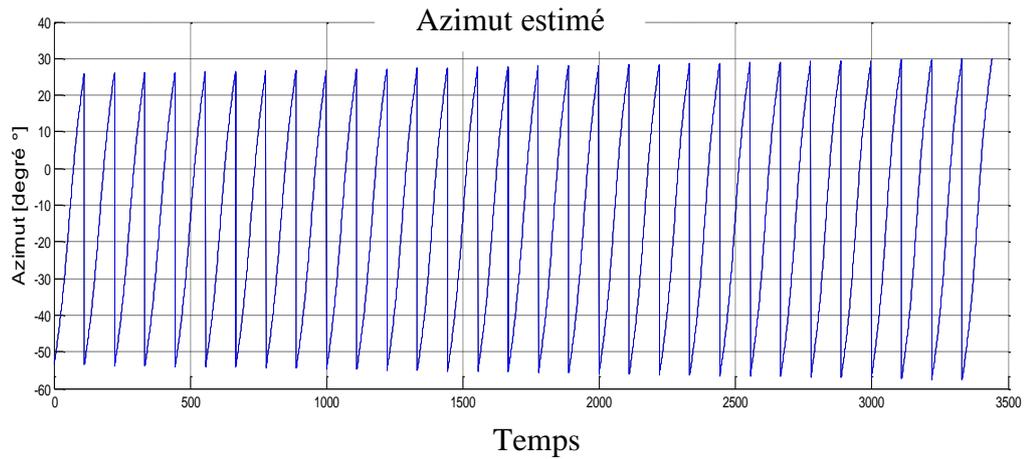


Figure III.35 : Comparaison entre l'azimut de l'héliostat modélisé et estimé par le réseau neuronal.

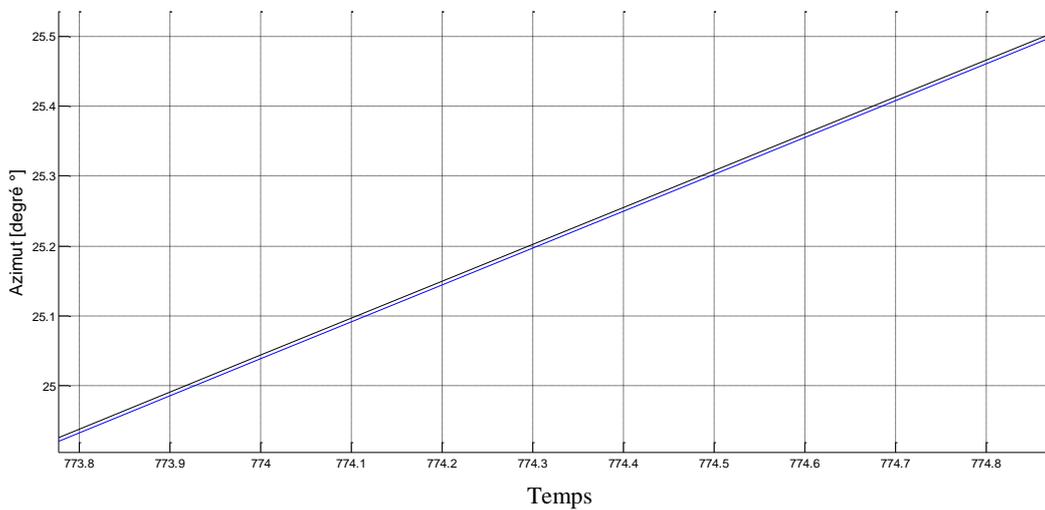


Figure III.36 : Résultats d'azimut montrés en détail.

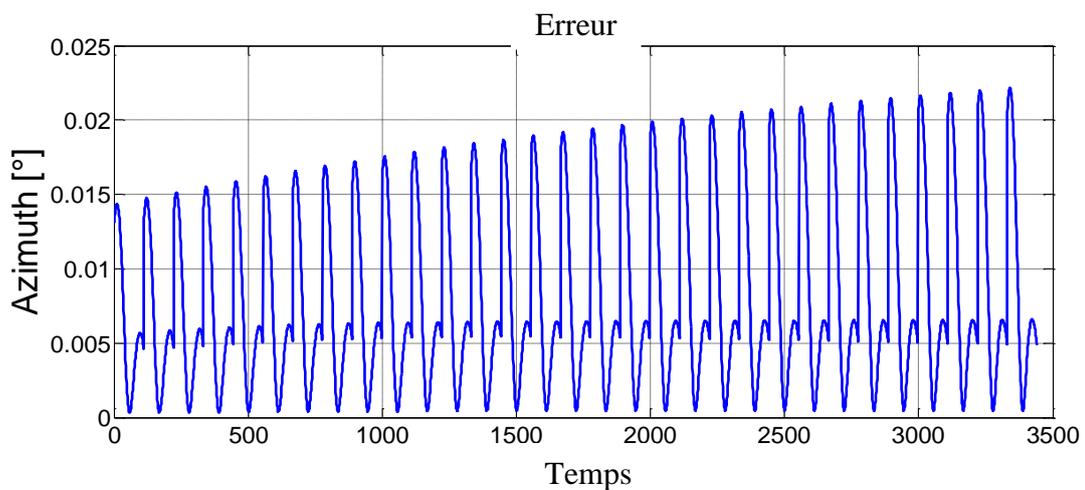


Figure III.37 : Erreur d'azimut estimé par réseau de neurones.

Le modèle de réseau de neurones est formé sur des données du mois de janvier constitué de 3 matrices d'élévation (angle de 15,30 et 45°) et 3 d'azimut de différents héliostats (45°, 0° et -45°) et testé sur le mois de mars avec d'autres positions d'héliostat (d=150, angle= 26.56°). La précision du modèle sur les périodes hors échantillon est calculée avec l'erreur absolue moyenne (MAE) et l'erreur absolue moyenne en pourcentage (MAPE).

L'erreur absolue moyenne en pourcentage (*Mean Absolute Percentage Error*, anglais MAPE) : moyenne des écarts en valeur absolue par rapport aux valeurs observées. C'est donc un pourcentage et par conséquent un indicateur pratique de comparaison.

Les deux trajectoires d'azimut et d'élévation sont superposées dans les graphiques des figures III.29 et III.32. Les résultats sont montrés en détail (graphique 30 et 33), où on observe que selon les courbes les écarts sont inférieurs à 0.0702 degré pour l'élévation et 0.0081 pour l'azimut.

L'erreur absolue moyenne (MAE) et l'erreur absolue moyenne en pourcentage MAPE sont présentées dans le tableau suivant :

erreur	MAE (°)	MAPE (%)
élévation	0.0702	0.2095
azimut	0.0081	0.0023

Tableau III.1 : MAE et MAPE d'azimut et d'élévation.

D'après les résultats obtenus par l'estimation des mouvements d'héliostat l'erreur ne dépasse pas le 0.1 °.

10. Conclusion

Nous avons proposé un modèle d'estimation basé sur les réseaux de neurones récurrents formés avec l'algorithme d'apprentissage de rétro-propagation Levenberg-Marquardt pour prévoir les mouvements des champs d'héliostat d'une centrale solaire à tour. Cette méthode a exploré une nouvelle solution de réseau neuronal sur la base de la surveillance et du contrôle d'alignement du champ d'héliostat d'une centrale solaire à tour.

Dans ce chapitre, les données des mouvements des héliostats ont été simulées sur la base d'une procédure utilisant des formules astronomiques concernant la position du Soleil et les caractéristiques de la centrale. Les résultats d'estimation ont montré que ce modèle assure une prévision précise sur les mouvements des héliostats, sous le contrôle de l'ordinateur. C'est une excellente méthode d'estimation pour la surveillance et la commande du champ d'héliostat d'une centrale solaire à tour.

Références

- [1]. Kolb, G.J., Jones, S.A., Donnelly, M.W., et al., 2007. Heliostat cost reduction study, SAND20073293. Available from: <http://www.prod.sandia.gov/cgi-bin/techlib/accesscontrol.pl/2007/073293.pdf>.
- [2]. William, B.S., Micheal, G., 2001. Power from the sun. Available from: <http://www.powerfromthesun.net/book.htm>.
- [3]. F M F SIALA, M E ELAYEB, "Mathematical formulation of a graphical method for a non-blocking heliostat field layout," *Renewable Energy*, 2001, 23(1):77–92.
- [4]. F. J. COLLADO and J. A. TUREGANO, "Calculation of the annual thermal energy supplied by a defined heliostat field," *Solar Energy*, 1989, 42(2):149-165.
- [5]. M. SCHMITZ, P. SCHWARZBO, BUCK R, et al, "Assessment of the potential improvement due to multiple apertures in central receiver systems with secondary concentrators," *Solar Energy*, 2006, 80(1): 111–120.
- [6]. F. W. LIPPS, L. L. VANT-HULL, "A cellwise method for the optimization of large central receiver systems," *Solar Energy*, 1978, 20(6):505-516.
- [7]. A. KRIBUS, R. ZAIBEL, D. CAREY, et al, "A SOLAR-DRIVEN COMBINED CYCLE POWER PLANT," *Solar Energy*, 1998, 62(2):121–129.
- [8]. Ya-Ling He , Fu-Qing Cui, Ze-Dong Cheng, Zeng-Yao Li, Wen-Quan Tao, "Numerical simulation of solar radiation transmission process for the solar tower power plant", *Applied Thermal Engineering*, 61 (2013) 583-595.
- [9]. Romero-Alvarez Manuel, Zarza Eduardo. Concentrating solar thermal power. energy conversion (19). LLC: Taylor & Francis Group; 2007.
- [10]. Goswami D Yogi, Kreith Frank, Kreider F. Principles of solar engineering. 2nd ed. Philadelphia, PA: Taylor and Francis; 2000.
- [11] Thomas R. Mancini, SolarPACES. Catalog of Solar Heliostats, Juin 2000
- [12]. Solangi KH, Islam MR, Saidura R, Rahimb NA, Fayaz H. A review on global solar energy policy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2011;15:2149–63.
- [13]. Kadir Mohd Zainal Abidin Ab, Rafeeu Yaaseen, Adam Nor Mariah. Prospective scenarios for the full solar energy development in Malaysia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2010;14:3023–31.
- [14]. Chen YT, Kribus A, Lim BH, Lim CS, Chong KK, Karni J, et al. Comparison of two sun tracking methods in the application of a heliostat field. *Journal of Solar Energy Engineering* 2004;126(1):638–44.
- [15]. Robert Walraven. Calculating the position of the sun. *Solar Energy*, 20(5) :393 – 397, 1978.
- [16]. J.A. Duffie and W.A. Beckmann. *Solar Engineering of Thermal Processes*. John Wiley & Sons Inc, 1991.

- [17] http://fr.wikipedia.org/wiki/Lois_de_Snell-Descartes
- [18]. A. Aussem, "Théorie et applications des réseaux de neurones récurrents et dynamiques à la prédiction, à la modélisation et au contrôle adaptatif des processus dynamiques," Thèse de doctorat, Université de Paris 05, 1995.
- [19]. G. Cybenko, "Approximation by superpositions of sigmoïdal function. Mathematics of Control, Signals and Systems, " 303–314, 1989.
- [20]. K. Funuhashi, "On the approximate realization of continuous mapping by neural networks," *Neural Networks*, 2 :183–192, 1989.
- [21]. Hebb D.O, *The Organisation of Behaviour*, Wiley, New York, 1949.
- [22]. Rumelhart D.E, Mc Clelland J.L, *Parallel Distributed Processing*, The MIT Press, Vol. 1 et 2, Cambridge, 1986.
- [23]. Hecht-nielsen R, *Neurocomputing*. Addison-Wesley Publishing Company, pp. 433,1990.
- [24]. Kohonen T, *Self-organization and associative memory*, Berlin: Springer, Verlag, 1984.
- [25]. Hornik K, Approximation capabilities of multilayer feedforward networks, *Neural Networks*, Vol. 4, pp. 251-257. 1991
- [26] Analyse, mutualisation et optimisation par la commande de la consommation énergétique des héliostats autonomes des centrales à concentration solaire, Alaric Montenon, Thèse Doctorat, INP Toulouse, 2013
- [27] K. Levenberg, "A method for the solution of certain problems in least squares," *Quart. Appl. Math.*, 1944, Vol. 2, pp. 164–168.
- [28] D. Marquardt, "An algorithm for least-squares estimation of nonlinear parameters," *SIAM J. Appl. Math.*, 1963, Vol. 11, pp. 431–441.
- [29]. Nian Zhang, Pradeep K. Behera, "solar radiation prediction based on recurrent neural networks trained by levenberg-marquardt backpropagation learning algorithm," *IEEE* 2011 .

CHAPITRE IV

COMMANDE

D'HELIOSTAT

1. Introduction

Le champ d'héliostats est utilisé pour réfléchir et concentrer la lumière vers le récepteur dans la partie supérieure de la tour. Le rayonnement absorbé est concentré puis transformé en énergie thermique pour générer de l'électricité. Ainsi, l'étude des technologies de l'énergie solaire est l'attention de plusieurs recherches pour améliorer les différents processus de production d'électricité. La performance de la puissance de la tour solaire dépend fortement de l'efficacité du champ solaire qui est lié à la conception des héliostats, leur disposition sur le terrain et la réalisation de systèmes de suivi et de contrôle. Dans une centrale solaire à tour, chaque héliostat dispose de son propre système de guidage. Ils sont équipés de deux moteurs d'axes orthogonaux assurant la poursuite solaire en azimut et en site (élévation). Les trajectoires de l'héliostat sont générées par des articulations commandées par les moteurs. Le contrôle des moteurs est connu comme un grand défi en raison de la non-linéarité présentée dans le concept de ces moteurs. Ainsi, plusieurs études ont été menées dans ce chapitre où on a proposé de nouvelles méthodes pour contrôler les moteurs des héliostats. Ces méthodes utilisent les techniques d'intelligences artificielles telles que la logique floue, réseaux de neurones et les méthodes auto-ajustables par un système flou. L'utilisation des réseaux de neurones (RN) et des systèmes flous (SF) pour la synthèse des systèmes de commande a connu un essor important au cours de ces dernières années. Dans ce chapitre, nous allons décrire ces outils ainsi que les modalités de leur utilisation. Le chapitre est organisé en quatre parties. La première partie fait l'objet d'une étude détaillée sur l'emploi des réseaux de neurones, de la logique floue et les méthodes adaptatives pour la commande. Après une brève présentation des problèmes de régulation de la vitesse. La deuxième partie sera consacrée à la description du système de régulation de la position des héliostats. Et la dernière partie montre les résultats de la simulation avec une étude comparative entre les méthodes de commande par les systèmes d'intelligence artificielle à savoir les réseaux de neurones et logique floue, en utilisant deux configurations différentes avec le régulateur de position qui applique la méthode de la logique floue pour ajuster les coefficients (intégral et proportionnel) du régulateur PI classique à chaque instant de la commande. Cette méthode nous permet d'obtenir un système de commande auto ajustable.

2. Problème de régulation de la vitesse

Dès son apparition (régulateur classique) les automaticiens se sont vite aperçus de son handicap, en effet un contrôleur avec des paramètres fixes n'était pas toujours capable d'assurer les performances voulues et particulièrement dans le cas où les paramètres du

système varient avec le temps. Plusieurs techniques ont vu le jour pour remédier aux handicaps de ce type de régulateur. Pour satisfaire le monde industriel et réaliser une poursuite adéquate trois démarches permettent l'amélioration de la robustesse face à la perturbation et la variation paramétriques [1] :

- Faire évaluer les paramètres lorsque l'environnement change. Plusieurs algorithmes ont été développés dans cette approche, nous citons par exemple les régulateurs auto-ajustable, adaptatif, stochastique.
- Rechercher le correcteur assurant le meilleur compromis performance-robustesse, dans cette approche le contrôleur flou a été développé.
- Faire associer les deux approches et surtout quand chacune d'elles met en avant ses propres points forts ; cette philosophie exhorte un très grand nombre de la communauté scientifique de faire combiner la commande adaptative avec d'autres commandes telles que la commande par logique floue ou par réseau de neurones.

3. Systèmes de commande

3.1 Commande floue :

Dans la logique classique, les variables gérées sont Booléennes. C'est à dire qu'elles ne prennent que deux valeurs 0 ou 1. La logique floue a pour but de raisonner à partir de connaissances imparfaites qui opposent une résistance à la logique classique. Pour cela la logique floue se propose de remplacer les variables booléennes par des variables floues.

De façon générale, un système de commande a pour objectif de piloter l'entrée d'un processus afin d'obtenir un fonctionnement correct de ce dernier. Lorsqu'on dispose d'un modèle plus ou moins précis du système à commander, on peut utiliser un contrôleur de structure standard, fixe ou adaptatif, dont les paramètres seront évalués à partir du modèle. Malheureusement, lorsque le système est difficilement modélisable, la conception du contrôleur peut s'avérer très complexe, sinon impossible.

Lorsqu'un opérateur humain commande manuellement un système, les actions qu'il réalise sont dictées par une connaissance subjective du fonctionnement de ce système. Par exemple, s'il fait «froid» dans une pièce, on «augmente» le chauffage ; s'il fait «très froid», on «chauffe plus». Cette commande du système peut être envisagée de façon différente selon la personne qui la réalise : la sensation de «froid» n'est pas directement liée à une mesure de la température. Ce principe est à la base de la commande floue. La mesure réalisée sur le système (température) est prise en compte par l'intermédiaire d'une variable linguistique, «froid», «tiède», «chaud»,

qui est issue d'une analyse par un expert humain. Ensuite, l'action à réaliser est déduite à la fois d'un ensemble de règles de commande («s'il fait froid, on chauffe plus», ...) et de l'état du système, qualifié par la variable linguistique. Enfin, la commande finale du système est créée en utilisant les conclusions de la déduction [2].

En résumé, un contrôleur flou comporte les différents éléments suivants :

- Un sous-système d'interface avec le flou, composé en général d'un ensemble de variables linguistiques.
- Une base de connaissances : «base de données» et «base de règles linguistiques de commande».
- Un sous-système réalisant un raisonnement en utilisant des méthodes issues de la logique floue.
- Un sous-système d'interface avec le non flou, qui fournit la ou les commandes envoyées au système.

La figure IV.1 montre la structure générale d'un contrôleur flou. Le fonctionnement précis de chacun des sous-ensembles est décrit dans la suite de ce chapitre.

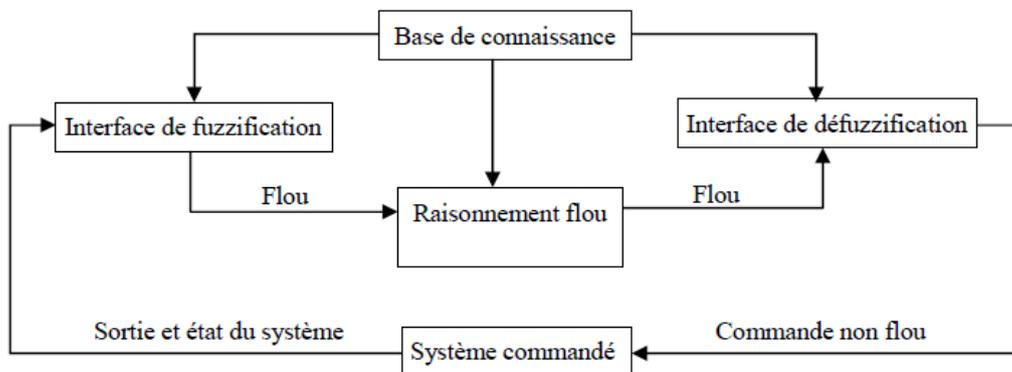


Figure IV.1 : Configuration générale d'un contrôleur flou.

3.1.1 Fuzzification :

La fuzzification est réalisée dans l'interface d'entrée du contrôleur flou. Durant cette phase, les informations issues du système sont tout d'abord normalisées. Ensuite, les données normalisées sont transformées en qualifications linguistiques, en utilisant des règles sémantiques définies par un expert.

Durant la phase de normalisation, chaque mesure issue du système est modifiée pour fournir une valeur appartenant à un univers du discours relativement simple. On peut choisir comme

univers du discours un intervalle centré sur zéro : $[-c, +c]$. Si la mesure initiale x est comprise dans un autre intervalle $[a, b]$, la normalisation est souvent réalisée par transformation linéaire, selon :

$$y = \frac{2c}{b-a} \left[x - \frac{b+a}{2} \right] \quad (\text{IV.1})$$

L'univers du discours est ensuite représenté par une variable linguistique, qui comporte un nombre assez restreint de termes (en général trois, cinq ou sept) de façon à limiter le nombre de règles.

