



# **Aide à la décision pour l'Implantation des Stations Photovoltaïques couplées au Réseau électrique : Cas d'application au Mali.**

Amadou Fousseyni Touré

## **► To cite this version:**

Amadou Fousseyni Touré. Aide à la décision pour l'Implantation des Stations Photovoltaïques couplées au Réseau électrique : Cas d'application au Mali.. Sciences de l'ingénieur [physics]. Université de Paris8, 2020. Français. <NNT : >. <tel-04054745>

**HAL Id: tel-04054745**

**<https://hal.science/tel-04054745v1>**

Submitted on 1 Apr 2023

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



HAL Authorization

## UNIVERSITE DE PARIS VIII

ECOLE DOCTORALE N°224: COGNITION, LANGAGE,  
INTERACTION

### THESE DE DOCTORAT

Pour l'obtention du grade de :

Docteur de l'Université de Paris8-Vincennes-St DENIS

**Spécialité : Docteur en Productique-Génie Industriel**

Présentée et soutenue par :

**Amadou Fousseyni TOURE**

**Le 16/07/2020**

---

**Aide à la décision pour l'Implantation des Stations  
Photovoltaïques couplées au Réseau électrique : Cas  
d'application au Mali.**

---

### JURY

Mme Zineb SIMEU Abazi, Professeur à l'Université de Grenoble, **Présidente**  
M. Saïd AMARI, Maître de conférences à l'Université Paris13, **Rapporteur**  
M. Abdelkader CHAKER, Professeur à l'ENP d'Oran-Algérie, **Rapporteur**  
Mme Zohra CHERIF, Professeur à l'UTC, **Examinatrice**  
M. Abderrahman El MHAMEDI Professeur à l'université Paris8, **Directeur de Thèse**  
M. Badié DIOURTE Professeur à l'USTTB de Bamako, Mali, **Co-Directeur**  
M. Sid-Ali ADDOUCHE Maître de conférence à l'IUT de Montreuil, **Encadrant**  
M. Fadaba DANIOKO Maître de conférences à l'USTTB de Bamako, **Co-Encadrant**

*On ne peut rien faire contre la volonté d'Allah le tout  
puissant.*

*Feu. Fousseyni TOURE*

...

# Dédicace

*Je dédie ce travail qui est le résultat de plusieurs années de recherche :*

*A la mémoire de mon père que son âme repose en paix.*

*A mes mères pour toutes leurs souffrances pour nous.*

*A Madiouma DIAWARA et Banta DIANTA pour tous leurs soutiens de toute forme.*

*A toute la famille TOURE de près et de loin.*

# Remerciements



*Ce travail a été réalisé entre le laboratoire QUARTZ au sein de l'équipe de Modélisation et Génie des Systèmes Industriels (MGSI) à l'Université de Paris8 et l'Université des Sciences Techniques et Technologies de Bamako (USTTB) avec la contribution de plusieurs personnes que je tiens à les remercier.*

*Je voudrais tout d'abord remercier mon directeur de thèse, le Professeur Abderrahman El MHAMEDI pour la qualité du suivi et du soutien qu'il m'a accordé tout au long de ces années de recherche. Sa qualité humaine a largement contribué à l'aboutissement de ce travail.*

*Je tiens à remercier également mon co-directeur de thèse, le Professeur Badié DIOURTE pour le suivi, le soutien, la confiance et ses qualités humaines qui m'ont permis de m'appliquer sereinement durant ces années de recherche. J'adresse aussi mes plus sincères remerciements au professeur Adama KEITA ancien recteur de l'Université des Sciences Techniques et Technologies de Bamako. Sans son concours ce travail n'allait jamais être une réalité.*

*Mes vifs remerciements à mon encadrant Sid-Ali ADDOUCHE pour son aide, son sens d'écoute et suivi, et ses conseils judicieux. Sa patience, sa pédagogie et son œil critique m'ont été très précieux pour me guider à structurer mon travail pendant ces années de recherche. Je n'oublie pas mon co-encadrant Fadaba DANIOKO, que je remercie infiniment pour ses conseils et suivi tout au long de ces années de recherche.*

*Mes remerciements vont à l'endroit de tout le personnel de l'IUT de Montreuil plus particulièrement les membres de MGSI qui m'ont apporté leur écoute et leur savoir-faire par des échanges constructifs dans le cadre de la recherche. Merci à tous les doctorants de près et de loin, particulièrement Asma TROUDI et Imen Ben BRAHIM!*

*Mes sincères remerciements à mes grands frères incontestables Madiouma DIAWARA et Banta DIANKA pour leurs soutiens moraux, financiers durant mon séjour en France.*

*Vraiment je vous dis merci et seul le bon Dieu peut vous payer et qu'il vous paye de votre bienfait à mon égard. Je n'ai qu'un mot à vous dire, merci!*

*Cette thèse est le fruit de longues années de patience, de courage et de sacrifice de tous les membres de ma famille et de mes collaborateurs les plus chaleureux du Centre Polyvalent de Kati plus particulièrement sa directrice Aïssata dite Badialo CISSE et surtout mes femmes et mes enfants, qui sont et seront toujours ma source d'inspiration et de persévérance. Je n'oublie pas mes Mamans dont je n'ai jamais manqué de leurs amours et de leurs tendresses avant et pendant ces années de recherche.*