Enfin, les valeurs normalisées déduites de chacune des entrées sont transformées en qualifications linguistiques, en utilisant les variables linguistiques correspondantes.

Exemple 1. Une variable linguistique sur l'univers de discours $[-6, +6]$, peut être définie de la façon précisée dans le tableau IV.1 :

Terme linguistique	Signification	Règle sémantique
NG	Négatif grand	Environ -6
NM	Négatif moyen	Environ -4
NP	Négatif petit	Environ -2
EZ	Environ zéro	Environ 0
PP	Positif petit	Environ +2
PM	Positif moyen	Environ +4
PG	Positif grand	Environ +6

Tableau IV.1 : Exemple de variable linguistique.

La fig.IV.2 montre les fonctions d'appartenance associées aux différents termes linguistiques.

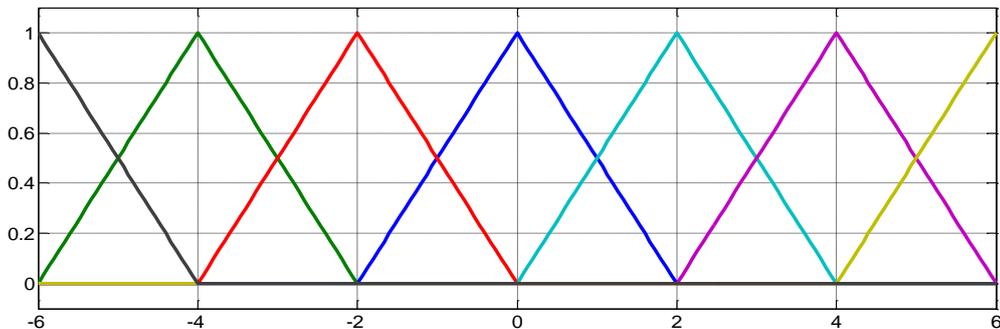
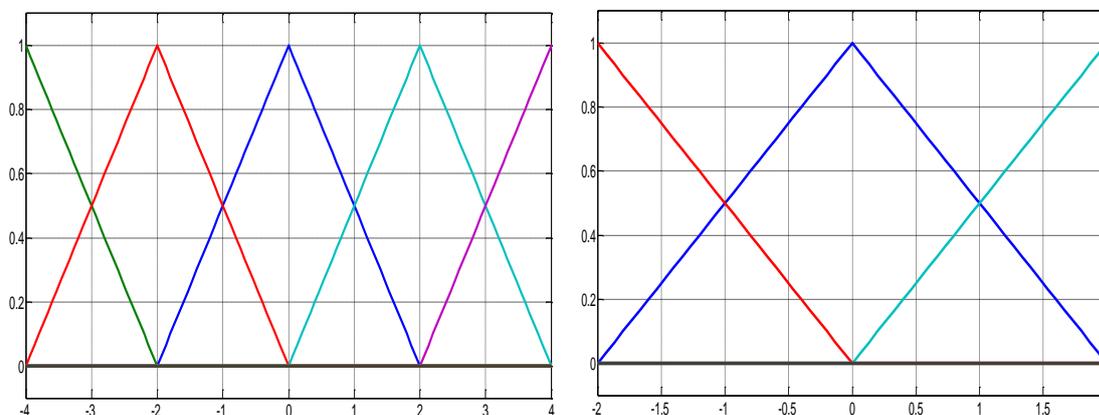


Figure IV.2 : Univers du discours partitionné par les termes linguistiques définis dans le tableau IV.1.

Dans cet exemple, les termes linguistiques utilisés sont ceux initialement proposés par Mamdani lorsque la variable linguistique en comporte sept. Les fonctions d'appartenance correspondant à des variables comportant trois et cinq termes sont représentées sur la figure.IV.3



(a) Désignations standard pour cinq termes (b) Désignations standard pour trois termes

Figure IV.3 : Désignations standard et fonctions d'appartenance.

La fuzzification est une étape clé dans tout contrôleur flou. La variable linguistique, qui est définie par une expertise, doit respecter un certain nombre de critères afin d'être efficace :

- Chaque terme linguistique est un nombre flou, de noyau non nul et dont la fonction d'appartenance est convexe.
- Les fonctions d'appartenance doivent respecter l'ordre linguistique. Dans l'exemple 1, on ne peut pas modifier l'ordre des termes {froid, tiède, chaud} en {chaud, tiède, froid}.
- Les fonctions d'appartenance ne doivent pas trop se superposer. On tolère en général un chevauchement qui ne dépasse pas la mi-hauteur des termes linguistiques consécutifs.

3.1.2 Règles floues :

Les règles floues permettent de déduire des connaissances concernant l'état du système en fonction des qualifications linguistiques fournies par l'étape de fuzzification. Ces connaissances sont également des qualifications linguistiques. Habituellement, les règles floues sont déduites des expériences acquises par les opérateurs ou les experts. Ces connaissances sont traduites en règles simples pouvant être utilisées dans un processus d'inférence flou. Par exemple, si un expert exprime la règle «si la température de l'eau est chaude, il faut ajouter de l'eau froide», le système utilisera une règle du genre «si p alors q».

Aujourd'hui, il est cependant possible de constituer une base de règles floues grâce à des méthodes d'apprentissage, sans avoir nécessairement besoin d'un expert humain.

3.1.3 Inférences floues :

Nous avons constaté qu'une inférence floue n'est ni plus ni moins qu'une relation floue définie entre deux sous-ensembles. La définition de la relation peut théoriquement faire intervenir n'importe quel opérateur de combinaison. Pourtant, on utilise souvent les inférences floues définies par Mamdani et Sugeno.

Inférence floue de Mamdani :

Supposons que la base de connaissances est constituée de n règles d'inférence contenant chacune m prémisses et une conclusion. Le fait est également constitué de m propositions floues. Le processus d'inférence peut être décrit de la façon suivante [3] :

Règle 1 : Si (X_1 est A_{11}) et ... et (X_m est A_{1m}) ; alors (Y est B_1)

Règle 2 : Si (X_1 est A_{21}) et ... et (X_m est A_{2m}) ; alors (Y est B_2)

....

Règle n : Si (X_1 est A_{n1}) et ... et (X_m est A_{nm}) ; alors (Y est B_n)

Fait : (X_1 est A'_1) et ... et (X_m est A'_m)

Conclusion : (Y est B')

Inférence floue de Sugeno :

Sugeno a proposé une méthode d'inférence floue qui garantit la continuité de la sortie [8]. Cette méthode d'inférence s'avère très efficace dans des applications faisant intervenir à la fois des techniques linéaires, d'optimisation et adaptatives. Dans l'inférence de Sugeno, les règles floues sont exprimées de la façon suivante :

Règle i : Si (x_1 est A_{i1}) et ... et (x_m est A_{im}) ; alors $y = f_i(x_1, \dots, x_m)$

dans laquelle x_1, \dots, x_m et y sont des éléments des univers du discours X_1, \dots, X_m et

A_{i1}, \dots, A_{im} sont des termes linguistiques sur ces mêmes univers du discours. y est une

fonction de x_1, \dots, x_m .

Le problème consiste à déterminer les paramètres de la fonction, ce qui est possible en utilisant une méthode d'optimisation [4]. Une méthode utilisant un réseau de neurones comme système d'optimisation a été décrite dans [5]. Par rapport à l'inférence de Sugeno, celle de Mamdani

est plus intuitive, plus générale et elle s'adapte particulièrement bien à l'utilisation de connaissances issues d'une expertise humaine.

3.1.4 Défuzzification :

Comme nous avons vu dans la section précédente, les méthodes d'inférence fournissent un résultat qui est une fonction d'appartenance. Or, la sortie du contrôleur est en général une grandeur continue, prenant sa valeur dans un intervalle. La défuzzification est le traitement qui permet de définir une correspondance entre le résultat de l'inférence et la grandeur continue fournie en sortie.

Défuzzification par centre de gravité :

La défuzzification par centre de gravité consiste à calculer l'abscisse du centre de gravité de la fonction d'appartenance selon :

$$y_{eg} = \frac{\int_y y \cdot \mu_{B_{res}}(y) dy}{\int_y \mu_{B_{res}}(y) dy} \quad (IV.2)$$

En pratique, on estime le centre de gravité en calculant la moyenne d'un certain nombre de points échantillonnés sur la fonction :

$$y_{eg} = \frac{\sum y_i \cdot \mu_{B_{res}}(y_i)}{\sum \mu_{B_{res}}(y_i)} \quad (IV.3)$$

Le temps nécessaire au traitement est directement proportionnel au nombre de points retenus pour le calcul de la moyenne. Selon les contraintes fixées par l'application, il y a un compromis à réaliser entre la précision souhaitée et le temps de calcul disponible.

Défuzzification par centre maximum :

Dans cette méthode, la valeur de sortie est estimée par l'abscisse du point correspondant au centre de l'intervalle pour lequel la fonction d'appartenance est maximale. Cette valeur est fournie par l'expression :

$$y_{em} = \frac{\inf M + \sup M}{2} \quad (IV.4)$$

Dans laquelle M est l'ensemble des points pour lesquels la fonction d'appartenance est maximale :

$$M = \{y \in [-c, c] | \mu_{B_{res}}(y) = H(B_{res})\}. \quad (IV.5)$$

Dans le cas discret, on explore en fait la liste de tous les points pour lesquels la fonction d'appartenance est maximale afin de trouver le plus petit et le plus grand.

Défuzzification par valeur maximum :

Cette méthode ne s'utilise que dans le cas discret. On choisit comme sortie y_m l'abscisse de la valeur maximale de la fonction d'appartenance résultante $\mu_{B_{res}}(y)$. Lorsque $\mu_{B_{res}}(y)$ est échantillonnée, on prend la moyenne des abscisses du maximum :

$$y_m = \frac{\sum_{y_i \in M} y_i}{|M|} \quad (\text{IV.6})$$

Où M est défini dans l'équation IV.5.

Nous avons vu dans cette partie l'intérêt de la logique floue dans le domaine du contrôle de processus. Cette approche permet de tenir compte à la fois des connaissances d'un expert humain et de l'incertitude et de l'imprécision des données traitées par le contrôleur. Les variables linguistiques permettent de traiter ces deux informations initialement très différentes à l'aide d'un formalisme unique. Pourtant, la conception d'un contrôleur flou n'est pas toujours chose aisée. Lorsqu'on utilise un contrôleur de type standard (par exemple un PID), on dispose de nombreux outils de synthèse permettant de choisir au mieux les paramètres du régulateur en fonction de la structure ou du modèle du système à commander. Malheureusement, la panoplie d'outils disponibles est beaucoup plus limitée dans le cas des contrôleurs flous. En fait, le fonctionnement d'un contrôleur flou dépend d'un nombre très important de paramètres (fonctions d'appartenance, règles floues, règles d'inférence, défuzzification) qu'il faut régler lors de la conception. Comme ces paramètres s'influencent mutuellement, il est peu probable qu'une méthode de synthèse traitant indépendamment chaque sous-système du contrôleur flou puisse fournir un résultat «optimal». Dans certains cas, une approche globale de la conception est toutefois possible. Elle est basée sur une méthode d'apprentissage, dans laquelle un système extérieur au contrôleur analyse les performances de ce dernier lorsqu'il utilise un ensemble donné de paramètres. Par essais successifs, le système extérieur peut sélectionner le jeu de paramètres qui assurera le «meilleur» fonctionnement du contrôleur.

3.2 Commande par réseau de neurones

Les réseaux de neurones ont été appliqués avec succès dans l'identification et le contrôle des systèmes dynamiques. Les capacités d'approximation universelles du perceptron multicouche en font un choix populaire pour la modélisation des systèmes non linéaires et pour la réalisation

de commandes d'usage général [6]. Cette partie présente les trois architectures de réseaux de neurones les plus usitées dans la prévision et le contrôle qui ont été mises en place dans la boîte à outils Neural Network de Matlab :

- Commande prédictive
- Commande Narma-L2 (ou linéarisations)
- Commande par modèle de référence

Il y a généralement deux étapes lors de l'utilisation des réseaux de neurones pour le contrôle :

1. Identification du système
2. Contrôle de la conception

Un réseau de neurones, qualifié de boîte noire, présente un outil incontournable pour l'identification de tels systèmes. La figure IV.4 montre le schéma général d'identification neuronale. Sur cette figure, le réseau de neurones est utilisé en parallèle avec un processus de type boîte noire à identifier. La sortie y du processus est comparée à la sortie \hat{y} du réseau de neurones puis l'erreur $e_i = y - \hat{y}$ est utilisée par un algorithme d'apprentissage approprié (exemple la rétro-propagation) pour ajuster les paramètres du réseau neuronal.

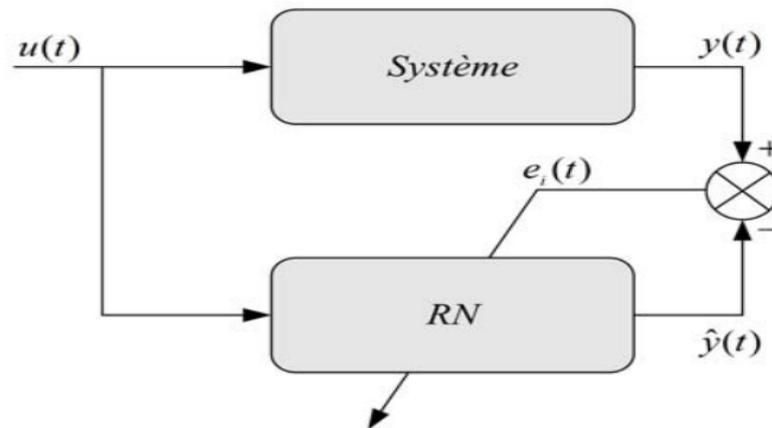


Figure IV.4 : Schéma de principe d'identification par réseau de neurones.

Pour tenir compte de l'aspect dynamique du processus, le vecteur d'entrée du réseau est souvent renforcé par des signaux correspondants aux valeurs antérieures des sorties du système ou du réseau. Si l'on utilise les sorties du processus, la structure d'identification est dite série parallèle, par opposition à la structure parallèle qui exploite les sorties du réseau. Le modèle parallèle est un cas particulier de la structure générale d'un réseau récurrent, par conséquent il est intéressant de remplacer la boucle donnant l'état du système par une connexion récurrente afin de réduire la taille du vecteur d'entrée. Cependant, il est difficile de vérifier dans quelles

conditions le modèle obtenu est stable sans oublier la charge de calcul supplémentaire nécessaire dans l'algorithme d'apprentissage. Pour ces raisons, le modèle série parallèle est couramment utilisé.

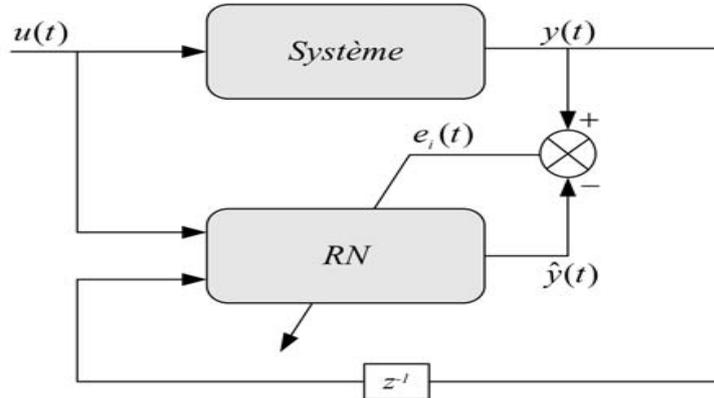


Figure IV.5 : Structure d'identification série parallèle.

- Pour la commande prédictive, le modèle est utilisé pour prédire le comportement futur du système, un algorithme d'optimisation est utilisé pour sélectionner l'entrée de commande qui optimise la performance future.
- Pour la commande Narma-L2, le contrôleur est tout simplement un réarrangement de modèle.
- Pour la commande par modèle de référence, le contrôleur est un réseau neuronal qui est formé pour contrôler une installation pour qu'il suive un modèle de référence. Le modèle d'installation de réseau de neurones est utilisé pour aider à la formation de l'automate.

3.2.1 Le contrôleur prédictif de RN

Le contrôleur prédictif de réseau de neurones qui est mis en œuvre dans la boîte à outils réseau neuronal utilise un modèle de réseau de neurones d'un système non linéaire pour prévoir le rendement futur. Le contrôleur calcule alors l'entrée de commande qui optimise les performances du système sur un temps futur spécifié. La première étape de modèle de contrôleur prédictif est de déterminer le modèle de l'installation de réseaux de neurones (identification du système). Ensuite, le modèle est utilisé par le contrôleur pour prédire le rendement futur.

La section suivante décrit le processus d'identification du système. Ceci est suivi par une description du processus d'optimisation.

Identification du système

La première étape de modèle de la commande prédictive est de former un réseau de neurones pour représenter la dynamique vers l'avant du système. L'erreur de prédiction entre la sortie du

système et la sortie du réseau de neurones est utilisée comme signal d'apprentissage de réseau de neurones. Le processus est représenté par la figure IV.6.

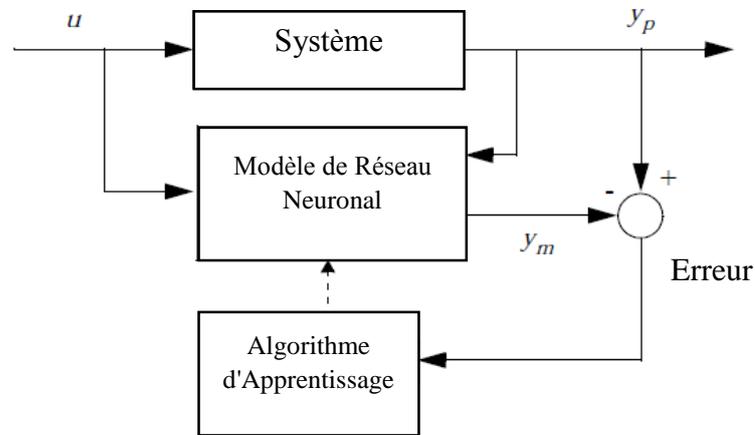


Figure IV.6 : Structure d'identification du système [7].

Le modèle de réseau de neurones utilise les entrées et les sorties précédentes du système pour prédire les valeurs futures. La structure de modèle de réseau de neurones est donnée par la figure suivante.

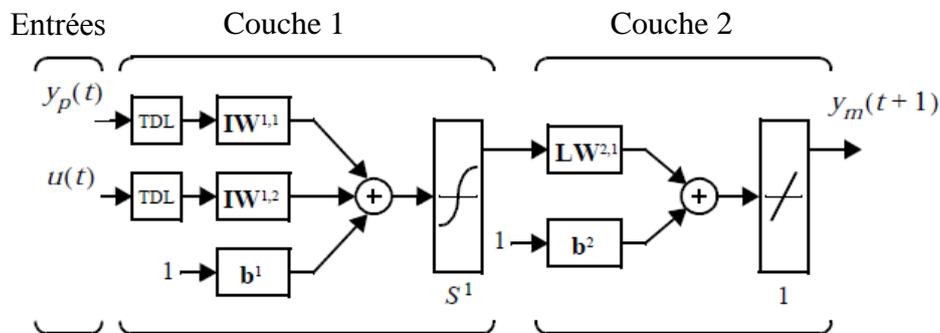


Figure IV.7 : Structure de modèle de réseau de neurones [7].

Ce réseau peut être formé hors ligne en mode discontinu, en utilisant des données recueillies auprès de l'exploitation du système.

Commande prédictive

Le procédé de commande prédictive est basé sur la technique d'horizon glissant [8]. Un modèle sert à prédire les sorties futures du système, grâce aux valeurs courantes et passées de la commande aux commandes optimales futures. Ces dernières sont calculées par une méthode d'optimisation, qui prend en compte une fonction de coût, laquelle dépend aussi des consignes futures, et éventuellement des contraintes.

Les prédictions sont utilisées par un programme d'optimisation numérique pour déterminer le signal de commande qui minimise le critère de performance suivante :

$$J = \sum_{j=N_1}^{N_2} (y_r(t+j) - y_m(t+j))^2 + \rho \sum_{j=1}^{N_u} (U'(t+j-1) - U'(t+j-2))^2 \quad (\text{IV.7})$$

Où N_1 , N_2 , et N_u définissent les perspectives sur laquelle l'erreur de suivi de piste et les incréments de contrôle sont évalués. La variable U' est le signal de commande provisoire, y_r est la réponse désirée, et y_m est la réponse du modèle de réseau. La valeur ρ détermine la contribution de la somme des carrés des incréments de contrôle sur l'indice de performance.

Le schéma suivant de la figure IV.8 illustre le modèle de processus de commande prédictive. Le régulateur se compose de système à commander, modèle de réseau neuronal et le bloc d'optimisation.

Le bloc d'optimisation détermine les valeurs de U' qui minimisent J , puis les valeurs optimales U est l'entrée du système. Le bloc de commande a été mis en œuvre dans Simulink.

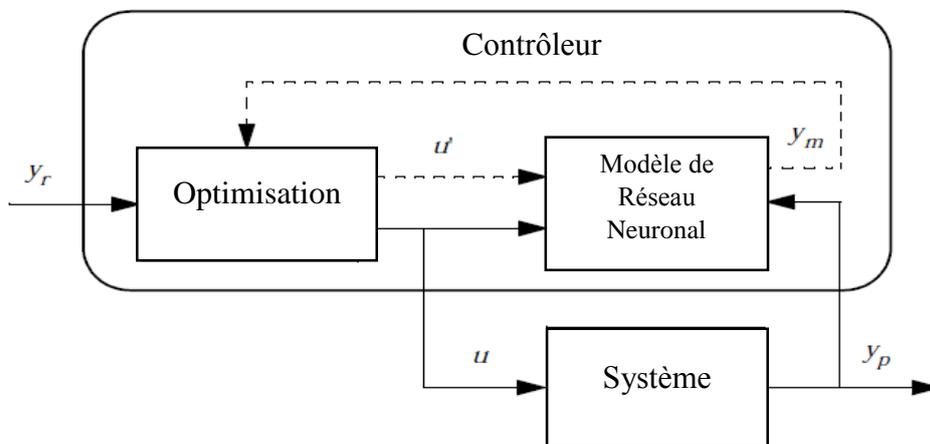


Figure IV.8 : Le bloc de commande prédictive [7].

3.2.2 Commande Narma-L2 (linéarisations)

Le neuro-contrôleur décrite dans cette section est appelée par deux noms différents : contrôleur par rétroaction de linéarisation et la commande Narma-L2. Il est appelé linéarisation lorsque le modèle du système a une forme particulière (forme d'accompagnement). L'idée principale de ce type de contrôle est de transformer la dynamique des systèmes non linéaires en dynamique linéaire en annulant les non-linéarités. Cette partie commence par présenter le

modèle du système de forme d'accompagnement et de démontrer comment on peut utiliser un réseau de neurones pour identifier ce modèle. Ensuite, il décrit la façon dont le modèle de réseau de neurones identifiée peut être utilisé pour développer un dispositif de commande.

Identification du modèle Narma-L2

Comme pour la commande prédictive basée sur un modèle de réseau de neurones, la première étape de réaction en utilisant la linéarisation (ou contrôle Narma-L2) est d'identifier le système à contrôler. Nous formons un réseau de neurones pour représenter la dynamique vers l'avant du système. Un modèle standard qui a été utilisé pour représenter des systèmes non linéaires à temps discret générale est la moyenne (Narma :Nonlinear Autoregressive-Moving Average) modèle non linéaire changement-Autorégressive :

$$y(k + d) = N[y(k), y(k - 1), \dots, y(k - n + 1), u(k), u(k - 1), \dots, u(k - n + 1)] \quad (\text{IV.8})$$

Où $u(k)$ est l'entrée du système, et $Y(k)$ est la sortie du système. Pour la phase d'identification, On peut former un réseau de neurones pour se rapprocher de la fonction non linéaire N . C'est la procédure d'identification utilisé pour la prédiction du contrôleur par réseau de neurones.

Contrôleur Narma-L2

En utilisant le modèle Narma-L2, pour obtenir le contrôleur

$$U(k + 1) = \frac{y_r(k+d) - f[y(k), \dots, y(k-n+1), u(k), \dots, u(k-n+1)]}{g[y(k), \dots, y(k-n+1), u(k), \dots, u(k-n+1)]} \quad (\text{IV.9})$$

Qui est réalisable pour $d \geq 2$. La figure suivante est le schéma de principe de la commande Narma-L2.

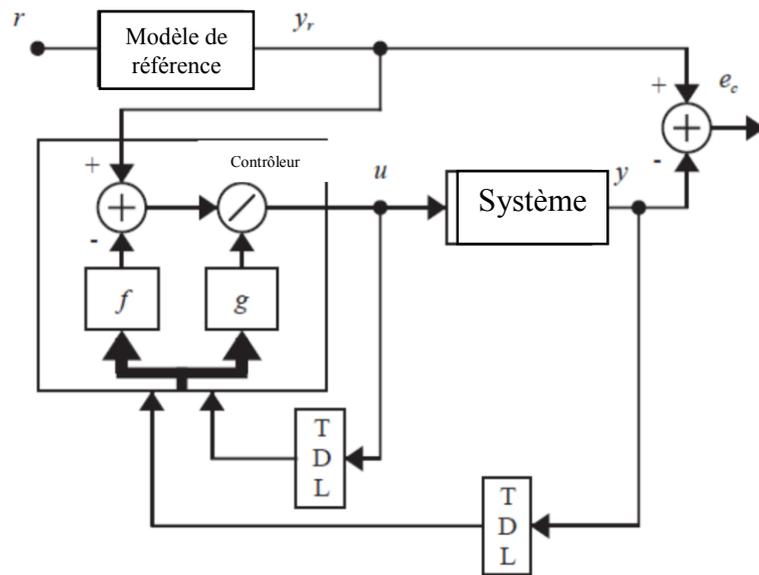


Figure IV.9 : Schéma de principe de la commande Narma-L2 [7].

3.2.3 Modèle de contrôle de référence

L'architecture de commande de référence de modèle neuronal utilise deux réseaux de neurones : un réseau de contrôleur et un réseau de modèles du système, comme le montre la figure IV.10. Le modèle du système est identifié d'abord, puis le contrôleur est formé de sorte que la sortie de l'installation suit la sortie du modèle de référence.

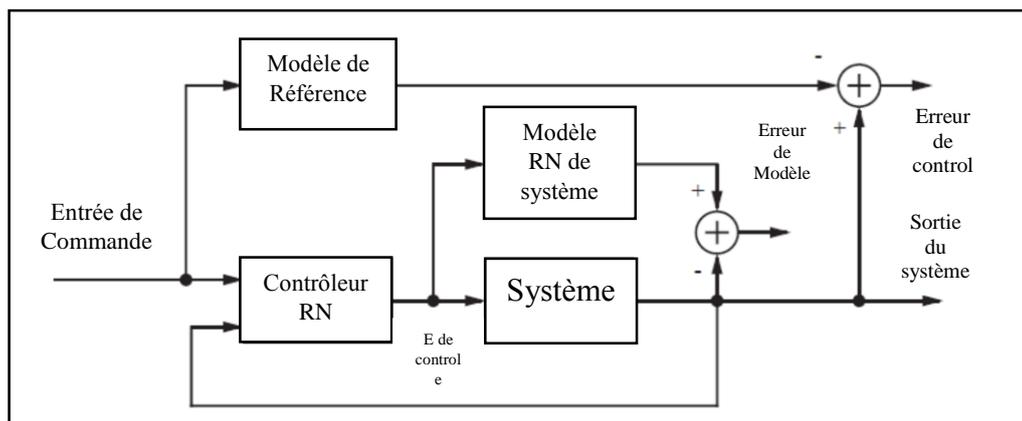


Figure IV.10 : Schéma bloc de Modèle de contrôle de référence [7].

Comme ils sont mis en œuvre dans la boîte à outils réseau de neurones. Chaque réseau a deux couches, et on peut sélectionner le nombre de neurones dans les couches cachées. Il y a trois paramètres d'entrées de commande :

- Entrées de référence retardée
- Sorties du régulateur retardé
- Sorties du système retardé

Pour chacune de ces entrées, on peut sélectionner le nombre de valeurs retardées à utiliser. En règle générale, le nombre de retards augmente avec l'ordre de système

3.3 Commande adaptative

Le défi des automaticiens de faire remanier à le handicaper des régulateurs classiques a fait l'objet de l'apparition de plusieurs travaux de recherche parmi ces travaux, nous citons la commande adaptative. Bien que la naissance de la commande adaptative remonte aux années 1950, elle redevient à l'ordre du jour où un très grand nombre de la communauté scientifique ont investi leurs efforts dans ce domaine ce qui à lui permet de posséder un champ d'application très vaste dans le milieu industriel, donc il est très intéressant de présenter l'historique de cette commande pour se convaincre de l'importance de ce développement.

Un peu d'histoire :

En 1958, Whitaker, Yamron et Kezer ont été les premiers à l'origine du schéma de base des systèmes de commande adaptative à modèle de référence. L'idée principale de cette technique est adapté en continu les paramètres dans le but d'améliorer les performances du procédé. Depuis, plusieurs recherches ont été développées pour aboutir à diverses structures de systèmes adaptatifs à modèle de référence (abréviation anglaise très utilisée MRAC modèle de référence adaptative contrôle).[9, 10]

Dans les années 1970, Aström et Wittenmark , introduisirent une nouvelle structure d'un régulateur auto ajustable. En 1973 Carroll et Lindorff, produisirent l'observateur adaptatif qui garantit une bonne stabilité du système à contrôler. En 1978, Narendra et Valavani élaborèrent un contrôleur adaptatif pour des systèmes d'ordre relatif $m=1$ et 2. Par la suite Feuer et Morse donnèrent la première solution pour le cas où $m>2$; néanmoins, cette méthode était relativement complexe et il fallut attendre Monopoli qui introduisit l'erreur augmentée afin de régler les paramètres du contrôleur : les anciens algorithmes étaient basés sur l'erreur de poursuite de trajectoire [9, 10, 11].

En 1979 Landau élabore un contrôleur adaptatif. Qui s'appelle la commande adaptative par modèle de référence ou MRAC [12], Un MRAC est représenté par la Figure IV.11 :

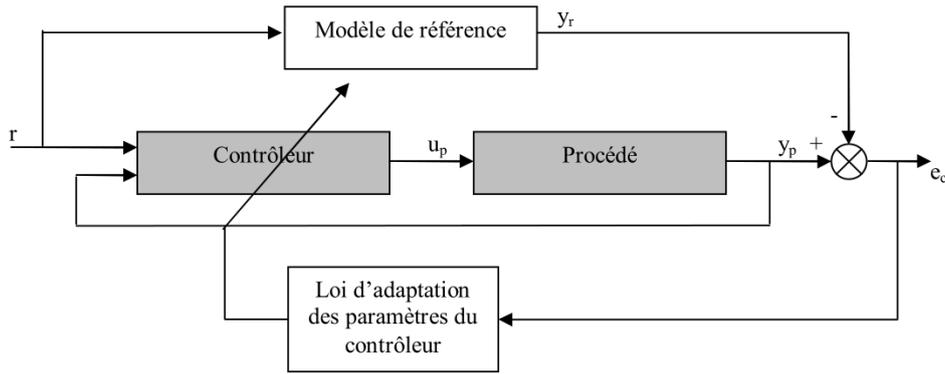


Figure IV.11 : Schéma de principe de la commande adaptative par modèle de référence[13].

Le modèle de référence va imposer, en boucle fermée, les dynamiques à la partie modélisable du système. L'objectif de la loi d'adaptation est d'ajuster les paramètres du contrôleur afin de faire tendre l'erreur de comportement ou l'erreur de poursuite de trajectoire $e_c(t)$ vers zéro. Des théories classiques comme celle de Lyapunov peuvent être employées pour atteindre ce but. La structure de la loi de commande est telle que le comportement du système bouclé soit stable et équivalent au modèle de référence, malgré la présence des dynamiques non-modélisées et d'incertitudes paramétriques. Ce type de commande est également nommé commande directe ou à identification implicite.[13]

En 1991 Slotine et Li ont répertorié les algorithmes d'adaptation les plus connus dans la commande adaptative en montrant les avantages et les inconvénients de ces algorithmes[14].

En 1995 Astrom élabore un auto-régleur (Self Tuning Contrôler) [15] représenté par la Figure IV.12. Dans ce type de schéma, la boucle d'adaptation comporte un bloc d'identification des paramètres inaccessibles du système fournissant des valeurs estimées utilisées par la loi de commande comme s'ils étaient les vrais paramètres (basé sur le principe d'équivalence certaine). L'hypothèse de base consiste à supposer que le bloc d'identification est capable de fournir une bonne estimation de l'état du système à chaque instant précédant le calcul proprement dit de la loi de commande. L'avantage de la séparation entre identification et commande est de pouvoir estimer les paramètres d'un système tout en satisfaisant les objectifs de commande. Néanmoins, la garantie de stabilité d'une loi de commande indirecte dépendra fortement de la compatibilité des modèles utilisés pour les tâches d'identification et de calcul de la commande. Dans le cas de systèmes linéaires, de nombreuses techniques sont mises à notre disposition pour estimer les paramètres du modèle dont l'une des plus connues est

l'algorithme des moindres carrés récursif. Celles utilisées pour le contrôleur sont en général : LQG, PID, H_∞ , placement de pôles. En mélangeant les lois de commande avec les lois d'estimation, il est possible d'obtenir une large variété d'auto-régulateurs. Notons que la méthode d'auto-régulation peut s'appliquer à certains systèmes non linéaires. Cette seconde approche est également nommée commande indirecte ou à identification explicite.

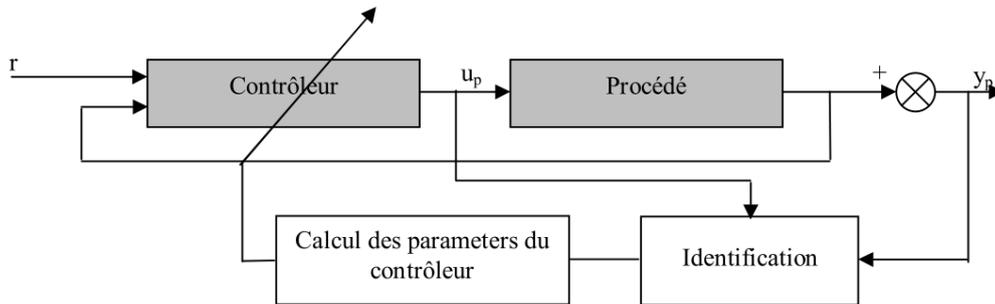


Figure IV.12 : Schéma de principe d'un auto-régulateur[13].

En 1996 des travaux de recherche portant sur la commande adaptative apparue, l'attention a été portée sur le "relâchement de certaines hypothèses" concernant les procédés linéaires mais également sur la notion d'excitation permanente et suffisante des signaux : cette dernière influence la vitesse de convergence paramétrique et conditionne l'unicité d'identification des paramètres.[13]

Les algorithmes précités prennent en compte ce délicat problème. Où il a été traité avec succès et nous citerons pour référence [16] et [17] qui ont traité en détail tous les relâchements des hypothèses.

Récemment, en 1997 Landau et Karimi ont développé un nouvel algorithme d'identification en boucle fermée : CLOE Algorithm (Closed Loop Output Error Adaptation Algorithm) [18]. L'avantage principal de l'algorithme CLOE est qu'il rend la commande adaptative plus robuste, car premièrement, grâce à son insensibilité au bruit, il donne un modèle avec moins d'incertitude; deuxièmement, grâce à son filtrage implicite, le modèle identifié est plus précis dans la zone critique pour la commande robuste et l'algorithme d'adaptation est moins sensible aux incertitudes en hautes fréquences. Une autre propriété intéressante de cet algorithme est le gel automatique des paramètres en absence d'excitation, ce qui assure la stabilité du système face aux perturbations.

En 1998 Arent dans ces travaux a traité la commande adaptative indirecte dans le but d'éviter le problème de l'annulation pôle-zéro [15].

En 1999 Bartolini a proposé un schéma de commande adaptative indirecte pour des procédés linéaires dont le degré relatif est inconnu [19]. L'auteur propose une loi d'adaptation baser sur l'erreur de prédiction qui est obtenue en forçant le système à présenter un comportement mode de glissement. Outre la bornitude de l'erreur de poursuite, les performances transitoires sont améliorées en cas de perturbations.

En 2000 Miyasato a proposé un MRAC avec un degré relatif inconnu $n^* = r$ ou $r+1$ ou $r+2$ (r est connu) et le signe du gain statique inconnu [20]. L'auteur a étendu les travaux de Morse pour $n^* = 1$ ou 2 et il a en plus utilisé une procédure de backstepping. Il garantit la stabilité asymptotique de la structure adaptative. Enfin, nous citerons les travaux de Makoudi et al. Qui ont proposé un MRAC indirect dans le cas de systèmes discrets à non-minimum de phase et en présence d'un retard inconnu ou variant dans le temps [21]. L'idée est de filtrer les entrées sorties avant l'étape d'identification. Les zéros du procéder sont ainsi replacés à l'intérieur du disque unité.

4 Le régulateur de position

4.1 Description du système

Le champ solaire est constitué d'un grand nombre capteurs solaires ou héliostats. Un héliostat comprend un jeu de miroirs, un système de repérage, un cadre, une structure de base et le système de commande. La conception de base d'un héliostat isolé est illustrée dans les figures IV.13. Le rendement de l'héliostat sur le terrain est une fonction de l'efficacité optique, l'effet cosinus, l'effet d'ombrage, l'effet de blocage, la réflectivité du miroir, l'atténuation atmosphérique et la qualité de récepteur ; ces données sont diversement les principaux facteurs qui influent sur le rendement optique d'héliostats [22]. Il est bien connu que la moitié du coût d'investissement total et 40% des pertes totales d'énergie sont attribués au champ d'héliostats. Il est alors essentiel d'optimiser sa conception afin de réduire le coût du capital et d'améliorer l'efficacité globale de la centrale [22.23].

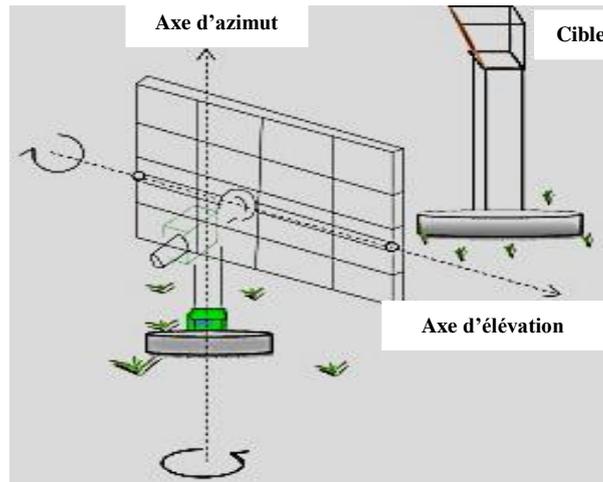


Figure IV.13 : Concept de base de l'héliostat.

L'héliostat ou « tracker » solaire peut être classé soit comme système en boucle ouverte soit comme système en boucle fermée [24]. Le système en boucle ouverte est basé sur des formules astronomiques concernant la position du Soleil à la géométrie du système. Ce système est fiable, faible coût et il est recommandé pour agrandir le champ solaire parce que l'héliostat est sous le contrôle de l'ordinateur. Le système en boucle fermée utilise une sonde pour suivre le Soleil. Ce système est plus précis et très utile pour les petits champs d'héliostats.

En raison du vent, du poids propre et de l'erreur mécanique des héliostats, les rayons solaires concentrés vont dévier de leur trajectoire présélectionnée lors du mouvement des héliostats, ce qui influe sur la distribution du flux thermique final dans l'absorbeur. Comme l'erreur de suivi augmente, la gamme de tache lumineuse sur le plan focal du champ d'héliostats est élargie et la perte augmente. Ainsi, il y aura moins de rayons solaires qui entrent dans le récepteur. Ainsi, lorsque l'erreur augmente, l'efficacité du champ moyen annuel de la centrale diminue [25].

Nous mettrons en place dans la partie suivante de ce chapitre, un contrôleur de position qui applique les méthodes de la logique floue, des réseaux de neurones et une méthode pour ajuster les coefficients (intégrale et proportionnelle) du régulateur PI classique à chaque instant de la commande. Cette dernière méthode nous permet d'obtenir un système de contrôle à ajustement automatique. La fig. IV.14 montre le système complet.

Le processus à commander consiste à régler la tension U d'alimentation du moteur pour régler la position de ce dernier. Nous utilisons pour cela un régulateur de position dont la sortie est la tension U [26].