*Je ne peux dire qu'à tous merci, merci et merci!!!*

# Table des matières

|   |            |
|---|------------|
| <b>Dédicace</b>   | <b>ii</b>  |
| <b>Remerciements</b>  | <b>iii</b> |
| <b>Liste des Figures</b>  | <b>ix</b>  |
| <b>Liste des Tableaux</b>   | <b>xii</b> |
| <b>Abréviations</b>   | <b>xiv</b> |
| <b>Symboles</b>   | <b>xvi</b> |
| <b>Introduction Générale</b>  | <b>1</b>   |
| <b>1 Sources d'énergie électrique conventionnelle et renouvelable</b>       | <b>6</b>   |
| 1.1 Introduction . . . . .  | 7          |
| 1.2 Les différentes sources d'énergie électrique . . . . .                  | 8          |
| 1.2.1 Les sources conventionnelles d'énergie : charbon, gaz et nucléaire    | 8          |
| 1.2.2 L'énergie hydroélectrique . . . . .                                   | 9          |
| 1.2.3 L'énergie éolienne . . . . .  | 10         |
| 1.2.4 La biomasse . . . . .   | 11         |
| 1.2.5 L'énergie solaire par effet photovoltaïque ou thermique . . . . .     | 11         |
| 1.3 Les objectifs du Mali pour les énergies renouvelables photovoltaïques . | 12         |
| 1.4 Modules photovoltaïques . . . . .                                       | 14         |
| 1.4.1 Energie solaire . . . . .   | 14         |
| 1.4.2 Les bases des cellules PV . . . . .                                   | 15         |
| 1.4.3 Caractéristique de fonctionnement d'un PV . . . . .                   | 17         |
| 1.5 Système de conversion électroniques . . . . .                           | 20         |
| 1.6 Couplage des photovoltaïques aux réseaux électriques . . . . .          | 22         |
| 1.6.1 Nœud de couplage au réseau . . . . .                                  | 23         |
| 1.6.2 Tension au niveau de la connexion . . . . .                           | 23         |
| 1.6.3 Effets sur la tension . . . . .                                       | 24         |
| 1.6.4 Les limites thermiques . . . . .                                      | 25         |

|          |   |           |
|----------|---|-----------|
| 1.7      | Structures et objectifs du contrôle général d'un système photovoltaïque connecté au réseau . . . . .  | 25        |
| 1.8      | Conclusion . . . . .  | 26        |
| <b>2</b> | <b>Modélisation d'un système PV : suivi du point de puissance maximale (Maximum Power Point Tracking MPPT).</b>   | <b>28</b> |
| 2.1      | Introduction . . . . .  | 29        |
| 2.2      | Techniques de suivi du point de puissance maximale (MPPT) fonctionnant sous les conditions des profils de mission (irradiation solaire et température ambiante) variables . . . . . | 30        |
| 2.2.1    | Techniques de la tension et le courant constant (Constant-Voltage And Constant-Current MPPT) . . . . .  | 31        |
| 2.2.2    | Technique de Perturbation et Observation MPPT . . . . .   | 32        |
| 2.2.3    | La technique de la conduction progressive (Incrémental-Conductance) MPPT . . . . .  | 35        |
| 2.2.4    | Les techniques basées sur l'intelligence artificielle MPPT . . . . .  | 36        |
| 2.2.4.1  | Technique basée sur les réseaux de neurones artificiels . . . . .   | 36        |
| 2.2.4.2  | Technique basée sur la logique floue . . . . .  | 38        |
| 2.2.5    | Technique de simple capteur (Single-Sensor) MPPT . . . . .  | 39        |
| 2.2.6    | Les techniques basées sur les algorithmes d'optimisation numérique MPPT . . . . .   | 40        |
| 2.2.7    | Technique de contrôle de la corrélation d'ondulation (Ripple Correlation Control (RCC) MPPT) . . . . .  | 43        |
| 2.2.8    | Technique de contrôle de recherche de l'extremum (Extremum Seeking Control (ESC) MPPT) . . . . .  | 45        |
| 2.2.9    | Technique basée sur contrôle mode glissant (Sliding-Mode Control) MPPT . . . . .  | 46        |
| 2.3      | Comparaison des techniques MPPT pour les conditions variables de l'irradiation solaire . . . . .  | 47        |
| 2.4      | Conclusion . . . . .  | 48        |
| <b>3</b> | <b>Modélisation d'un contrôleur de suivi du point de puissance maximale avec l'hybridation des réseaux de neurones artificiels.</b>   | <b>50</b> |
| 3.1      | Introduction . . . . .  | 51        |
| 3.2      | Modélisation d'un module photovoltaïque sous Matlab/Simulink . . . . .  | 53        |
| 3.3      | Modélisation d'un MPPT hybride à partir du réseau de neurones artificiels . . . . .   | 57        |
| 3.3.1    | Technique MPPT à base du réseau de neurones artificiels . . . . .   | 57        |
| 3.3.2    | Modèle hybride de réseau de neurones artificiels . . . . .  | 58        |
| 3.3.3    | Formation des réseaux de neurones artificiels . . . . .   | 59        |
| 3.4      | Simulation et résultats . . . . .   | 61        |
| 3.5      | Conclusion . . . . .  | 63        |
| <b>4</b> | <b>Optimisation d'un système hybride photovoltaïque connecté au réseau électrique : cas d'étude du Mali</b>   | <b>65</b> |
| 4.1      | Introduction . . . . .  | 66        |