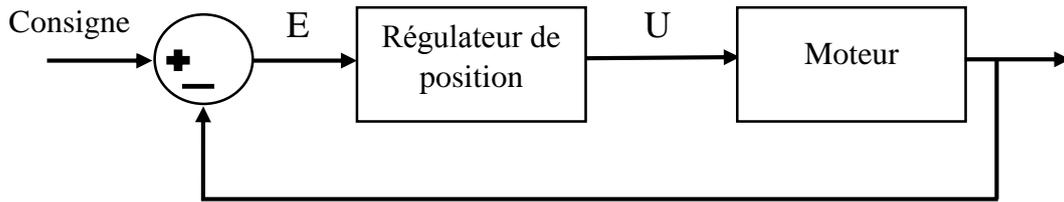


Figure IV.14 : Boucle de régulation de la position.

Dans cette partie, nous nous efforçons de démontrer les résultats à travers la conception et la simulation des trois régulateurs pour apprendre un peu plus le concept de contrôleurs et de déterminer les principales caractéristiques de contrôle intelligent par rapport à une commande classique.

Nous nous concentrerons sur la conception des contrôleurs flous; les contrôleurs PI sont simples, et notre objectif est d'analyser les résultats. La fonction de transfert du moteur à courant continu est donnée par l'équation (IV.20).

4.1.1 Le moteur à courant continu

Description d'un moteur à courant continu

Un moteur à courant continu est une machine électrique. Il s'agit d'un convertisseur électromécanique permettant la conversion bidirectionnelle d'énergie entre une installation électrique parcourue par un courant continu et un dispositif mécanique, d'où l'énergie électrique est transformée en énergie mécanique.

Un moteur électrique courant continu est constitué :

- 1- D'un stator (inducteur), bobiné ou à aimants permanents, qui produit le champ magnétique d'excitation. Le flux magnétique est maximal au niveau des pôles magnétiques.
- 2- D'un rotor (induit), bobiné, relié à un collecteur rotatif inversant la polarité dans chaque enroulement du rotor, au moins une fois par cycle de rotation de façon à faire circuler un flux magnétique transversal en quadrature avec le flux statorique [27].

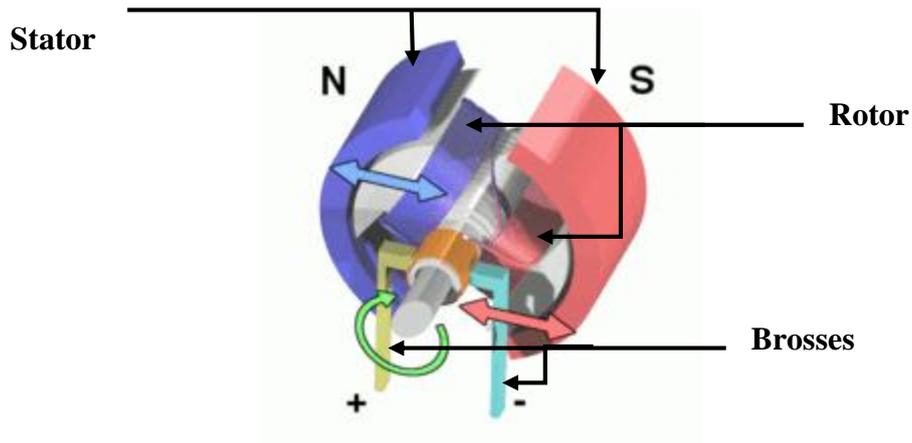


Figure IV.15 : Schéma d'un moteur à courant continu.

Modélisation du système de moteur à courant continu

Les moteurs à courant continu, MCC, à excitation indépendante accepte comme modèle électrique le circuit de la forme ci-dessous :

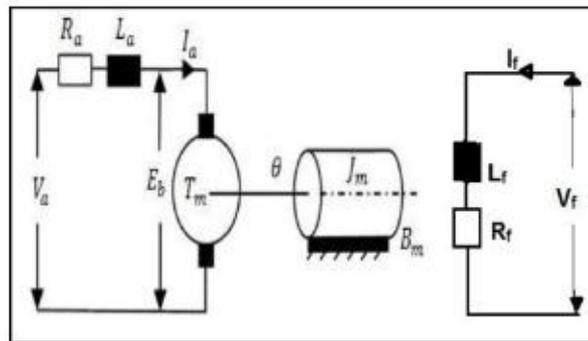


Figure IV.16 : Modèle de moteur à courant continu à excitation séparée.

Equations électrique

$$\text{Inducteur : } V_f = R_f \cdot i_f + L_f \cdot d(i_f)/dt \tag{IV.10}$$

$$\text{Induit : } V_a = R_a \cdot i_a + L_a \cdot \frac{d(i_a)}{dt} + E \tag{IV.11}$$

Où R_a et L_a sont respectivement la résistance et l'inductance de l'induit.

R_f et L_f sont respectivement la résistance et l'inductance de l'inducteur.

L'équation de la tension d'induit est donnée par :

$$V_a = E_b + I_a \cdot R_a + L_a \left(\frac{dI_a}{dt} \right) \quad (\text{IV.12})$$

Equations mécanique

Le moteur en rotation est décrit par l'équation de la dynamique suivante

Maintenant l'équation d'équilibre de couple sera donnée par :

$$T_m = J_m \left(\frac{d\omega}{dt} \right) + B_m \omega + T_L \quad (\text{IV.13})$$

La friction dans le rotor de moteur est très faible (peut être négligé),

Afin $B_m = 0$. Par conséquent, la nouvelle équation du bilan de couple sera donnée par :

$$T_m = J_m \left(\frac{d\omega}{dt} \right) + T_L \quad (\text{IV.14})$$

Prenant comme flux de champ Φ et Constant K de FEM. Équation pour FEM du moteur sera :

$$E_b = K \varphi \omega \quad (\text{IV.15})$$

T_m : couple de moteur (Nm).

Θ : la vitesse du rotor (rad / s)

J_m : Inertie du moteur (Kg/m²),

B_m : coefficient de friction du moteur

Aussi

$$T_m = K \varphi I_a \quad (\text{IV.16})$$

Prenant la transformée de Laplace de l'équation de la tension de l'induit nous obtenons

$$I_a(S) = (V_a - V_b) / (R_a - L_a S) \quad (\text{IV.17})$$

Maintenant, en prenant l'équation (IV.15) en considération, nous avons :

$$I_a(S) = (V_a - K\varphi\omega)/R_a(1 + L_a \frac{S}{R_a}) \quad (IV.18)$$

Et

$$\omega(S) = \frac{T_m - T_L}{J_m S} = (K\varphi I_a - T_L)/J_m S \quad (IV.19)$$

Constante de temps d'induit :

$$T_a = \frac{L_a}{R_a} \quad (IV.20)$$

Le schéma synoptique du système de moteur MCC à excitation séparée est illustré à la figure IV.17 :

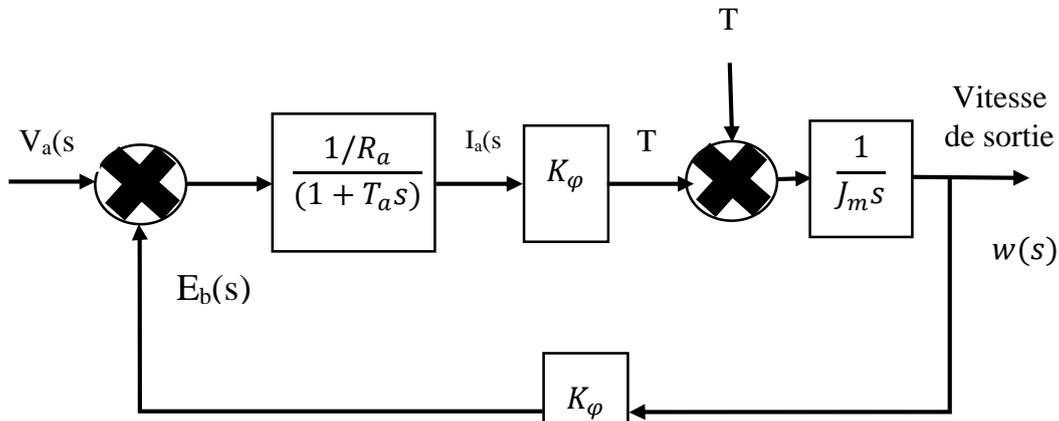


Figure IV.17 : Schéma bloc du moteur à courant continu à excitation séparée.

Après simplification, la fonction de transfert globale du système est donnée par l'équation suivante [28]:

$$\frac{\theta(s)}{V_a(s)} = \frac{0.5}{0.002s^2 + 0.050s + 0.625} \quad (IV.21)$$

4.1.2 Les trajectoires d'un héliostat dans une centrale solaire à tour

Les expériences numériques ont été effectuées pour deux jours précis de l'année : le 1er Janvier (J1 - une journée moyenne de l'hiver) et le 22 juin (173 jours - le plus long jour de l'année). L'héliostat est supposé situé en face de la tour et le récepteur a une forme carrée de dimensions : (L = 3m, D = 100 m). Pour le calcul des positions théoriques, on a supposé que l'héliostat et la tour sont localisés à Toulouse, France. Le cas de centrale de THEMIS.

Les deux trajectoires sont présentées dans les figures suivantes

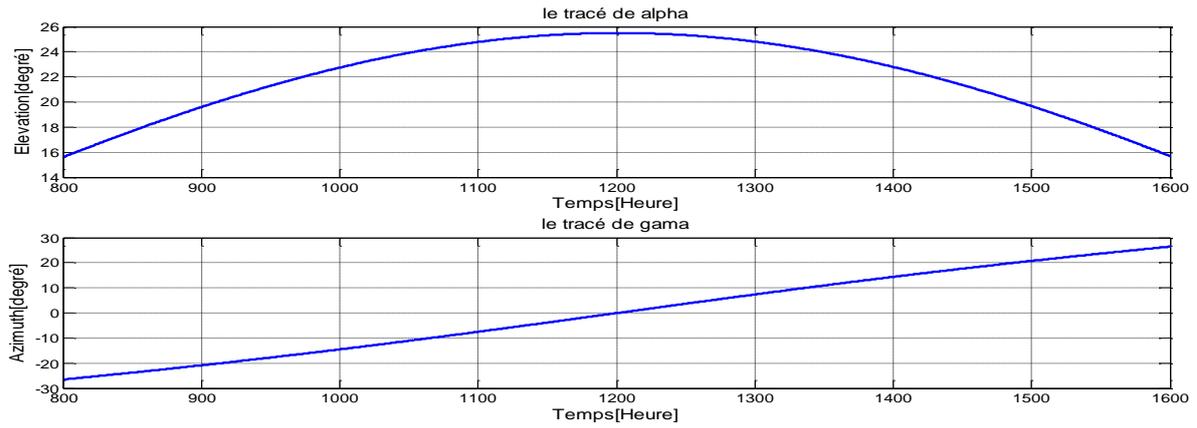


Figure IV.18 : Les mouvements de l'héliostat (azimut et élévation) jours 01.

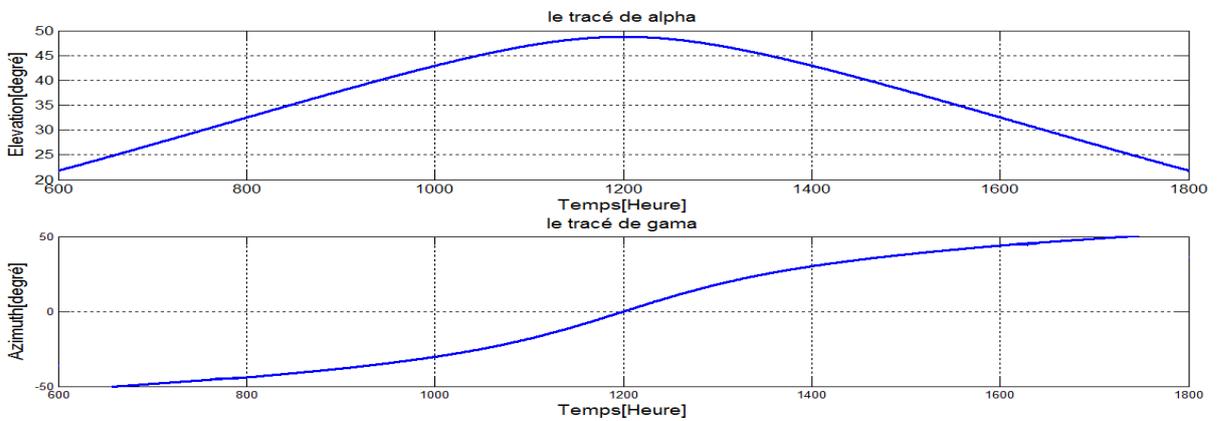


Figure IV.19 : Les mouvements de l'héliostat (azimut et élévation) jours 173.

Dans notre simulation nous avons étudié une période précise ente 09 :00 et 10 :00 de matin selon les figures IV.20 et IV.21.

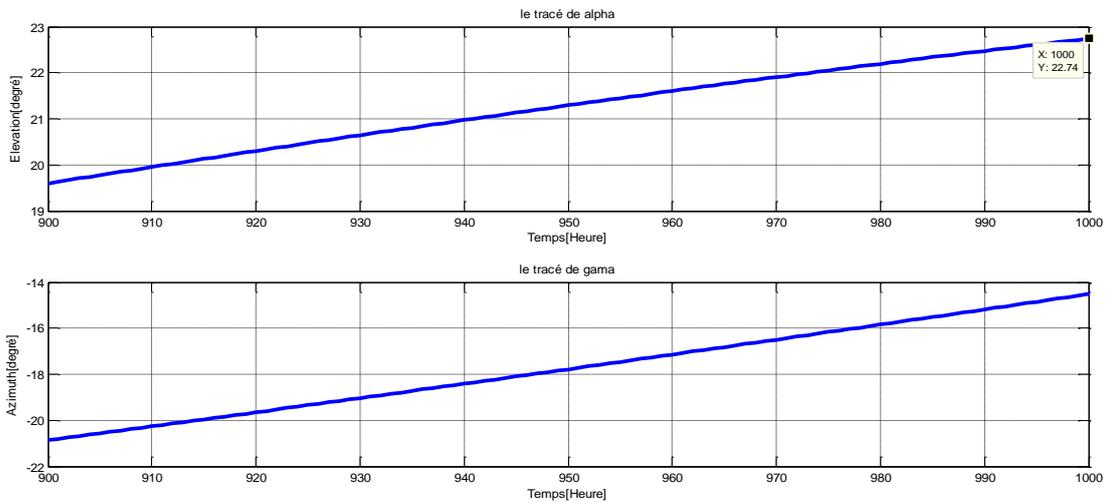


Figure IV.20 : Les mouvements de l'héliostat de 09 :00 à 10 :00 (azimut et élévation) jours 01.

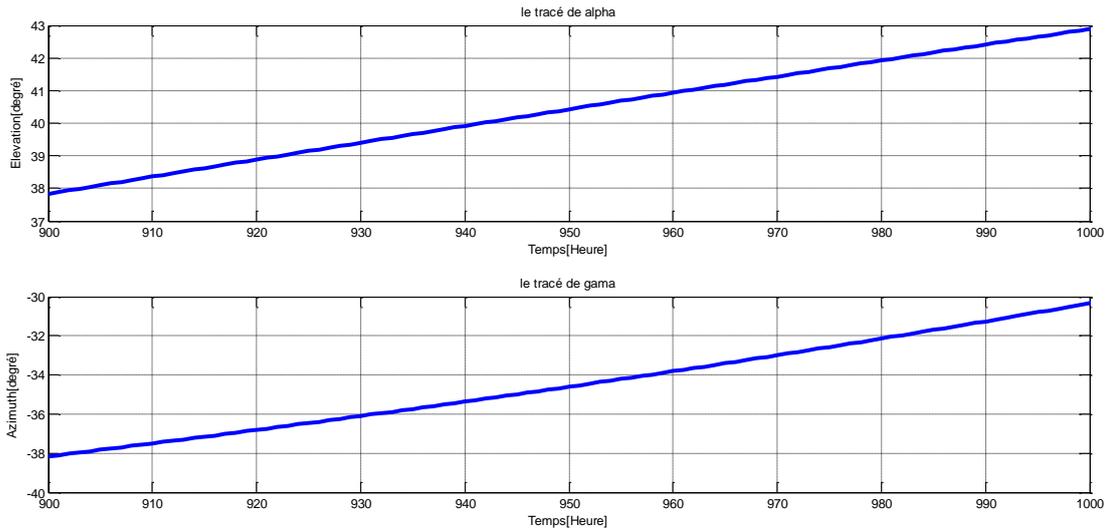


Figure IV.21 : Les mouvements de l’héliostat de 09 :00 à 10 :00 (azimut et élévation) jours 173.

La vitesse de chaque partie a été résumée dans les deux tableaux suivants :

	Vitesse (°/sec)	Vitesse (mrad/sec)	Nombre d’impulsion (imp)
Azimut	0.87	15	50
Élévation	1.575	27	90

Tableau IV.2 : Vitesse et nombre d’impulsions de l’héliostat de 09 :00 à 10 :00 jour 01.

	Vitesse (°/sec)	Vitesse (mrad/sec)	Nombre d’impulsion (imp)
Azimut	1.405°/sec	24.5mrad/s	81.66imp
Élévation	2.177°/sec	37.99mrad/s	126.63 imp

Tableau IV.3 : Vitesse et nombre d’impulsions de l’héliostat de 09 :00 à 10 :00 jour 173.

Sur la plupart des centrales, les héliostats ne poursuivent pas le soleil d’une façon continu. Ils effectuent des corrections sur chaque axe toutes les quelques secondes, voire chaque minute ; C’est-à-dire que lorsque le soleil s’est déplacé, sa tâche réfléchié sur le récepteur s’est déplacée également si l’héliostat ne corrige pas. Cette correction est effectuée sur la centrale THEMIS à chaque fois que l’azimut (ou l’élévation) accuse une erreur atteignant 0,15 mrad [29]. Il s’agit d’une correction angulaire fixe et non selon l’erreur d’impact sur le récepteur. Ainsi ce seuil

angulaire atteint, une correction absolue de 0,3 mrad est effectuée dans le sens du déplacement inverse à la tâche. L'azimut est toujours corrigé dans le même sens car l'azimut est croissant au cours d'une journée. Pour l'élévation, la correction peut s'effectuer dans les deux sens puisque le soleil s'élève dans un premier temps et redescend après le midi solaire.

Les angles d'azimut et d'élévation sont donc discrétisés chaque 0,3 mrad au cours de la journée. Ce principe conduit à une avance temporaire de 0,15 mrad (comme illustré par la figure IV.22)

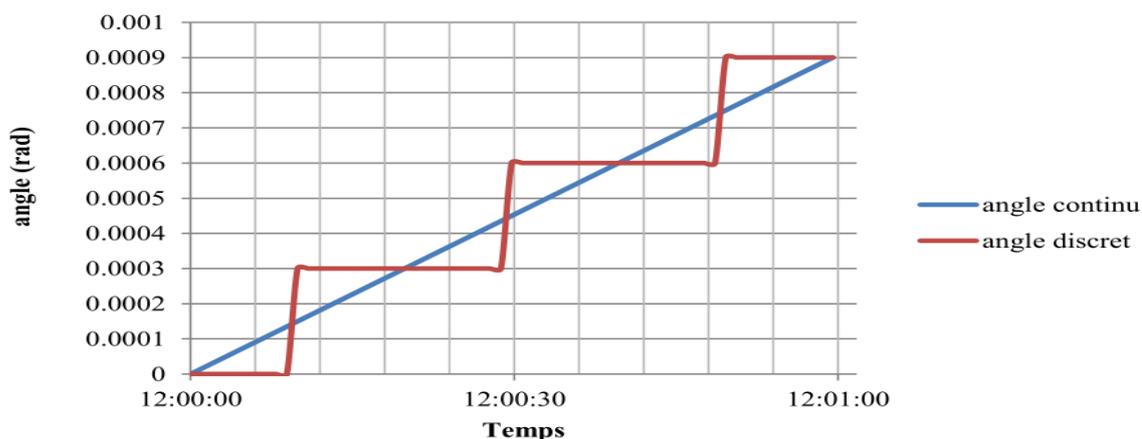


Figure IV.22 : Discretisation des références.

5 Résultats et discussion

5.1 Application de la Logique Floue

La commande floue a pour but de traiter des problèmes de commande de processus à partir uniquement de connaissances de comportement du système que les spécialistes du procédé doivent formuler sous forme linguistique (la connaissance des diverses fonctions de transferts n'est pas nécessaire). Ces connaissances de comportement permettent d'élaborer les règles de commande implantées dans le contrôleur flou.