|          |  |            |
|----------|--|------------|
| 4.2      | Ressources solaires au Mali . . . . .  | 71         |
| 4.3      | Systèmes PV connectés aux réseaux électriques . . . . .  | 72         |
| 4.4      | Approche du cas d'étude . . . . .  | 74         |
| 4.5      | Simulation et résultats . . . . .  | 77         |
| 4.5.1    | Pour la décision d'acheter une puissance maximale de 50MW . . . . .  | 78         |
| 4.5.2    | Pour la décision d'acheter une puissance maximale 100MW . . . . .  | 79         |
| 4.5.3    | Comparaisons des deux cas . . . . .  | 80         |
| 4.6      | Analyse et discussions des résultats obtenus . . . . .   | 85         |
| 4.7      | Conclusion . . . . .   | 87         |
| <b>5</b> | <b>Modélisation d'un réseau électrique hybride sous contrainte de disponibilité des sources d'énergies par un réseau bayésien dynamique.</b> | <b>88</b>  |
| 5.1      | Introduction . . . . .   | 89         |
| 5.2      | Réseaux Bayésiens . . . . .  | 91         |
| 5.2.1    | Définition . . . . .   | 91         |
| 5.2.2    | Applications des RB dans la littérature . . . . .  | 93         |
| 5.2.3    | Réseaux Bayésiens Dynamiques (RBD) . . . . .   | 94         |
| 5.2.4    | Diagramme d'influence . . . . .  | 97         |
| 5.3      | Modélisation bayésienne du réseau d'interconnexion . . . . .   | 99         |
| 5.3.1    | Périmètre de modélisation pour le réseau Malien . . . . .  | 99         |
| 5.3.2    | Analyse des données de l'historique des données . . . . .  | 101        |
| 5.3.3    | Etude des critères d'optimisation . . . . .  | 103        |
| 5.3.3.1  | Coût des productions thermiques . . . . .  | 103        |
| 5.3.3.2  | Coût des énergies achetées . . . . .   | 104        |
| 5.3.3.3  | Bilan environnemental . . . . .  | 105        |
| 5.3.4    | Construction du modèle Bayésien . . . . .  | 107        |
| 5.3.4.1  | Représentation de la structure causale . . . . .   | 107        |
| 5.3.4.2  | Déclinaison en diagramme d'influence . . . . .   | 109        |
| 5.4      | Simulation et analyse du modèle bayésien . . . . .   | 110        |
| 5.4.1    | Optimisation itérative - Simulation de Monte-carlo . . . . .   | 110        |
| 5.4.2    | L'impact des productions photovoltaïques sur les énergies achetées . . . . .   | 112        |
| 5.4.3    | L'impact des productions photovoltaïques sur les productions thermiques . . . . .  | 114        |
| 5.4.4    | L'utilisation des systèmes PV simultanément avec des productions thermiques et des énergies achetées . . . . .                               | 115        |
| 5.4.5    | Discussion et conclusion . . . . .   | 118        |
| 5.5      | Aide à la décision pour l'implantation des systèmes solaires . . . . .   | 120        |
| 5.6      | Conclusion . . . . .   | 126        |
|          | <b>Conclusions et Perspectives</b>   | <b>128</b> |
|          | <b>Bibliographie</b>   | <b>131</b> |
|          | <b>Annexe 1 : L'outil de modélisation et de simulation « HOMER »</b>   | <b>i</b>   |

|                                     |            |
|-------------------------------------|------------|
| <b>Annexe 2 : Réseaux Bayésiens</b> | <b>iii</b> |
|-------------------------------------|------------|

|  |           |
|--|-----------|
| <b>Annexe 3 : Exemple de centrale Hybride « OUELESSEBOUGOU »</b> | <b>xi</b> |
|--|-----------|

# Table des figures

|     |   |    |
|-----|---|----|
| 1.1 | Exemple d'un bloc des systèmes photovoltaïques connectés aux réseaux électriques . . . . .  | 8  |
| 1.2 | Représentation d'une cellule photovoltaïque PV au silicium . . . . .  | 15 |
| 1.3 | Processus d'un photon générant un pair électron-trou . . . . .  | 16 |
| 1.4 | Courbe de la caractéristique de la puissance et courant de sorti du PV en fonction de la tension de sorti. . . . .  | 19 |
| 1.5 | Modèle électronique d'un convertisseur électronique élévateur DC/DC. . . . .  | 20 |
| 1.6 | Variation du point de puissance maximale en fonction de la variation de l'irradiation solaire (a) et de la charge (b). . . . .  | 21 |
| 1.7 | Exemple de flux des puissances et des charges. . . . .  | 22 |
| 1.8 | Bloc général de contrôle d'un réseau connecté au système PV (Pulse With Modulation PWM; Maximum Power Point Tracking MPPT) . . . .  | 26 |
| 2.1 | Un bloc diagramme d'un système de production PV comportant un suiveur du point de puissance maximale (Blaabjerg et Ionel, 2017). . . . .  | 29 |
| 2.2 | Caractéristique courant/tension et puissance/tension d'un module photovoltaïque. . . . .  | 31 |
| 2.3 | Une structure basée sur la technique de perturbation et observation P&O. . . . .  | 34 |
| 2.4 | Une structure de la technique basée sur la conduction progressive InC. . . . .  | 35 |
| 2.5 | Réseau neuronal à rétroaction multicouche. . . . .  | 37 |
| 2.6 | Un bloc diagramme du contrôleur à base de la logique floue. . . . .   | 39 |
| 2.7 | Algorithme d'exécution MPPT avec un large pas de perturbation. . . . .  | 42 |
| 2.8 | Un schéma block du diagramme de la technique basée sur Extremum Seeking Control (ESC) MPPT. . . . .   | 45 |
| 2.9 | Un bloc diagramme d'un système de contrôle mode glissant. . . . .   | 46 |
| 3.1 | La fiabilité recommandée aux niveaux des différentes parties du système PV couplé au réseau. . . . .  | 51 |
| 3.2 | Modèle d'une structure de base d'une cellule photovoltaïque PV. . . . .   | 54 |
| 3.3 | Modèle d'une cellule PV avec l'irradiation solaire, la température et la tension comme les entrées. . . . .   | 54 |
| 3.4 | : La courbe de l'intensité en fonction de la tension d'un exemple de cellule PV sous les conditions standard (rayonnement $G=1000W/m^2$ température $T=25^{\circ}C$ $AM=1,5$ ). . . . . | 55 |
| 3.5 | : La puissance en fonction de la tension d'un exemple de cellule PV sous les conditions standard (rayonnement $G=1000W/m^2$ température $T=25^{\circ}C$ $AM=1,5$ ). . . . .             | 56 |

|      |  |     |
|------|--|-----|
| 3.6  | Les courbes de dépendance de l'efficacité d'une cellule solaire aux variations des conditions climatiques. . . . .   | 56  |
| 3.7  | Une structure de la technique basée sur les réseaux de neurones (RNA). . . . .   | 58  |
| 3.8  | Structure de notre approche proposée. . . . .  | 59  |
| 3.9  | Architecture du réseau de neurones artificiels sous Matlab/Simulink. . . . .   | 59  |
| 3.10 | Contrôleur hybride ANN proposé. . . . .  | 60  |
| 3.11 | Le bloc diagramme du contrôleur hybride des réseaux de neurones artificiels MPPT sous Matlab/Simulink. . . . .   | 61  |
| 3.12 | Les puissances de sortie des contrôleurs P&O et ANN-hybride (a) et leurs charges correspondantes (b) sous les conditions de l'irradiation et de la température variable. . . . . | 62  |
| 3.13 | Les différentes puissances sous les conditions de variation de l'irradiation solaire et la température ambiante. . . . .   | 63  |
| 4.1  | Evolution du combustible consommé pour la production d'électricité de 2000 à 2014. . . . .   | 67  |
| 4.2  | Coordonnées du site de Bamako sous ©meteonorm. . . . .   | 68  |
| 4.3  | L'irradiation global annuel du site de Bamako sous ©meteonorm. . . . .   | 68  |
| 4.4  | La durée de d'ensoleillement moyenne mensuel du site de Bamako sous ©meteonorm. . . . .  | 69  |
| 4.5  | La variation de la température maximale et minimale du site de Bamako sous @meteonorm. . . . .   | 72  |
| 4.6  | Répartition mondiale du rayonnement solaire annuel en kWh/m <sup>2</sup> © meteonorm; . . . . .  | 73  |
| 4.7  | Schéma de base d'un système de production d'énergie photovoltaïque connecté à un réseau électrique. . . . .  | 74  |
| 4.8  | Structure du poste de distribution de Balingué. . . . .  | 75  |
| 4.9  | Les courbes des variations des différentes productions et de la charge mensuelle. . . . .  | 76  |
| 4.10 | Energies annuelles obtenues à partir de la base des données disponible. . . . .  | 77  |
| 4.11 | Le modèle du système sous "HOMER" . . . . .  | 77  |
| 4.12 | Production annuelle thermique, d'énergie achetée et système PV. . . . .  | 82  |
| 4.13 | La consommation de combustible au cours de la production thermique . . . . .   | 82  |
| 4.14 | Les courbes des puissances sur une année. . . . .  | 83  |
| 4.15 | Les courbes des puissances sur un trimestre. . . . .   | 83  |
| 4.16 | Les courbes des puissances sur une semaine. . . . .  | 84  |
| 4.17 | Les courbes des puissances sur une journée. . . . .  | 85  |
| 5.1  | Exemple de modélisation d'un système PV connecté au réseau électrique. . . . .   | 92  |
| 5.2  | Exemple de réseau bayésien dynamique (Ghorbel,2013) . . . . .  | 96  |
| 5.3  | Clonage d'un réseau bayésien en fonction du temps sur un horizon fini. . . . .   | 97  |
| 5.4  | Aperçu du réseau électrique interconnecté du Mali. . . . .   | 99  |
| 5.5  | Principe de fonctionnement du réseau national interconnecté du Mali. . . . .   | 100 |
| 5.6  | Réseau d'interconnexion de la fourniture d'électricité du Mali. . . . .  | 101 |
| 5.7  | Productions mensuelles des différentes sources de production. . . . .  | 102 |