Dans cette partie on va remplacer le régulateur classique par un régulateur flou du type MAMDANI, qui est construit autour d'un organe de décision manipulant des règles subjectives et imprécises. Les règles du régulateur sont simples d'obtention pour les experts qui connaissent bien le système. [30]

5.1.1 Les entrées et les sorties du régulateurs

La première étape pour la réalisation d'un régulateur flou est de choisir ses variables d'entrées et de sorties, à savoir avec quels paramètres on peut obtenir la commande, et définir les univers de discours de ses variables. [31]

Les entrées de notre système sont l'erreur de la position angulaire « E » et sa dérivée

$$\frac{d(E)}{dt} \quad \text{Avec : } E = \theta_{ref} - \theta_r \quad (\text{IV.22})$$

Pour les sorties du régulateur flou on a une seule, c'est la tension U qui alimente le moteur à courant continu.

5.1.2 Les ensembles flous entrée-sortie du régulateur

Pour concevoir le contrôleur flou nous avons proposé deux approches différentes (Fuzz1 et Fuzz2), soit deux règles avec différents ensembles ont été définies pour montrer que ces contrôleurs peuvent être conçus de plusieurs façons avec des solutions plus ou moins précises les unes que les autres.

Les ensembles flous des variables d'entrée et de sortie sont définies par des fonctions d'appartenance différentes. Nous allons comparer les résultats.

5.1.3 Régulateur flou FLC1

Fonctions d'appartenances

Les ensembles de chaque variable entrée/sortie sont caractérisés par les variables linguistiques suivantes :

- Erreur

NG	négative Grande
NP	négative petite
Nu	nul
PG	positive grande
PP	positive petite

Tableau IV.4 : Les variables linguistiques de l'erreur.

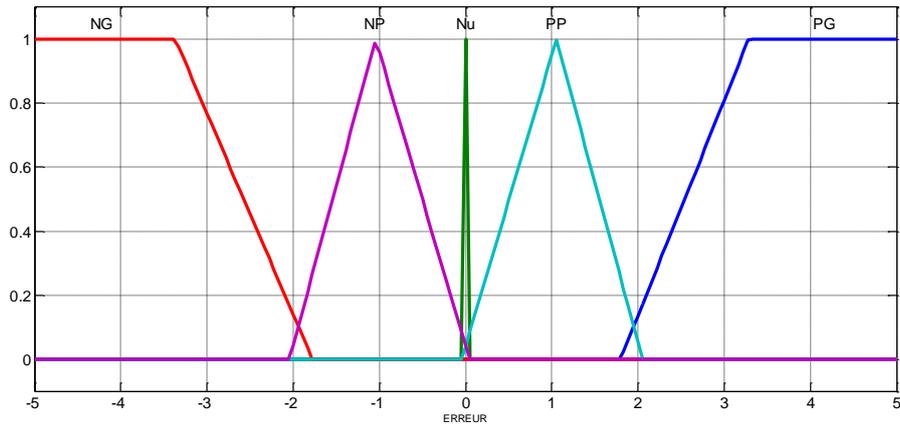


Figure IV.23 : Fonctions d'appartenances de l'erreur.

- Dérivée de l'erreur

NG	Négative grande
PG	Positive grande

Tableau IV.5 : Les variables linguistiques de la dérivée de l'erreur.

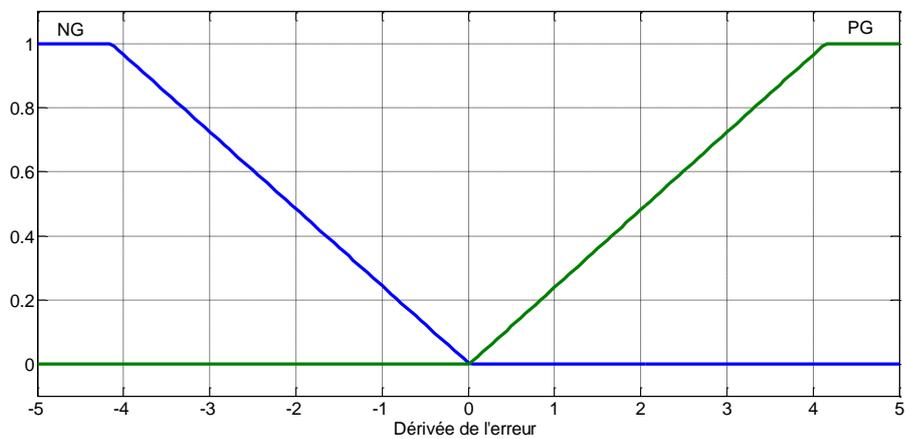


Figure IV.24 : Fonctions d'appartenances de la dérivée de l'erreur.

- Sortie

DB	diminuer beaucoup
D	diminuer
C	Constant
AB	augmenter beaucoup
A	augmenter

Tableau IV.6 : Les variables linguistiques de la sortie de contrôleur flou 1.

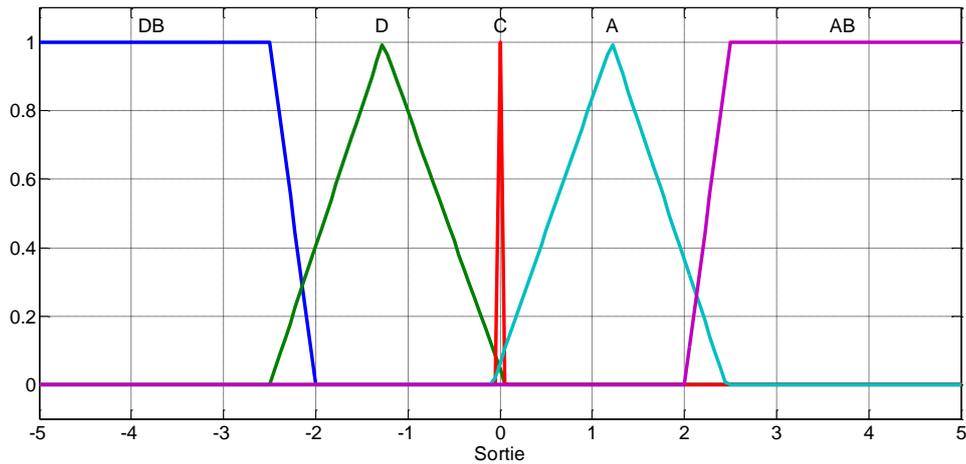


Figure IV.25 : Illustration de la variable de sortie et fonctions d'appartenances associées de contrôleur flou 1.

Les règles floues sont définies comme suit:

- *SI l'erreur est PP ALORS U est AB.*
- *SI l'erreur est NG ALORS U est DB.*
- *SI l'erreur est PG ALORS U est A.*
- *SI l'erreur est NP ALORS U est D.*
- *SI l'erreur est NU ALORS U est C.*
- *SI l'erreur est Nu et la dérivée de l'erreur est PG ALORS U est DB.*
- *SI l'erreur est Nu et la dérivée de l'erreur est NG ALORS U est AB.*

Le contrôleur flou 1 a été simulé par MATLAB/Simulink selon le schéma ci-dessous :

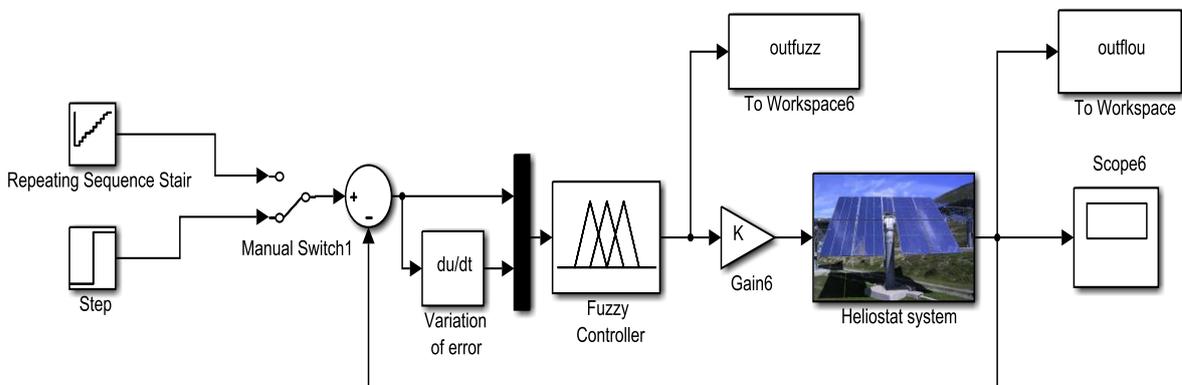


Figure IV.26 : Système en boucle fermée avec contrôleur flou 1.

A partir de la simulation nous avons obtenu les résultats suivants :

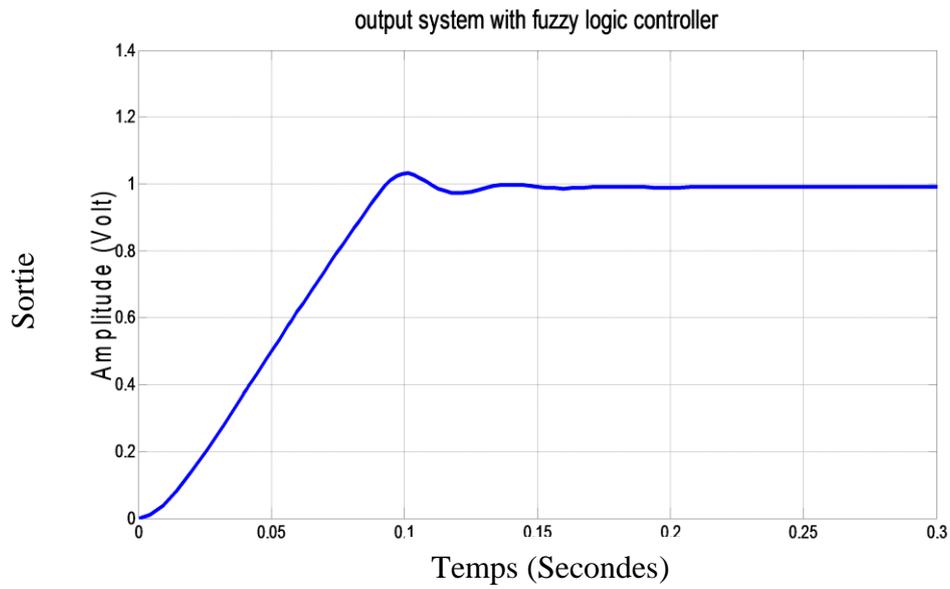


Figure IV.27 : Réponse du système avec le contrôleur flou 1.

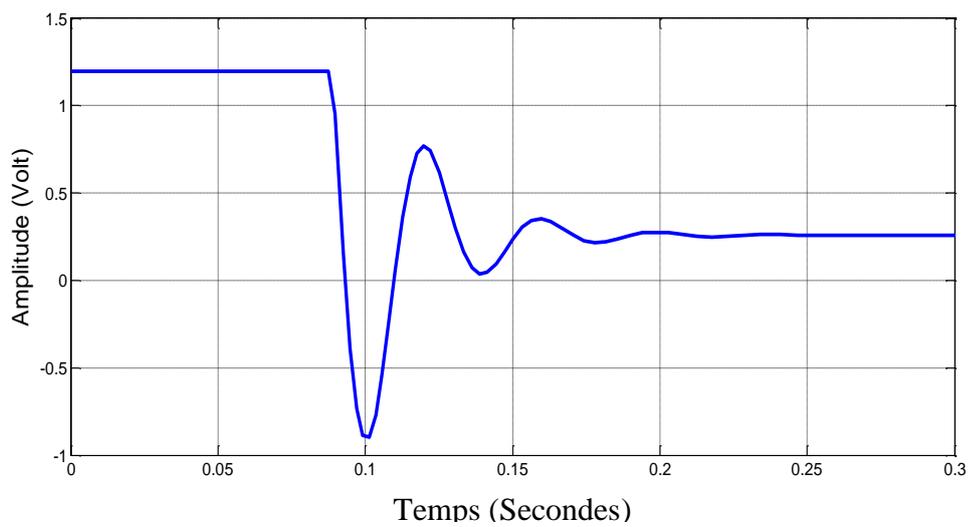


Figure IV.28 : Sortie du contrôleur flou 1.

5.1.4 Régulateur flou FLC2

Dans ce cas, les règles d'inférence sont exprimées par des phrases du langage courant, qu'on donne sous forme d'un tableau.

Entrée (error)	N	Nu	P
Contrôleur	D	C	I

Tableau IV.7 : Table de règles à trois fonctions d'appartenance.

- N : Negative
- Nu: Nulle
- P: Positive
- D: Diminuer
- C: Constante
- A: Augmenter

Les ensembles flous et les règles floues peuvent être vus ci-dessous dans les figures IV.29 et 30 pour chaque entrée et sortie.

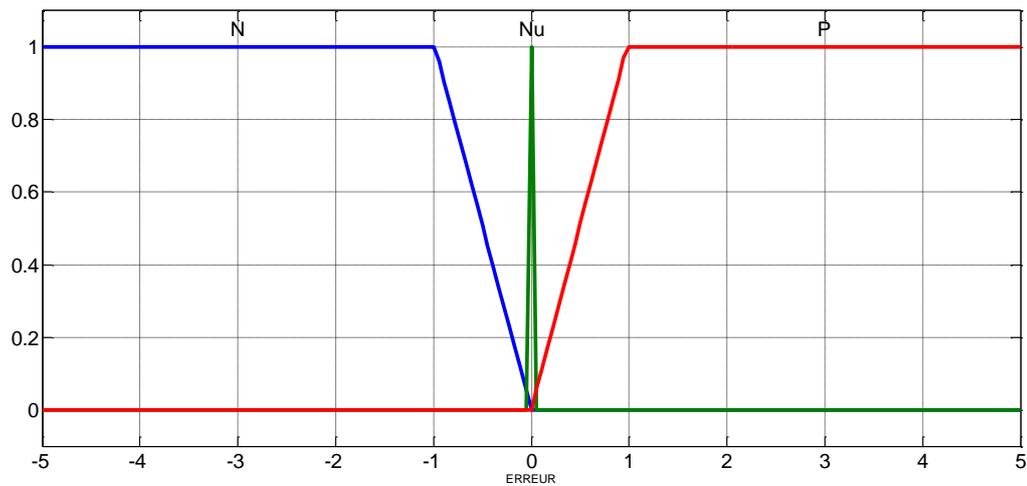


Figure IV.29 : Fonctions d'appartenance de l'entrée (erreur).

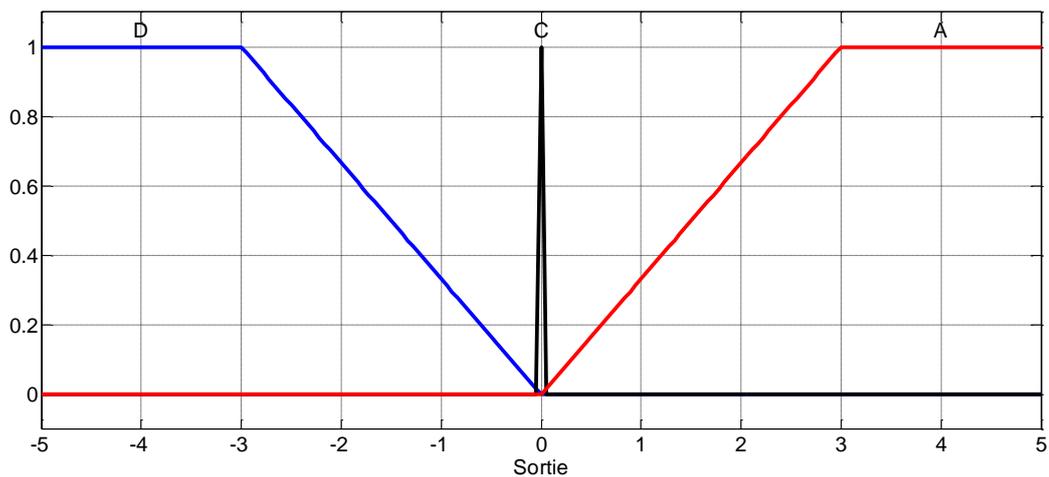


Figure IV.30 : Illustration de la variable de sortie et fonctions d'appartenance associées de contrôleur flou 2.

La figure suivante montre le contrôleur flou 2 simulé par MATLAB/Simulink

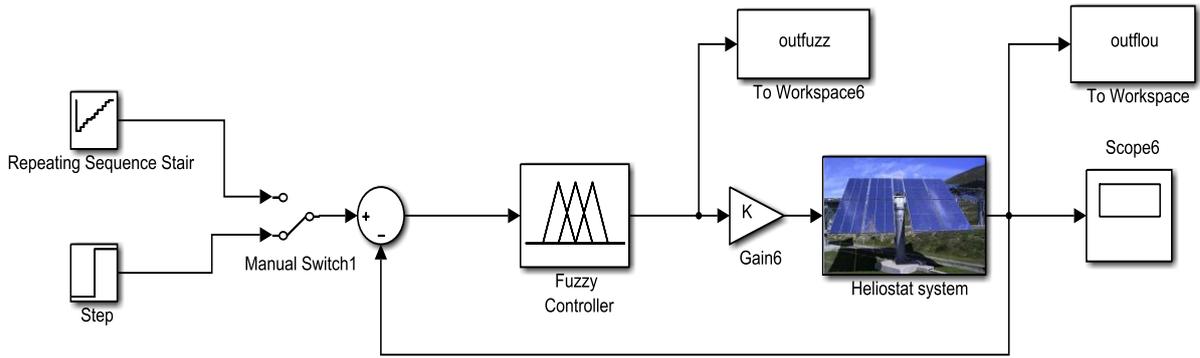


Figure IV.31 : Système en boucle fermée avec le contrôleur flou 2.

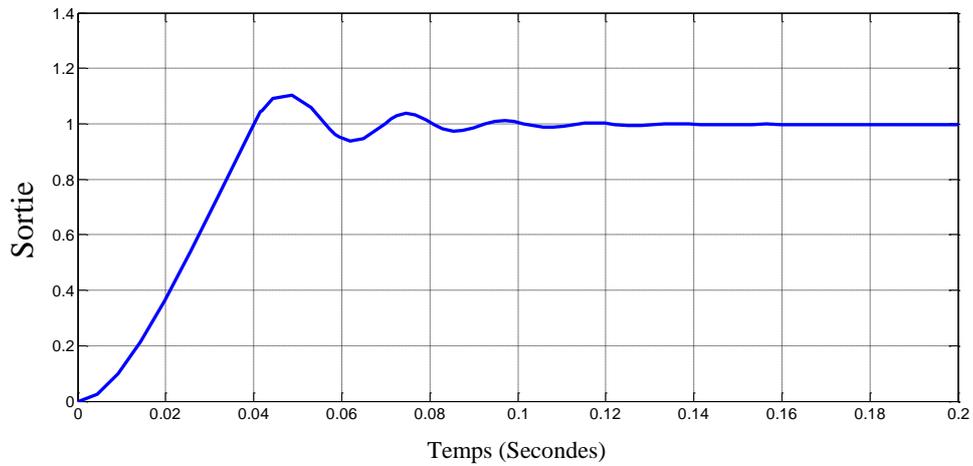


Figure IV.32 : Réponse du système avec le contrôleur flou 2.

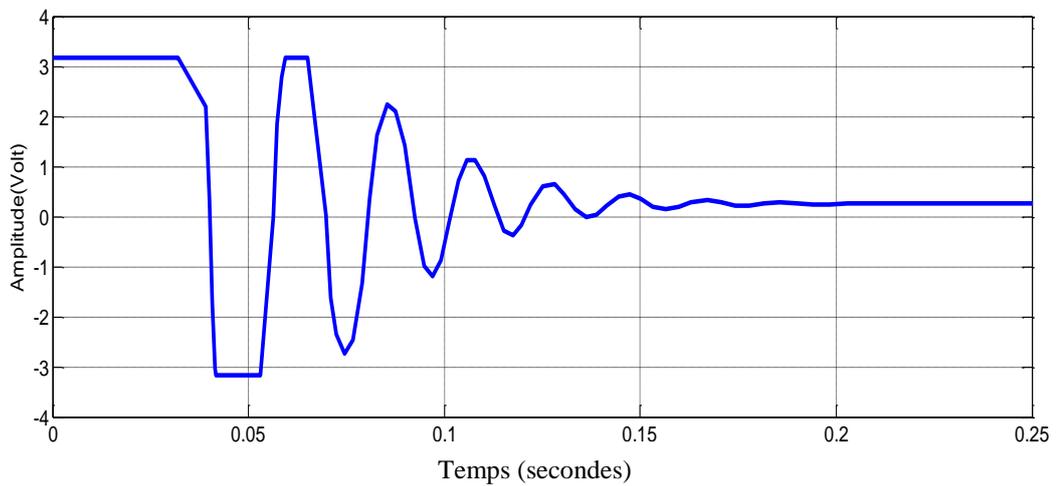


Figure IV.33 : Sortie de contrôleur flou 2.