|      |  |     |
|------|--|-----|
| 5.8  | La répartition des productions annuelles. . . . .  | 103 |
| 5.9  | Contenue en CO <sub>2</sub> du kWh à la production selon les filières Source :<br>Base carbone Ademe. Nota : Ces sources intègrent les émissions directs<br>et indirectes à la production (*). . . . . | 106 |
| 5.10 | Modèle Bayésien du réseau d'interconnexion du Mali. . . . .  | 108 |
| 5.11 | Modèle Bayésien Dynamique du réseau d'interconnexion du Mali. . . . .  | 109 |
| 5.12 | Les émissions des gaz à effet de serre avant et après l'utilisation des<br>systèmes PV. . . . .  | 114 |
| 5.13 | La tendance des différentes productions en fonction des prévisions. . . . .  | 116 |
| 5.14 | La quantité de dioxyde de carbone émise pour les différentes prévisions. . . . .   | 117 |
| 5.15 | Les coûts de production annuel des différentes productions. . . . .  | 118 |
| 5.16 | Les différentes irradiations globales horizontales des quatre villes. . . . .  | 121 |
| 5.17 | Les différentes irradiations diffuses horizontales des quatre villes. . . . .  | 122 |
| 5.18 | Les différentes irradiations normales diffuses des quatre villes. . . . .  | 122 |
| 5.19 | L'histogramme comparatif des différentes irradiations solaires des quatre<br>villes. . . . .   | 123 |
| 5.20 | Les températures maximale et minimale des quatre villes. . . . .   | 123 |
| 5.21 | Les énergies annuelles du système solaire de 36 MW, si on l'implante<br>dans les différentes villes. . . . .   | 124 |
| 5.22 | Les productions maximale et minimale des différentes villes. . . . .   | 125 |
| 5.23 | La courbe des différentes productions mensuelles durant les douze (12)<br>mois. . . . .  | 126 |

# Liste des tableaux

|     |  |     |
|-----|--|-----|
| 1.1 | Objectifs de l'état Malien pour les énergies renouvelables connectées aux réseaux de distribution électrique. . . . .                            | 13  |
| 1.2 | Objectifs de l'état Malien pour les énergies renouvelables non connectées aux réseaux de distribution électrique. . . . .                        | 14  |
| 1.3 | Approximativement de la valeur nominale d'un générateur pouvant être relié à un réseau de tension donnée. . . . .                                | 24  |
| 2.1 | Tableau de comparaison des caractéristiques fonctionnelles des méthodes MPPT. . . . .  | 47  |
| 3.1 | Spécificité des données d'un module PV MSX-60 . . . . .  | 62  |
| 4.1 | Tableau du rayonnement solaire et de la température au Mali . . . . .  | 71  |
| 4.2 | L'Energie consommée, produite et achetée par mois et par an. . . . .   | 76  |
| 4.3 | Récapitulatif de la production pour un achat d'une puissance maximale de 50 MW. . . . .  | 78  |
| 4.4 | L'énergie achetée auprès de la Côte d'Ivoire pour une puissance maximale de 50 MW. . . . .   | 79  |
| 4.5 | Récapitulatif de la production pour un achat d'une puissance maximale de 100 MW. . . . .   | 79  |
| 4.6 | L'énergie achetée auprès de la Côte d'Ivoire pour une puissance maximale de 100 MW. . . . .  | 80  |
| 4.7 | Statistiques de la production et de la consommation de combustible. . . . .  | 81  |
| 4.8 | Statistiques des émissions des gaz à effet de serre. . . . .   | 81  |
| 5.1 | Les données annuelles des différentes productions de l'énergie du Mali. . . . .  | 102 |
| 5.2 | Récapitulatif des calculs de la consommation en carburant. . . . .   | 104 |
| 5.3 | Coûts de production des énergies thermiques et des énergies importées. . . . .   | 105 |
| 5.4 | Les différentes énergies annuelles produites et leurs coûts de production sans les systèmes PV. . . . .  | 111 |
| 5.5 | Les différents polluants pour la simulation sans les systèmes PV. . . . .  | 112 |
| 5.6 | Le coût d'investissement d'un système PV de 30MW pour les différentes technologies. . . . .  | 112 |
| 5.7 | Les différentes énergies annuelles produites et leurs coûts de production avec les systèmes PV en jouant sur les énergies achetées. . . . .      | 113 |
| 5.8 | Les différentes énergies annuelles produites et leurs coûts de production avec les systèmes PV en jouant sur les productions thermiques. . . . . | 114 |

---

|      |   |     |
|------|---|-----|
| 5.9  | Les différents polluants pour la simulation sans les systèmes PV. . . . . | 115 |
| 5.10 | Les coordonnées géographiques des différentes villes. . . . .             | 120 |
| 5.11 | Les coordonnées géographiques des différentes villes. . . . .             | 125 |