Les résultats de l'analyse avec une comparaison entre les trois contrôleurs sont présentés dans les figures suivantes.

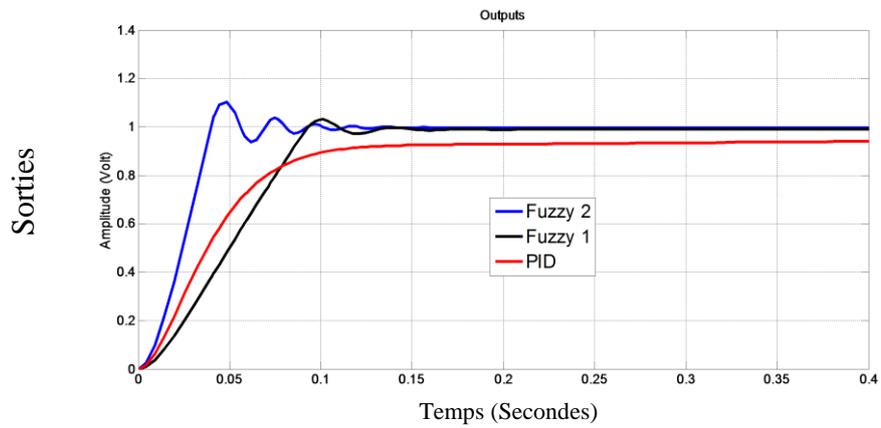


Figure IV.34 : Comparaison entre les régulateurs PID, FUZZY1 et FUZZY2.

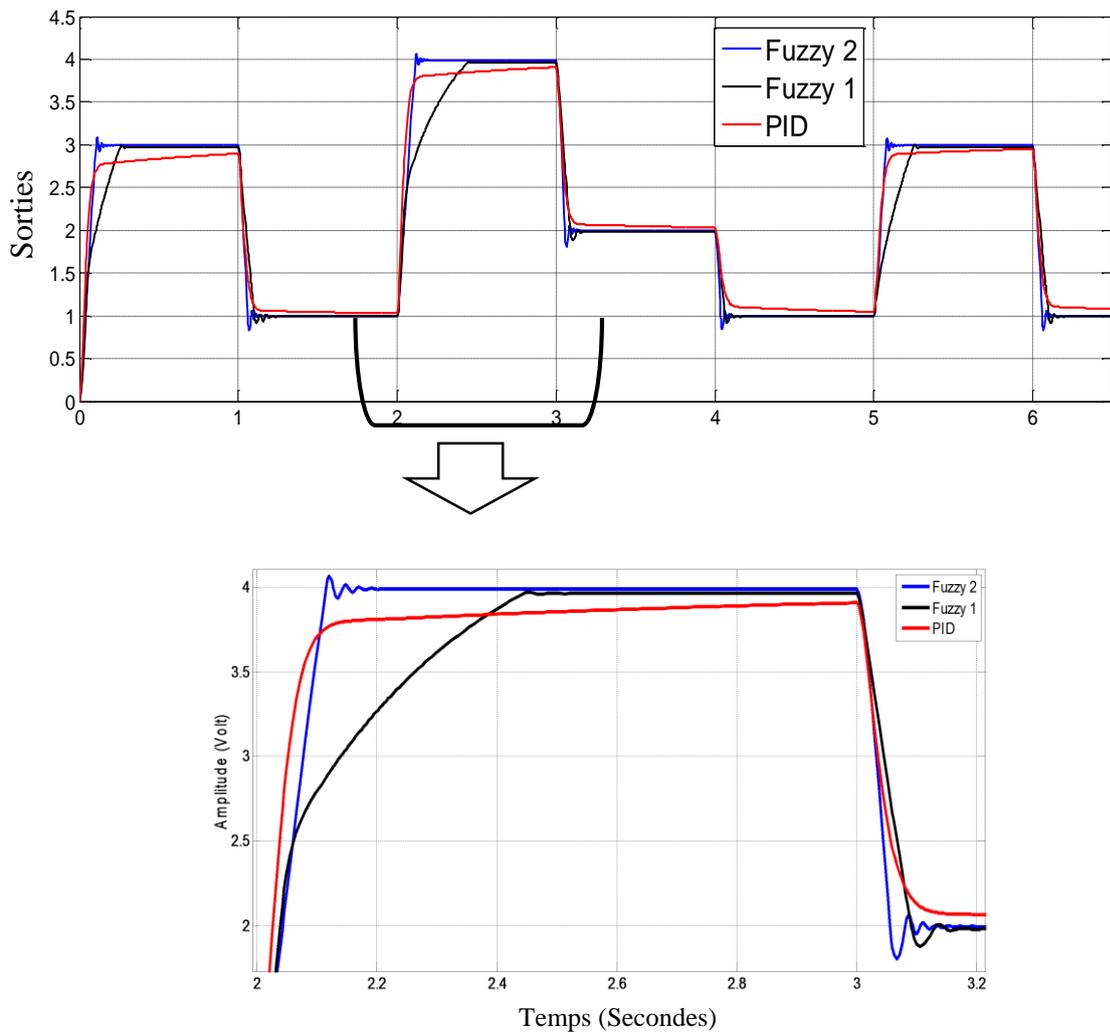


Figure IV.35 : Comparaison entre PID, FUZZY1 et FUZZY2 avec une consigne variable.

5.2 Le contrôleur neuronal

Les réseaux de neurones ont été appliqués avec succès dans l'identification et le contrôle des systèmes dynamiques. Les capacités d'approximation universelles du perceptron multicouche en font un choix populaire pour la modélisation de systèmes non linéaires et la mise en œuvre d'un usage général pour les contrôleurs non linéaires [32]. Il existe diverses stratégies de contrôle neuronal. La boîte à outils Toolbox, réseaux de neurones de Matlab 7.1 offre trois ces stratégies : le modèle à contrôleur de référence, le contrôleur Narma-L2 et le contrôleur neuronal du type prédictif (NN prédictive) [33]. Ici, nous utiliserons le contrôleur Narma-L2; la première étape de réaction en utilisant la linéarisation (ou contrôle Narma-L2) est d'identifier le système à contrôler. Nous formons un réseau de neurones pour représenter la dynamique du système. La première étape consiste à choisir une structure de modèle à utiliser [7]. Le contrôleur neuronal Narma-L2 dans le modèle Simulink est illustré sur la Figure IV.36.

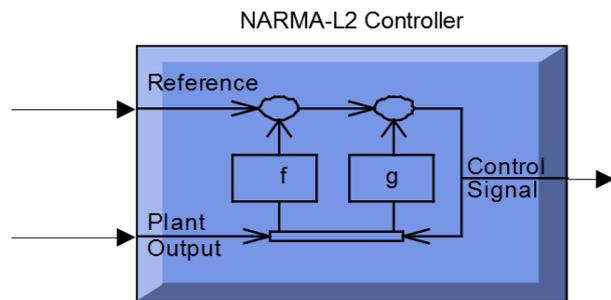


Figure IV.36 : Contrôleur neuronal Narma-L2 dans Simulink.

En regardant sous le masque, la structure interne de l'automate est représentée sur la figure IV.37.

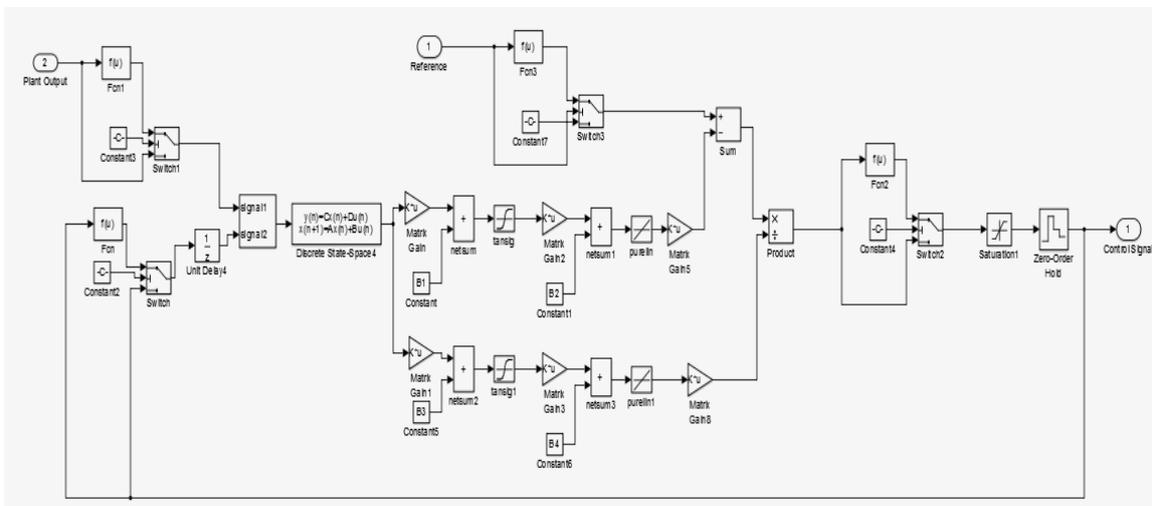


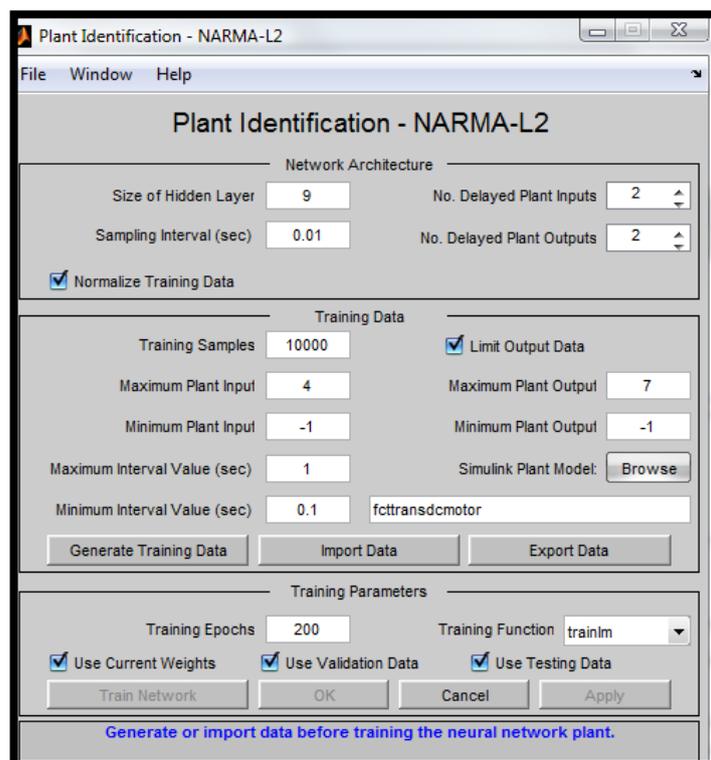
Figure IV.37 : Structure interne de Contrôleur Neuronal NARMA L2.

L'idée principale de ce type de contrôle est de transformer la dynamique des systèmes non linéaires en dynamique linéaire en annulant les non-linéarités [7]. Il est très important de noter la nécessité d'identifier le système à contrôler, avant de procéder à la formation du contrôleur neuronal.

Le contrôleur nécessite la sortie du modèle de référence comme une entrée pour le système à contrôler afin d'établir le comportement du système qu'il doit développer.

Une bonne description du système que nous voulons contrôler est nécessaire avec l'entrée du contrôleur de neurones, afin de comparer la sortie désirée avec la sortie réelle [33].

Il est nécessaire de configurer les paramètres comme le nombre de neurones dans la couche cachée du réseau neuronal qui permettra d'identifier le système. En outre, le temps d'échantillonnage T , les temps minimum et maximum pour prélever des échantillons pendant la formation et les valeurs minimales et maximales des signaux d'entrée du système afin d'établir les entrées qui conviennent pour le contrôleur. La figure IV.38 montre les données d'entrée utilisées pour identifier l'installation.



FigureIV.38 : Identification des données d'entrée du système.

Après la génération des données de formation, nous devons continuer à former le réseau neuronal d'identification. En appuyant sur le bouton (network training) pour la formation du

réseau, Après cela, les données d'entrée et de sortie sont affichées sur l'écran. La performance des processus est mesurée par l'indice MSE. Dont le comportement est illustré à la figure IV.39 pour identifier le système, (trainlm) l'algorithme d'optimisation de Levenberg Marquardt est utilisé.

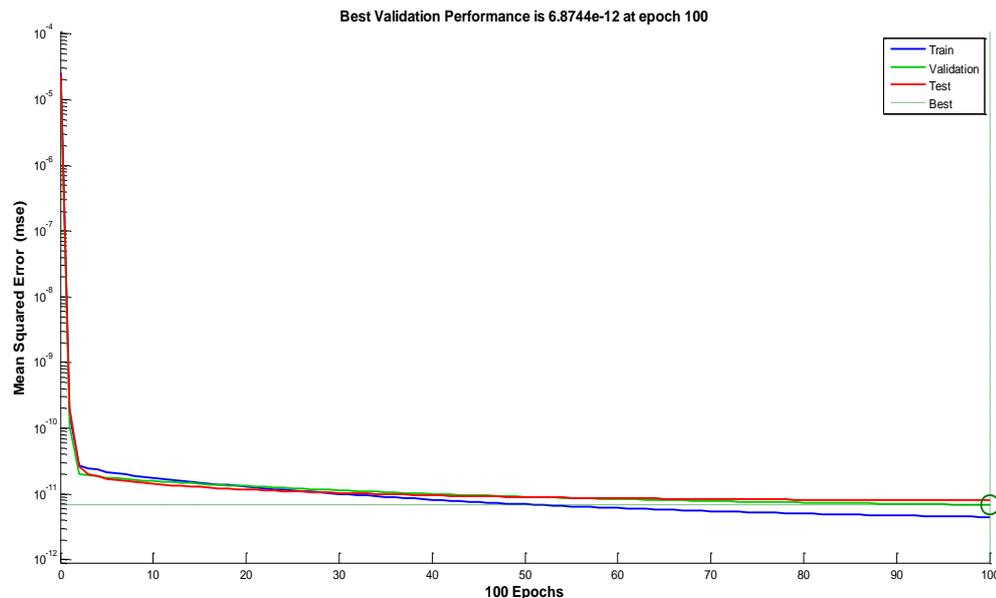


Figure IV.39 : Comportement de performance du processus d'identification de Processus.

On Note également que l'objectif Matlab prévu pour l'indice de performance est égale à zéro. Dans ce cas, la valeur déclarée pour cet indice était $6,87744 \times 10^{-12}$ à 100 époques, ce qui est assez bon pour tout processus pratique.

La procédure sous Matlab s'effectue en deux étapes : d'abord, la formation du réseau neuronal avec les données d'entrée prévues auparavant. Deuxièmement, le test de la cohérence des résultats à l'aide des données aléatoires pour s'assurer qu'il est différent des données utilisées précédemment.

La formation, le test et la validation des données du système sont présentés dans les figures IV. (40-42) ; On note que le comportement global du modèle de référence est suivi par le fonctionnement du système sous la commande du contrôleur neuronal.

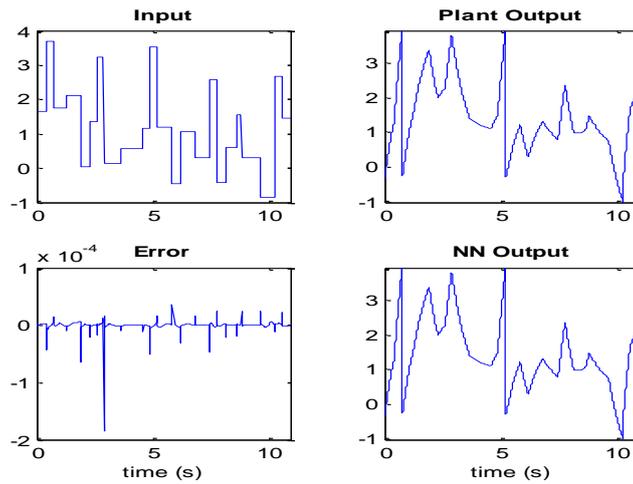


Figure IV.40 : Données d'entraînement pour NN Narma L2.

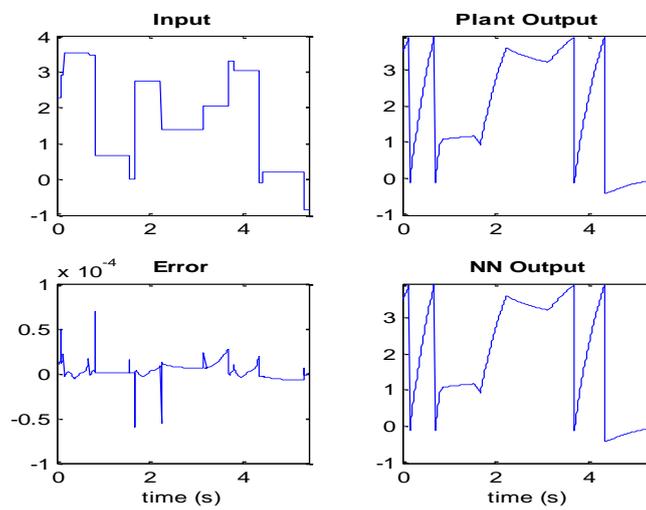


Figure IV.41 : Données de test pour NN Narma L2.

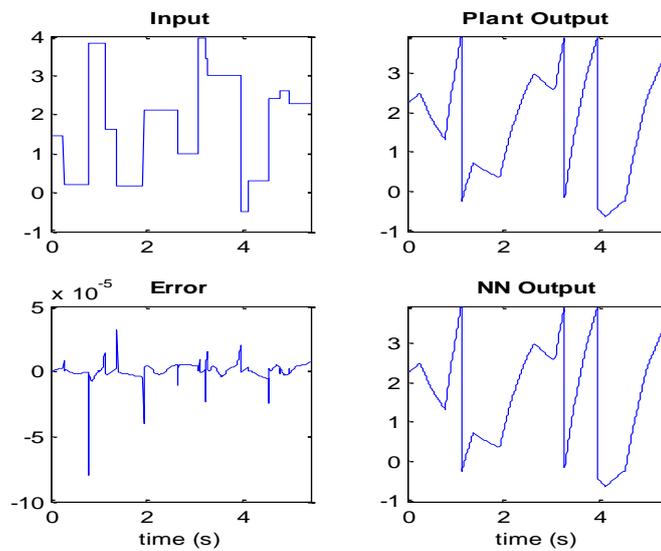


Figure IV.42 : Données de validation pour NN Narma L2.

5.2.1 Simulation et résultat

Dans cette partie, nous sommes intéressés à démontrer les résultats à travers la conception et la simulation d'un contrôleur neurone et logique floue afin d'en apprendre un peu plus sur la conception de contrôleurs et de déterminer les principales caractéristiques de contrôle intelligent comme illustré sur la figure IV.43

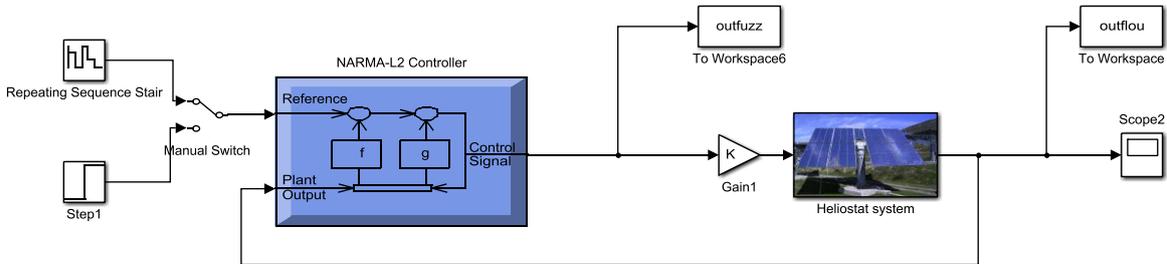


Figure IV.43 : Système à boucle fermée avec le contrôleur Neuronal NARMA L2.

Les résultats de l'analyse avec une étude comparative entre les trois contrôleurs sont présentés sur les figures IV. (44-46).

La figure IV.44 montre le résultat de comparaison entre les trois contrôleurs pour une référence constante. Et la figure IV.45 montre l'erreur entre la consigne (référence) et les données de sortie. De ces chiffres, nous pouvons noter que FLC2 donne les meilleurs résultats par rapport à d'autres méthodes. Le régulateur neuronal présente le meilleur temps de montée par rapport aux autres régulateur mais il présente aussi des fluctuations en régime permanent. Par contre le régulateur FLC1 a un temps de montée proche de NC avec l'avantage de la stabilité et de la précision en régime permanent ; Le régulateur FLC2 aussi présente une stabilité en régime permanent mais avec un mauvais temps de montée.