# Abréviations

|                 |   |
|-----------------|---|
| <b>AC</b>       | <b>A</b> lternative <b>C</b> urrent   |
| <b>AER</b>      | Agence des <b>E</b> nergies <b>R</b> enouvelables   |
| <b>AMADER</b>   | Agence <b>M</b> alienne pour le <b>D</b> éveloppement de l’ <b>E</b> nergie Domestique et de l’ <b>E</b> lectrification |
| <b>ANADEB</b>   | Agence <b>N</b> ationale pour le <b>D</b> éveloppement des <b>B</b> iocarburants  |
| <b>CCGT</b>     | <b>C</b> ombined <b>C</b> ycle <b>G</b> as <b>T</b> urbines   |
| <b>CNESOLER</b> | <b>C</b> entre <b>N</b> ational pour l’ <b>E</b> nergie <b>S</b> olaire et les <b>E</b> nergies <b>R</b> enouvelables   |
| <b>CPV</b>      | <b>C</b> oncentrated <b>P</b> hoto <b>V</b> oltaic  |
| <b>CSP</b>      | <b>C</b> oncentrated <b>S</b> olar <b>P</b> ower  |
| <b>DC</b>       | <b>D</b> irect <b>C</b> urrent  |
| <b>DHI</b>      | <b>D</b> iffuse <b>H</b> orizontal <b>I</b> rradiance   |
| <b>DHT</b>      | <b>D</b> istorsion <b>H</b> armonique <b>T</b> otale  |
| <b>DNE</b>      | <b>D</b> irection <b>N</b> ationale de l’ <b>E</b> nergie   |
| <b>DSP</b>      | <b>D</b> igital <b>S</b> ignal <b>P</b> rocessing   |
| <b>DU</b>       | <b>D</b> épart <b>U</b> rbaine  |
| <b>EDM</b>      | <b>E</b> nergie <b>D</b> u <b>M</b> ali   |
| <b>ER</b>       | <b>E</b> nergies <b>R</b> enouvelables  |
| <b>ESC</b>      | <b>E</b> xtremum <b>S</b> eeking <b>C</b> ontrol  |
| <b>FPGA</b>     | <b>F</b> ield <b>P</b> rogrammable <b>G</b> ate <b>A</b> rray   |
| <b>GHI</b>      | <b>G</b> lobal <b>H</b> orizontal <b>I</b> rradiance  |
| <b>GWh</b>      | <b>G</b> iga <b>W</b> att- <b>h</b> eure  |
| <b>IGBT</b>     | <b>I</b> nsulated <b>G</b> ate <b>B</b> ipolar <b>T</b> ransistors  |
| <b>InC</b>      | <b>I</b> ncrémental <b>C</b> onductance   |
| <b>KV</b>       | <b>K</b> ilo <b>V</b> olt   |
| <b>kVA</b>      | <b>K</b> ilo <b>V</b> olt <b>A</b> mpère  |



---

|                |  |
|----------------|--|
| <b>MOSFET</b>  | <b>Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor</b> |
| <b>MPPT</b>    | <b>Maximum Power Point Tracking</b>                      |
| <b>MVA</b>     | <b>Méga Volt Ampère</b>                                  |
| <b>MW</b>      | <b>Méga Watts</b>  |
| <b>MWh</b>     | <b>Méga Watt-heure</b>                                   |
| <b>P&amp;O</b> | <b>Perturbation et Observation</b>                       |
| <b>PANER</b>   | <b>Plan d'Action National des Energies Renouvelables</b> |
| <b>PCC</b>     | <b>Point of Common Coupling</b>                          |
| <b>PF</b>      | <b>Point de Fonctionnement</b>                           |
| <b>PI</b>      | <b>Proportional Integral</b>                             |
| <b>PPM</b>     | <b>Point de Puissance Maximale</b>                       |
| <b>PV</b>      | <b>PhotoVoltaic</b>                                      |
| <b>PVT</b>     | <b>PhotoVoltaic Thermique</b>                            |
| <b>PWM</b>     | <b>Pulse Width Modulation</b>                            |
| <b>RB</b>      | <b>Réseau Bayésien</b>                                   |
| <b>RBD</b>     | <b>Réseau Bayésien Dynamique</b>                         |
| <b>RCC</b>     | <b>Ripple Correlation Control</b>                        |
| <b>RNA</b>     | <b>Réseau de Neurones Artificiels</b>                    |
| <b>UE</b>      | <b>Union Européenne</b>                                  |
| <b>USA</b>     | <b>Etats Unis d'Amérique</b>                             |

# Symboles

|           |  |                     |
|-----------|--|---------------------|
| $a$       | Constante d'idéalité                                   |                     |
| $C_p$     | Capacitance parallèle                                  | (F)                 |
| $c(t)$    | La fonction de corrélation                             |                     |
| $D$       | Cycle périodique                                       |                     |
| $D_{opt}$ | Cycle périodique optimal                               |                     |
| $D_{max}$ | Valeur maximale du cycle périodique                    |                     |
| $G_n$     | Irradiation solaire nominal dans les condition normale | (W/m <sup>2</sup> ) |
| $G$       | Irradiation solaire                                    | (W/m <sup>2</sup> ) |
| $I_{PV}$  | Courant du PV  | (A)                 |
| $I_S$     | Courant de sortie du convertisseur                     | (A)                 |
| $I_d$     | Courant de la diode                                    | (A)                 |
| $I_{ph}$  | Intensité du photocellule                              | (A)                 |
| $I_{ref}$ | Courant de référence                                   | (A)                 |
| $I_s$     | Courant de diode à la saturation                       | (A)                 |
| $I_{scn}$ | Courant nominal de court-circuit                       | (A)                 |
| $K_i$     | Coefficient de température                             |                     |
| $K_v$     | Coefficient de température de la tension               |                     |
| $L_m$     | Inductance magnétique du transformateur                | (H)                 |
| $L_s$     | Inductance série                                       | (H)                 |
| $N_0$     | Nombre de neurones de sortie                           |                     |
| $N_1$     | Nombre de neurones d'entrée                            |                     |
| $N_h$     | Nombre de neurones                                     |                     |
| $N_E$     | Nombre d'échantillons de formation                     |                     |

|             |  |  |
|-------------|--|--|
| $N_S$       | Nombre de cellules PV en série                     |  |
| $P_{GN}$    | Puissance nominale                                 | (W)  |
| $P_{PV}$    | Puissance du PV                                    | (W)  |
| $R$         | La charge  | ( $\Omega$ )                                 |
| $R_{opt}$   | Résistance optimale                                | ( $\Omega$ )                                 |
| $R_s$       | Resistance série                                   | ( $\Omega$ )                                 |
| $R_{sh}$    | Resistance de shunt                                | ( $\Omega$ )                                 |
| $S_k$       | Niveau de défaut au nœud de connexion k            |  |
| $T_n$       | Température nominale dans les condition normale    | ( $^{\circ}C$ )                              |
| $T$         | Température  | ( $^{\circ}C$ )                              |
| $V_{PV}$    | Tension du PV                                      | (V)  |
| $V_S$       | Tension de sortie du convertisseur                 | (V)  |
| $V_d$       | Tension de la diode                                | (V)  |
| $V_{max}$   | Tension maximale                                   | (V)  |
| $V_{min}$   | Tension minimale                                   | (V)  |
| $V_{ocn}$   | Tension nominale en circuit ouvert                 | (V)  |
| $V_{ref}$   | Tension de référence                               | (V)  |
| $V_t$       | Tension thermique de la jonction                   | (V)  |
| $\Delta wn$ | Variation des poids pour n itérations              |  |
| $k$         | Constante de Boltzmann                             | (environ $1,3807 \times 10^{-23} J.K^{-1}$ ) |
| $q$         | Charge électronique                                | ( $1,60217662 \times 10^{-19} C$ )           |
| $\alpha$    | Constante déterminant la vitesse de la convergence |  |
| $\delta$    | La durée du régime                                 |  |
| $\eta$      | Taux de formation                                  |  |

# Introduction Générale

L'accès à l'électricité et à l'approvisionnement fiable en énergie sont des éléments clés qui soutiennent le développement économique local et, qui contribuent à réduire la pauvreté. A cela, s'ajoute aujourd'hui la problématique de la protection environnementale comme composante du développement durable. La forte demande énergétique ainsi que les consommations quotidiennes croissent très rapidement selon les saisons (hiver et été), l'épuisement et l'impact des gisements d'énergie fossile deviennent de plus en plus importants et menaçants. Alors, la production d'énergie en quantité et en qualité est un défi de grande importance ; la dépendance vis-à-vis des combustibles fossiles en tant que source d'énergie primaire entraînera l'épuisement des combustibles, la pollution de l'environnement et un impact extrêmement négatif sur la santé humaine ([Almasoud et Gandayh, 2015](#)).

Pour faire face à ces nombreux défis, des politiques et mécanismes appropriés au niveau national et régional ont été mis en œuvre. Aujourd'hui, face aux conséquences néfastes du changement climatique, il est important de maintenir la hausse de la température mondiale en dessous de 2°C et viser une augmentation maximale de seulement 1,5°C ([Dominković et al., 2017](#)). Dans de telles conditions, la mise en œuvre des centrales hybrides photovoltaïques (PV)-réseau électrique pour la production d'électricité réduira le niveau des émissions de CO<sub>2</sub> et contribuera également à accroître les revenus ([Ramli et al., 2016](#)).

Pour atteindre ces objectifs et réduire l'effet de serre, le recours aux diverses énergies renouvelables qui sont des ressources abondantes, propres, et accessibles à tous constitue une solution alternative durable, ([Noman et al., 2017](#)). Par conséquent, de nombreux pays commencent à inclure des programmes d'énergie solaire dans leur planification afin de soutenir le développement durable et la protection de l'environnement : économie verte. Entre 1998 et 2008 dans le monde, les sources de production solaire et éolienne ont connu des taux de croissance annuels moyens les plus intéressants. Ils ont en effet augmenté respectivement de 29,6 et de 29,4% par an ([Voyant, 2011](#)).

Au Mali, la forte dépendance des importations de pétrole, la croissance de la demande et le bas taux d'électrification ont poussé les plus hautes autorités à recourir à des solutions

technologiques diversifiées pour la satisfaction des besoins énergétiques dont les énergies renouvelables, particulièrement le photovoltaïque, pour lequel le pays dispose d'un important potentiel. Au Mali le secteur électrique de l'énergie est aujourd'hui confronté à de nombreux défis qui sont :

- La variabilité climatique qui rend l'approvisionnement en électricité du pays (fortement dépendant de l'énergie électrique à hauteur de 55% de son approvisionnement sur le réseau) de plus en plus vulnérable et peu fiable. Le changement climatique devrait aggraver davantage la situation.
- La dépendance au pétrole pour l'ajustement de son approvisionnement électrique. Les importations de pétrole sont en constante augmentation en raison de la demande d'une population en croissance rapide (qui double tous les 25 ans) et de la croissance économique (la demande d'électricité croît de 10% par an). Cette situation expose l'économie malienne dans son ensemble à la volatilité des prix du pétrole et la met sous pression de réserves étrangères.
- Un faible taux d'électrification 55% en zone urbaine, 15% dans les villes rurales. Cependant, en raison de sa situation géographique, le Mali possède un ensoleillement très important. La ressource en énergie solaire est considérable et aujourd'hui quasiment inexploitée.