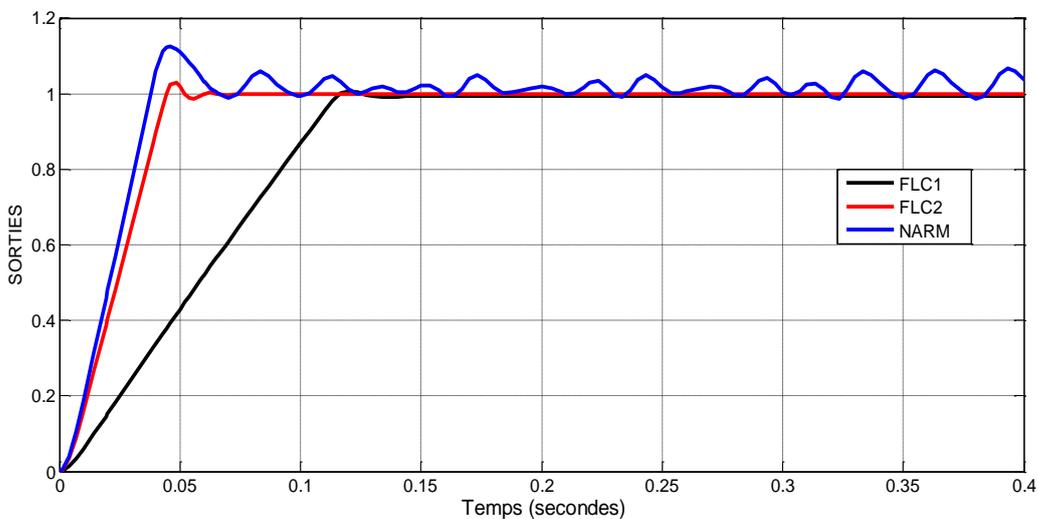


Figure IV.44 : Comparaison entre les trois régulateurs NC, FLC1 et FLC2.

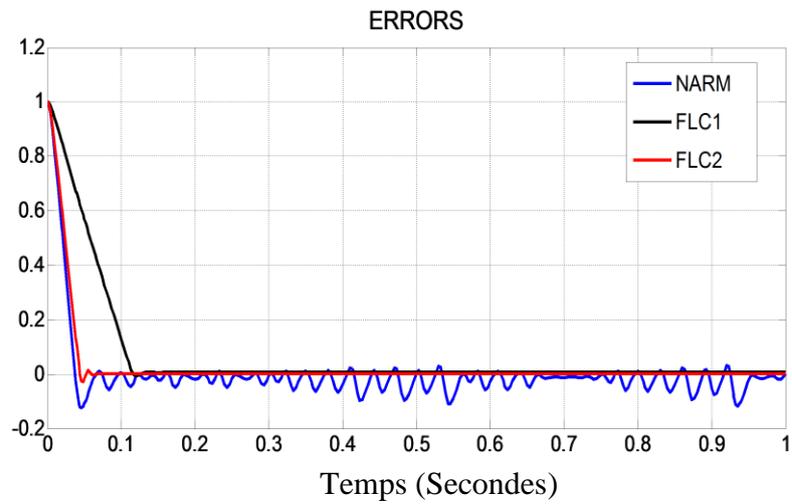


Figure IV.45 : Erreurs de trois contrôleurs.

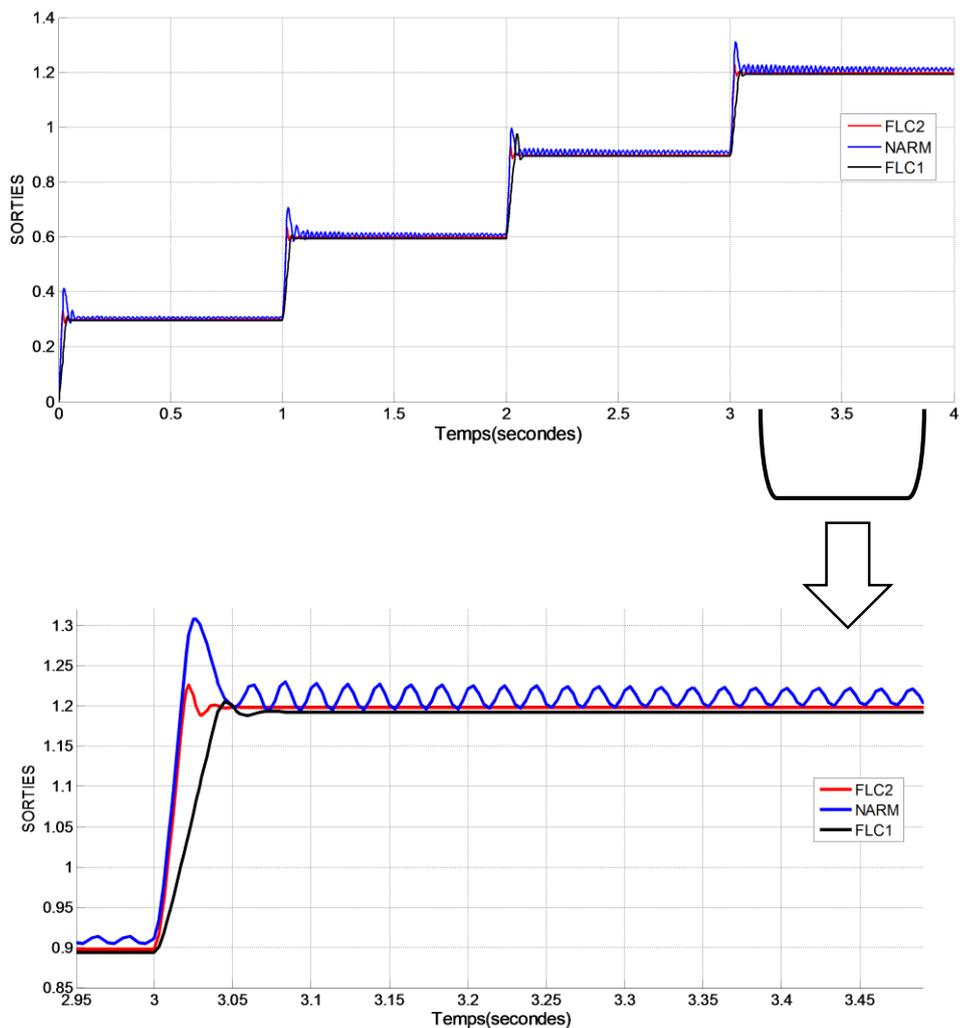


Figure IV.46 : Comparaison entre les régulateurs NC, FLC1 et FLC2 avec une consigne variable.

Selon les tracés de ces figures, il est clairement montré que le NC donne de bons résultats. Cependant, il présente des fluctuations qui peuvent être nocifs pour le moteur à courant continu. Mais, nous pouvons voir que FLC2 donner de bons résultats sans fluctuations.

Le critère de performance suivant a été utilisé pour mesurer l'efficacité du contrôleur à atteindre les objectifs de commande [34]. Exigences en matière de vitesse et de charge différentes sont appliquées au système et les performances sont prélevées pour analyse et comparaison. L'erreur, e , présentée dans la figure IV.45, qui calcule la différence entre la référence et la valeur réelle, et souvent caractérisé en plusieurs quantités. Leurs formules sont présentées comme suit [35] :

$$ISE = \int_0^{\infty} e^2(t)dt$$

$$IAE = \int_0^{\infty} |e(t)|dt$$

$$ITSE = \int_0^{\infty} te^2(t)dt$$

$$ITAE = \int_0^{\infty} t|e(t)|dt$$

La comparaison du dispositif de commande de réseau neuronal et les caractéristiques de réponse de l'étape de commande de logique floue sont présentées au Tableau IV.8.

	NARM	FLC1	FLC2
ITAE	0.01676	0.005481	0.001052
IAE	0.05169	0.06426	0.0253
ISE	0.01658	0.03979	0.0169
ITSE	0.001101	0.001152	0.0001925

Tableau IV.8 : Indices de performance de régulateur flou et neuronal.

Les paramètres importants tels que le temps de montée et de pointe, la valeur de crête, le dépassement, et le temps de stabilité ont été comparés pour les trois contrôleurs ci-dessus et les résultats sont présentés dans le tableau IV.9.

	NARM	FLC2	FLC1
Rise time (temps de montée)	0.0387	0.0445	0.1168
Peak time (temps de pointe)	0.0461	0.0485	0.1200
Peak value (valeur de crête)	1.124	1.028	1.007
Overshoot (dépassement)	0.124	0.028	0.007
Setting time (temps de stabilité)	0.1134	0.0629	0.1439

Tableau IV.9 : Comparaison des paramètres de réponse (FLC1, FLC2, NARM) pour une consigne constante.

À partir des résultats de simulation du tableau IV.9, on déduit que le temps de montée, la valeur maximale et le dépassement ont été grandement améliorés en utilisant le contrôleur de logique floue (FLC1 ou FLC2). Le contrôleur neuronal est mieux pour un bon temps de montée et le temps de pointe. Les résultats de contrôleur de logique floue à moins de fluctuations à la réponse du système de contrôle. Le contrôleur de logique floue proposée a plus d'avantages.

De même, le tableau IV.8 montre les indices de performance du régulateur flou et neuronal. Les valeurs calculées de l'IAE, ISE, ITAE et ITSE présentés dans le tableau IV.8 confirment les résultats de la simulation et les valeurs du tableau IV.9.

5.3 Contrôleur adaptatif

Nous mettrons en place dans la partie suivante de ce chapitre, un contrôleur de position qui a appliqué la méthode de la logique floue pour ajuster les coefficients (intégrale et proportionnelle) de régulateur PI classique dans chaque moment de la commande. Cette méthode nous permet d'obtenir un système de contrôle auto-ajustement. La figure IV.47 montre le système complet.

D'après les résultats de la commande avec un régulateur classique PI, nous avons constaté un dépassement lors du suivi par rapport à la consigne et si on diminue les gains le comportement du système sera peu performant, la commande floue consistera donc à imposer une valeur forte lorsque l'écart de position est mesuré puis la diminuer si l'écart devient petit pour éviter les oscillations. De même, l'intégrale peut être responsable des dépassements au démarrage, il faut

donc diminuer ce coefficient lorsque l'erreur est importante et on peut l'augmenter en mode régulation. L'évolution des gains d'action K_p et K_i , est en fonction de l'erreur et de sa dérivée.

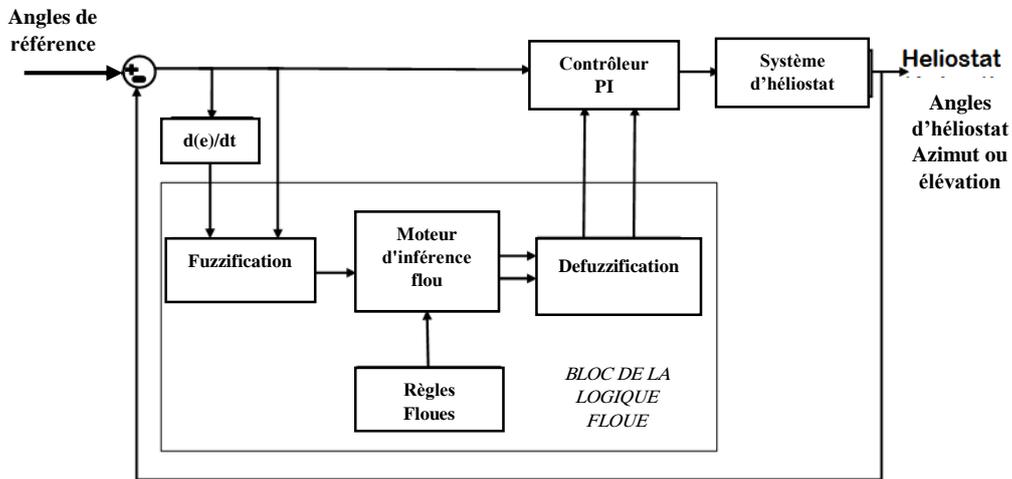


Figure IV.47 : Le Schéma bloc F-PI pour les deux axes azimut et d'élévation.

Pour le contrôleur F-PI, il est nécessaire d'établir les règles floues qui varient les gains proportionnel et intégral. Les règles de base sont détaillées dans ce qui suit:

Ensembles flous Entrées-sorties du contrôleur

Les entrées des deux premiers régulateurs flous sont l'erreur de position et sa dérivée,

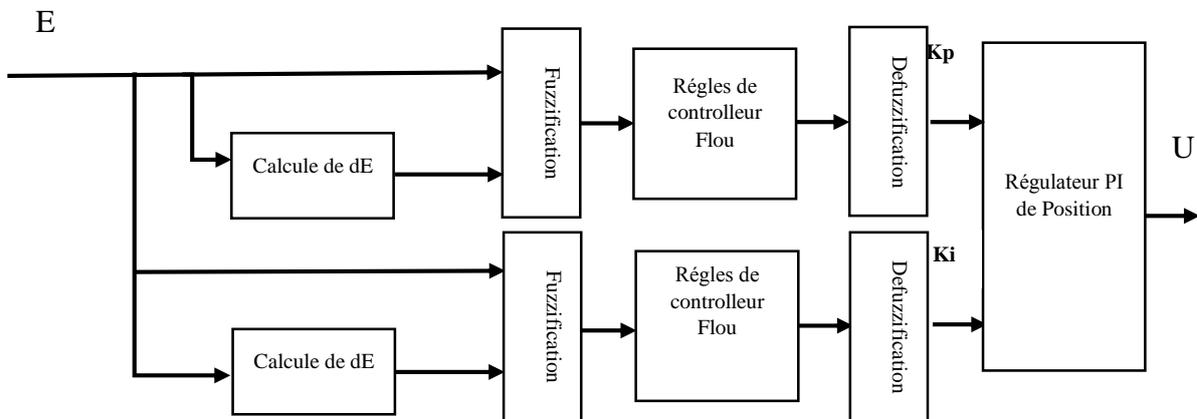


Figure IV.48 : Le Schéma bloc pour le contrôleur PI avec des paramètres adaptatifs.

Nous avons utilisé cinq ensembles flous pour la dérivée de l'erreur et sept pour l'erreur, et quatre ensembles flous pour les sorties Kp et Ki.

Les ensembles de chaque variable entrée/sortie sont caractérisés par les désignations suivantes :

1- Pour la dérivée de l'erreur :

LN: (Large Negative) Négative grande; SP: (Small Positive) positive petite.

SN: (Small Negative) Négative petite; LP: (Large Positive) positive grande

AZ: (About Zero) Environ zéro.

2- Pour l'erreur:

LN: (Large Negative) Négative grande; SP: (Small Positive) positive petite.

AN: (Average Negative) Négative moyenne; AP: (Average Positive) positive moyenne

SN: (Small Negative) Négative petite; LP: (Large Positive) positive grande

AZ: (About Zero) Environ Zéro

3- Pour les sorties Kp et ki :

Z: Zero; M: means.

L: Little (petite); G: great (grande).

Les fonctions d'appartenances sont représentées dans les figures suivantes :

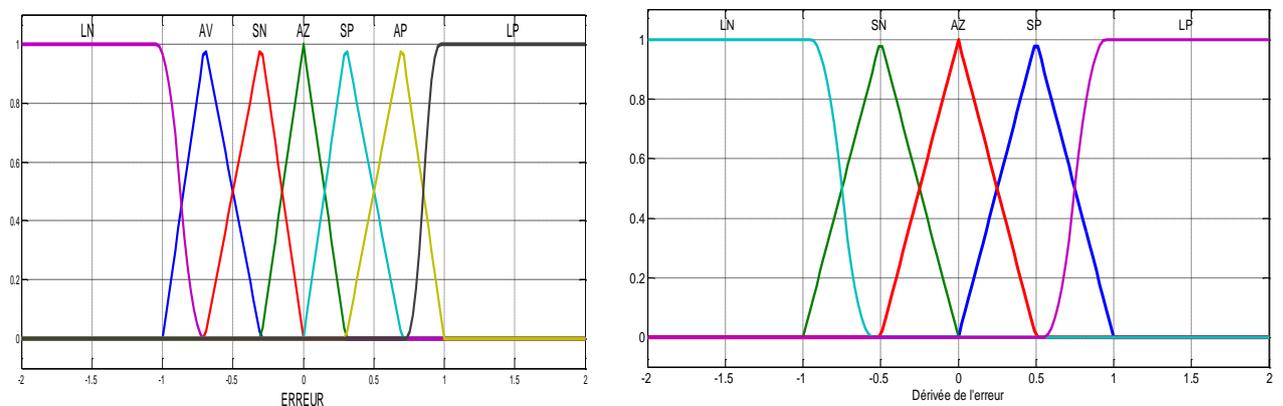


Figure IV.49 : Fonctions d'appartenances pour les variables d'entrées.

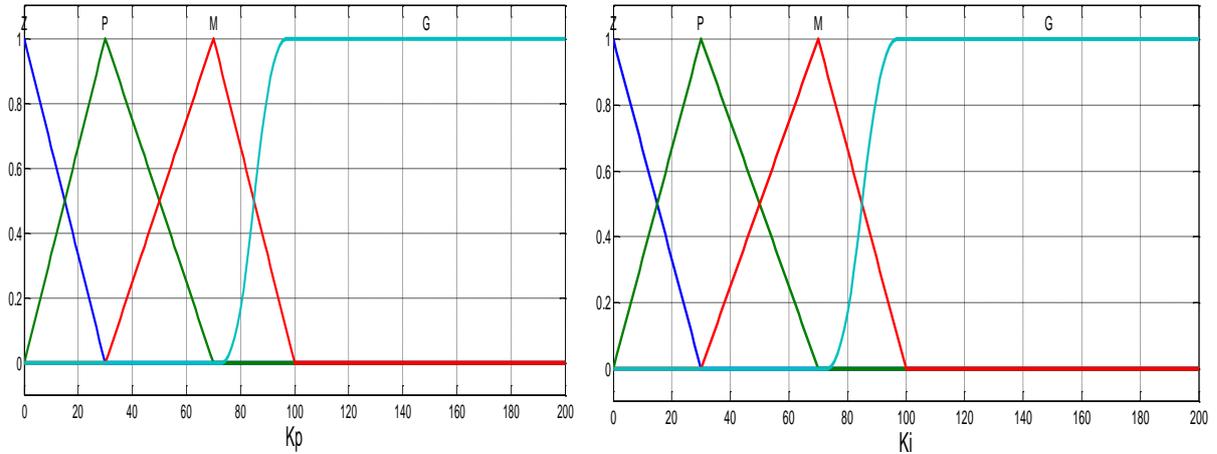


Figure IV.50 : Fonctions d'appartenance pour les variables des sorties.

Les tableaux suivants montrent les règles d'ajustement des paramètres K_P et K_i :

dE	E	LN	AP	SP	AZ	SN	AP	LP
LN		G	G	L	M	L	G	G
SP		G	M	M	L	M	M	G
EZ		G	M	G	Z	G	M	G
SN		G	L	M	M	M	L	G
LN		G	M	G	G	G	M	G

Tableau IV.10 : Table de règles pour l'ajustement de paramètre K_P .

dE	E	LN	AP	SP	AZ	SN	AP	LP
LN		Z	G	M	G	M	G	Z
SP		Z	L	G	G	G	L	Z
EZ		Z	L	M	G	M	L	Z
SN		Z	L	M	G	M	L	Z
LN		Z	M	G	G	G	M	Z

Tableau. IV.11 : Table de règles pour l'ajustement de paramètre K_i .

5.3.1 Résultats

Pour ce travail, nous nous efforçons de démontrer les résultats à travers la conception et la simulation d'un régulateur PI, flou et F-PI pour en apprendre un peu plus sur la conception de contrôleurs et de déterminer les principales caractéristiques de contrôle intelligent et auto-ajustable par rapport à une commande classique. Les figures suivantes montrent les résultats des quatre approches.

Les résultats de l'analyse avec une comparaison entre les quatre dispositifs de commande sont présentés sur les figures IV.49-51.

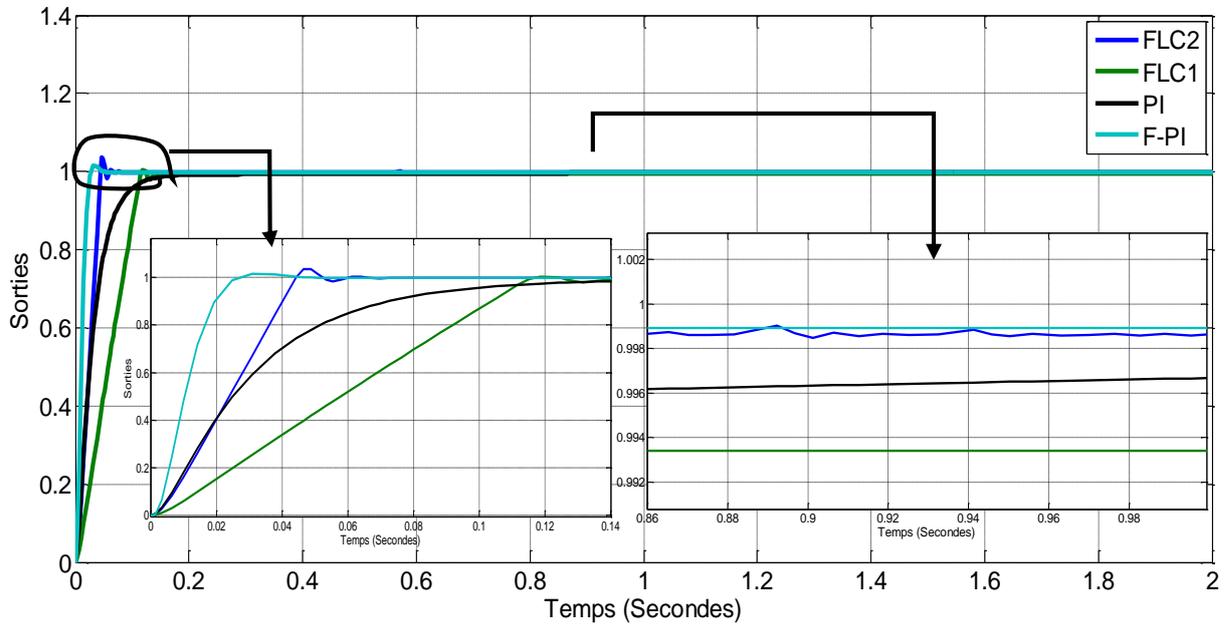


Figure IV.51 : Simulation de la commande avec les quatre régulateurs PI, F-PI, FLC1 et FLC2.

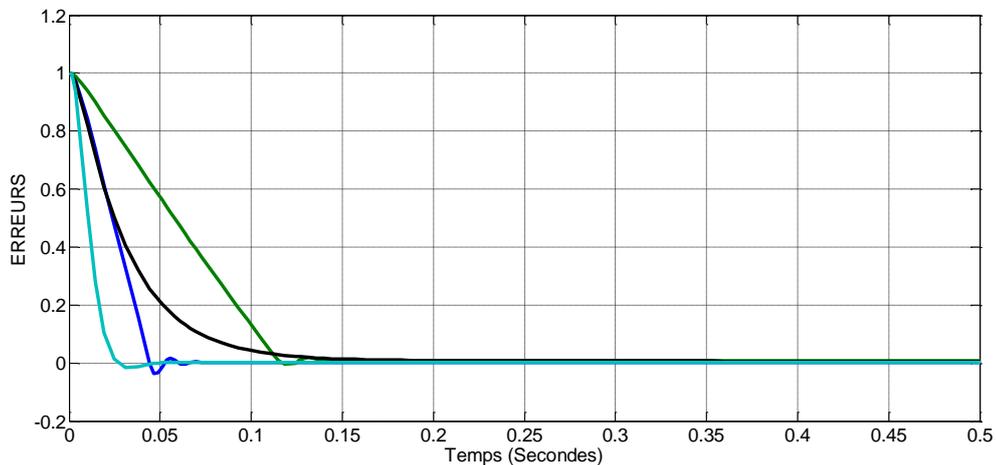


Figure IV.52 : Erreurs de quatre contrôleurs.

La Figure IV.51 montre le résultat de comparaison entre les quatre contrôleurs pour une référence constante. Et la Fig. IV.52 montre l'erreur entre la référence et les valeurs de sortie. Selon les chiffres des tableaux (IV.11 et V.I12) et calculés à partir de ces figures, nous pouvons noter que F-PI donne les meilleurs résultats par rapport à d'autres méthodes.

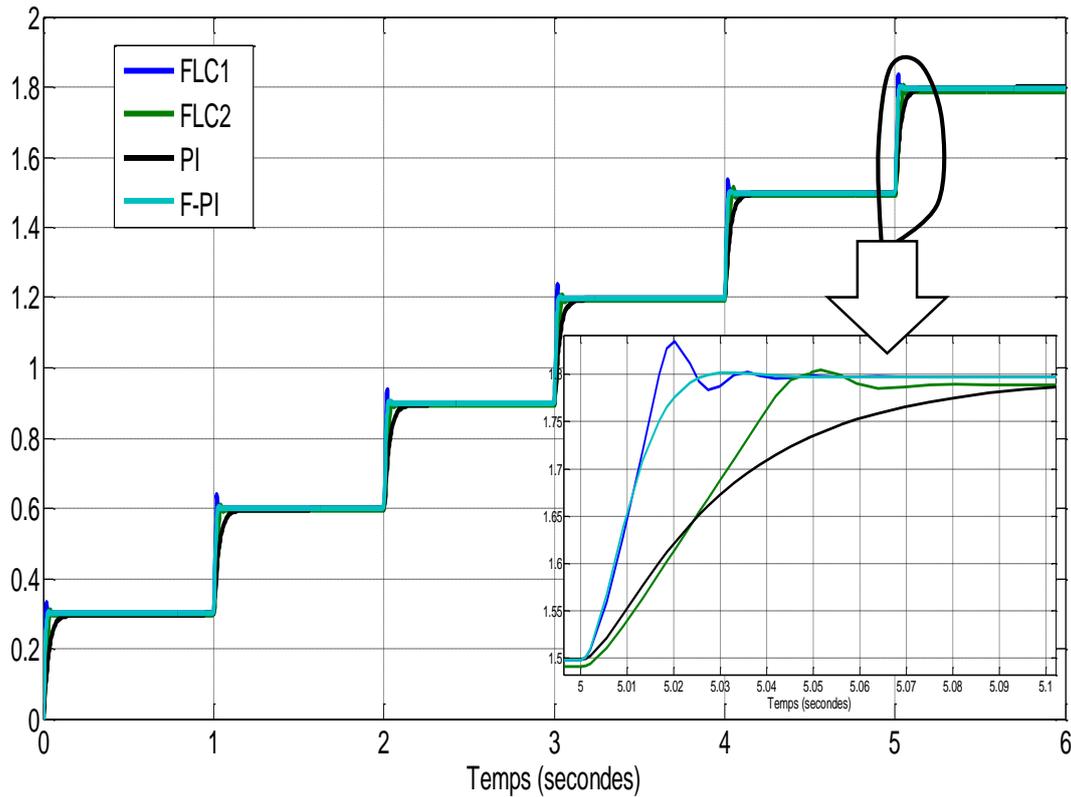


Figure IV.53 : Comparaison entre les régulateurs PI, F-PI, FLC1 et FLC2 avec une consigne variable.

Pour cette figure (figure IV.53), il est clairement démontré que F-PI donne de bons résultats de commande et sans fluctuations.

Le critère de performance suivant a été utilisé pour mesurer l'efficacité des quatre contrôleurs à atteindre les objectifs de commande [34]. L'erreur, e , présentée dans la figure IV.52, qui calcule la différence entre la référence et la valeur réelle, et souvent caractérisée en plusieurs quantités (IAE, ISE, ITAE, ITSE). [35]

	PI	FLC1	FLC2	F-PI
ITAE	0.00968	0.08453	0.01758	0.01204
IAE	0.0416	0.09059	0.03087	0.01626
ISE	0.01875	0.03996	0.01691	0.007809
ITSE	0.00031	0.001672	0.00021	0.000050

Tableau IV.12 : Indices de performance de régulateur classique, flou et F-PI.

Le tableau IV.12 montre les indices de performance des régulateurs classiques, FLC et F-PI. Les valeurs calculées de l'IAE, ISE, ITAE et ITSE présentés dans le tableau 12 confirment les résultats de la simulation et les valeurs de tableau 13.

	PI	FLC1	FLC2	F-PI
Peak time	0.25	0.1186	0.0465	0.0308
Peak value	0.9929	1.003	1.035	1.016
Overshoot	00%	0.3%	3.5%	1.6%
Rise time	0.0727	0.1051	0.03781	0.01921
Setting time	0.1505	0.1244	0.06401	0.04651

Tableau IV.13 : Comparaison des paramètres de réponse (PI, FLC1, FLC2, F-PI) pour une consigne constante.

Dans ces tests (consigne constante et variable) où nous avons remplacé le contrôleur flou par un régulateur PI flou avec des paramètres PI (k_p , k_i) adaptables et à partir des résultats de la simulation du tableau IV.13, il est conclu que le temps de montée, le dépassement et la stabilité du régulateur ont été grandement améliorés en utilisant le contrôleur adaptatif Fuzzy-PI. Le régulateur PI est préférable pour ne pas dépasser les points de consigne. Les résultats du contrôleur Fuzzy-PI donnent moins de fluctuations à la réponse du système de contrôle. Le contrôleur flou-PI proposé a plus d'avantages ; un des avantages principaux de la commande F-PI est la possibilité d'ajuster les coefficients des régulateurs classiques par des règles floues selon la valeur de sortie.

6 Conclusion

Ce travail montre un exemple d'application du dispositif de commande de l'intelligence artificielle basé sur des réseaux de neurones et des modèles de logique floue pour orienter un héliostat d'une centrale solaire à tour. Dans la conception de contrôleurs intelligents, il est plus important de savoir comment le système fonctionne comme il est évident dans le cas dynamique, un ensemble de règles peut être créé dans le cas de dispositif de la commande floue et un bon apprentissage du modèle de réseau de neurones est nécessaire pour obtenir les résultats souhaités. Au premier étage, la simulation de différentes configurations de contrôleurs neuronaux et flous ont été testées. Lors de la deuxième étape, une phase de comparaison est nécessaire afin d'obtenir le modèle approprié.

En comparant les deux contrôleurs flous avec le modèle neuronal. Nous pouvons noter que la deuxième méthode (FLC2), configuration avec moins de règles, le FLC2 présente une meilleure réponse à l'étape des changements (très proche de zéro ; voir tableau IV.8-9). Le contrôleur neuronal est préférable dans la considération du paramètre temps de montée.

Dans la deuxième partie de ce travail, nous avons proposé le contrôleur PI à Paramètres adaptables. La comparaison entre les trois régulateurs montre que le régulateur PI à paramètres adaptables a une meilleure performance dynamique. Les configurations et la simulation de différents contrôleurs ont été testées. Une étape de comparaison est nécessaire pour obtenir le modèle approprié.

Les résultats présentés dans ce chapitre sont très encourageants, car à partir du modèle de configuration de réseau neuronal et un changement dans les règles de la logique floue, il a été possible d'augmenter les performances du système.

Références

- [1] M. Makoudi, L. Radouane. «A Robust Model Reference Adaptive Control for Non-Minimum Phase Systems with Unknown or Time-Varying Delay». *Automatica*, Vol. 36, 2000, pp 1057-1065.
- [2] Jantzen, J . *Foundations of Fuzzy Control* .John Wiley & Sons , 2007.
- [3] Wei WU. Synthèse d'un contrôleur flou par Algorithme Génétique : Application au réglage dynamique des paramètres d'un système, these de doctorat de l'Université de Lille 1, 1998
- [4] Sugeno, M., Kang, G.T. Structure identification of fuzzy model. *Fuzzy Sets Syst.*, 28: 15–33, 1988.
- [5] Jang, J.-S. R.ANFIS : Adaptive-network-based fuzzy inference systems. *IEEE Trans. Syst. Man and Cybern.*, 23(3) :665–685, 1993.
- [6]:Hagan, M.T. and H.B. Demuth, 1999. Neural networksfor control. *Proceedings of the1999 AmericanControl Conference*, San Diego, CA, pp:1642-1656.
- [7]Howard Demuth, Mark Beale, “Neural NetworkToolbox For Use with MATLAB”, 1992 – 2000,Version 4,pp. 6-14.
- [8] Soloway, D. and P.J. Haley, “Neural Generalized Predictive Control,”*Proceedings of the 1996 IEEE International Symposium onIntelligent Control*, 1996, pp. 277-281.
- [9] Landau. I.D. Et Dugard. L, "Commande adaptative aspects pratiques et théoriques", Editions Masson, Parie, 1996.
- [10] Zelmat M., "Automatisation des processus industriels Tome 2, Commande modale et adaptative ", Office des publications universitaires, Algérie 2001
- [11] Olivier Pages, " Etude et comparaison de différentes structures de commande multi-contrôleurs application a un axe robotise", L'Ecole Supérieure d'Ingénieurs d'Annecy,Université de Savoie, Juillet 2001
- [12] D.Fink& J.Carroll – *Standard handbook for electrical engenieers*, McGraw-Hill, (1979).
- [13] Développement d'un superviseur flou appliqué à la commande d'un moteur à induction, Laroussi Kouider, THESE de Doctorat, 2013/2014, UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES
- [14] J. J. E. Slotine and W. Li. “Applied Nonlinear Control”. Prentice-Hall, Englewoods Cliffs, New-Jersey, 1991.
- [15] K.J. Astrom and B. Wittenmark. « Adaptive Control». Addison-Wesley Publishing Company, Inc, Second Edition, 1995.

- [16] M. Makoudi, L. Radouane. «A Robust Model Reference Adaptive Control for Non-Minimum Phase Systems with Unknown or Time-Varying Delay». *Automatica*, Vol. 36, 2000, pp 1057-1065.
- [17] B.K. Bose, « Technology trends in microcomputer control of electrical machines » *IEEE Trans. On Industry Electronics*. Vol.35, N.°1, Feb.1988.
- [18] M. Jamshidi, N. Vadiie, T.Ross. « Fuzzy logic and control, hardware and software applications » , Prentice- Hall, 1993.
- [19] *Automatic Control*, Vol. 44, n°4, April 1999, pp 789-793.
- [20] H-X Li. «Approximate Model Reference Adaptive Mechanism for Nominal Gain Design of Fuzzy Control System». *IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics, Part B: Cybernetics*, Vol. 29, n°1, February 1999, pp 41-46.
- [21] W.Leonard, « Control of Electrical Drives » Springer, 1997.
- [22] Solangi KH, Islam MR, Saidura R, Rahimb NA, Fayaz H. A review on global solar energy policy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2011;15:2149–63.
- [23] Kadir Mohd Zainal Abidin , Rafeeu Yaaseen, Adam Nor Mariah. Prospective scenarios for the full solarenergy development in Malaysia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2010;14:3023–31.
- [24] Chen YT, Kribus A, Lim BH, Lim CS, Chong KK, Karni J, et al. Comparison of two sun tracking methods in the application of a heliostat field. *Journal of Solar Energy Engineering* 2004;126(1):638–44.
- [25] Ya-Ling He , Fu-Qing Cui, Ze-Dong Cheng, Zeng-Yao Li, Wen-Quan Tao. Numerical simulation of solar radiation transmission process for the solartower power plant: From the heliostat field to the pressurized volumetric receiver.
- [26] C. le Lann «Le PID utilisé en régulation de position et/ou de vitesse de moteurs électriques», *Projet de fin d'étude*, 2007.
- [27] P. Barret «Machines Electriques», Ellipses, Paris, 2002
- [28] R. kushwah , S. Wadhvani, Speed Control of Separately Excited Dc Motor Using Fuzzy Logic Controller, *International Journal of Engineering Trends and Technology (IJETT)* - Volume4 Issue6- June 2013
- [29] Analyse, mutualisation et optimisation par la commande de la consommation énergétique des héliostats autonomes des centrales à concentration solaire, Alaric Montenon, Thèse Doctorat, INP Toulouse, 2013
- [30] L. BAGHLI, Contribution à la commande de la machine asynchrone, utilisation de la logique floue, des réseaux de neurones et des algorithmes génétiques, thèse de doctorat, université Henri POINCARIE, Nancy- I, 1999.
- [31] M. HAMZAoui, M. SAYEH « Commande en vitesse par un régulateur flou de la machine synchrone à aimant », USTHB, 2009.

[32] Hagan, M.T. and H.B. Demuth, "Neural Networks for Control," Proceedings of the 1999 American Control Conference, San Diego, CA, 1999, pp. 1642-1656.

[33] Cosme Rafael Marcano-Gamero, "PLANT IDENTIFICATION AND CONTROL USING A NEURAL CONTROLLER BASED ON REFERENCE MODEL". www.mathworks.co.jp/matlabcentral/fileexchange/downloads/80933/akamai/PIC_NNRM.pdf

[34] Arrofiq M, Saad N. Control of induction motor drives using modified-fuzzy logic methods. In: Proceedings of the 2010 IEEE International Conference on Systems, Man, and Cybernetics. p.612-9.

[35] Nordin Saad, M. Arrofiq, "A PLC-based modified-fuzzy controller for PWM-driven induction motor drive with constant V/Hz ratio control", ELSEVIER, Robotics and Computer-Integrated Manufacturing 28 (2012) 95-112.

Conclusion générale

L'énergie solaire est une ressource capable de couvrir durablement les besoins en énergie primaire de l'humanité. Quelques technologies permettent de convertir celle-ci en ressource secondaire : panneaux photovoltaïques, panneaux thermiques et concentration solaire. Les centrales solaires à tour sont d'un enjeu considérable dans le remplacement des centrales qui utilisent les ressources fossiles dangereuses pour l'environnement. En témoignent les nombreux projets en cours dans le monde. Les avantages de cette technologie sont surtout ceux d'être une ressource stable; les centrales à concentration solaire à tour(s) ont des rendements élevés (supérieurs à 20 %) et permettent de produire la nuit lorsqu'elles sont associées à un stockage thermique et une hybridation avec une autre source.

Les centrales solaires thermodynamiques à tour fonctionnent grâce à un vaste champ héliostatique qui poursuit le Soleil afin de réfléchir ses rayons sur le récepteur au sommet de la tour. Les systèmes à champ d'héliostats sont ceux qui présentent le plus d'opportunités d'amélioration. En 30 ans de développement, beaucoup d'expériences ont déjà été accumulées. La performance de centrale solaire à tour dépend fortement de l'efficacité du champ solaire. En général le champ d'héliostats contribue à hauteur de 50 % du coût total du système.

En raison de l'erreur de suivi des héliostats, les rayons solaires concentrés vont dévier de leur trajectoire présélectionnée lors de l'opération de poursuite, ce qui influe sur la distribution régulière du flux thermique final dans l'absorbeur. Quand l'erreur de suivi augmente, la gamme de taches lumineuses sur le plan focal du champ d'héliostats est élargie et la perte augmente.

La minimisation de l'erreur de suivi des héliostats et la détermination des paramètres des axes qui reproduisent l'azimut et l'élévation ont permis de valider un modèle de simulation et d'estimation à partir de synthèses classiques. Tout comme pour un système réel, un modèle d'estimation basé sur les réseaux de neurones permet de prévoir les mouvements du champ d'héliostats d'une centrale solaire à tour. Cette méthode basée sur les réseaux de neurones est une nouvelle solution appliquée à l'exploration de la surveillance et du contrôle d'alignement du champ d'héliostats d'une centrale solaire à tour.

Les données des mouvements des héliostats ont été simulées à l'aide d'une procédure utilisant des formules astronomiques - donnant la position instantanée du soleil par rapport à un endroit précis de la terre- et les caractéristiques de la centrale. Les résultats d'estimation ont montré

que ce modèle assure une prévision précise des mouvements des héliostats sous le contrôle de l'ordinateur. C'est une excellente méthode d'estimation pour la surveillance et la commande du champ d'héliostats d'une centrale solaire à tour.

Chaque héliostat dispose de son propre système de guidage; il est équipé de deux moteurs qui le déplacent respectivement d'Est en Ouest (azimut) et de bas en haut (élévation ou site). Les trajectoires sont générées grâce à des articulations solidaires des moteurs. Le contrôle des moteurs est connu comme un grand défi en raison de la non-linéarité présentée dans le concept de ce type d'installation. Ainsi, plusieurs études ont été menées dans cette thèse où on a proposé de nouvelles méthodes pour contrôler les moteurs, elles sont basées sur les techniques d'intelligence artificielle, la logique floue, les réseaux de neurones et les méthodes auto-ajustables par logique floue. Ces méthodes permettent d'améliorer la commande du champ d'héliostats dans les centrales solaires à tour.

Les résultats présentés dans cette thèse sont très encourageants, car à partir du modèle de configuration de réseau neurones et un changement dans les règles de la logique floue, il sera possible d'augmenter encore plus les performances du système de commande.