Dans ce contexte, le gouvernement du Mali s'est fixé comme objectifs spécifiques d'atteindre un taux d'électrification de 55% avec une contribution de 10% des énergies renouvelables d'ici 2015. Pour cela, ces objectifs ne pourront être atteints sans surmonter plusieurs types de contraintes qui sont :

- Des contraintes institutionnelles : faiblesse des processus de planification, manque de cadre pour un partenariat public/privé spécifique pour les projets d'énergies renouvelables raccordés au réseau,
- Des contraintes économiques et financières : faiblesse des institutions financières nationales, coûts d'investissement élevés des technologies des énergies renouvelables, mesures financières peu attractives pour les investissements privés, difficultés à canaliser les sources de financement internationales pour le développement à grande échelle des énergies renouvelables,
- Des contraintes techniques : capacités limitées des ressources humaines du secteur énergétique, nombre limité d'études et d'évaluations d'impact des énergies

renouvelables pour la production d'électricité, ne créant pas les conditions adéquates pour une approche programme solide.

Pour toutes ces raisons, l'étude des systèmes hybrides photovoltaïques couplés au réseau électrique s'avère de plus en plus intéressante malgré que la gestion de la production de ces photovoltaïques pose énormément de problèmes vu son statut intermittent. Ainsi nous avons décidé de mener une étude approfondie d'un système hybride photovoltaïque réseau électrique en termes de modélisation et d'évaluation de performance. L'objectif est d'augmenter la contribution des sources d'énergie renouvelable à la production électrique en général et en particulier au Mali. Dans cette dynamique, nous avons ciblé trois contributions majeures autour de notre thématique.

La première contribution a été focalisée sur la maximisation de la production des modules photovoltaïques en modélisant et simulant un contrôleur de poursuite du point de puissance maximale des modules/rangés PV avec les réseaux de neurones artificiels. Pour la simulation nous avons utilisé l'outil de modélisation et de simulation Matlab/Simulink.

La deuxième contribution s'est portée sur une étude d'optimisation d'un système hybride photovoltaïque-réseau électrique avec un cas d'étude du Mali. Dans ce travail, nous avons couplé un système PV d'une capacité de 30MW au plus grand poste de distribution de l'énergie du Mali à Bamako. L'objectif était de faire ressortir l'apport de la production solaire pour diminuer d'une part la production d'énergie thermique qui diminuera à son tour les effets néfastes sur les conditions climatiques et d'autre part maîtriser l'énergie achetée avec le pays voisin. L'outil de modélisation et de simulation « HOMER » est utilisé pour cette étude de simulation.

La troisième contribution traite une modélisation d'un système hybride photovoltaïque-réseau électrique avec les réseaux bayésiens. Trois systèmes PV d'une capacité chacun de 30MW sont connectés à l'ensemble de réseau d'interconnexion de l'énergie du Mali. Cette étude vise à fournir un outil d'aide à la décision pour l'implémentation d'un système PV sur le réseau de distribution d'énergie du Mali. Une simulation dynamique sur la période d'une année est effectuée pour indiquer les points idéaux de couplage. Une étude des coûts d'investigation et de maintenance est également traitée, pour les simulations du processus technique et l'évaluation économique de l'étude, nous avons

localisé les sites de Kita, Kayes et Fana qui disposent a priori des conditions techniques et d'environnement appropriés : bon ensoleillement, présence d'eau de refroidissement (proximité du fleuve), proximité du réseau interconnecté et proximité des grands centres de consommation. Nous y avons utilisé aussi la modélisation et simulation Bayésienne sous Bayesialab.

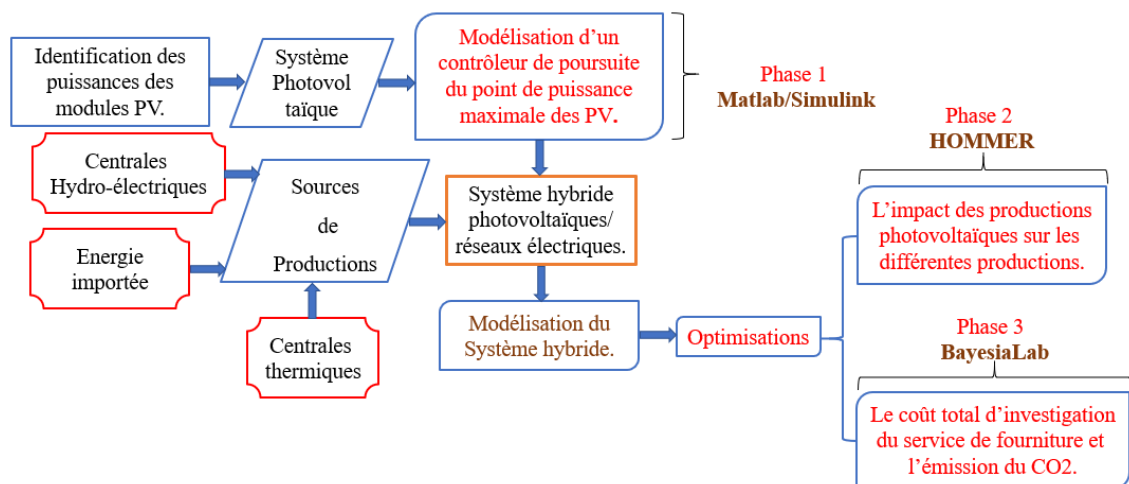
Le travail de thèse dans ce rapport est organisé autour de cinq (5) chapitres :

- Le premier chapitre présente le contexte général de notre travail de recherche qui porte sur l'aide à la décision pour l'implantation de stations photovoltaïques dans le réseau de fourniture électrique du Mali. Pour cela nous avons abordé une étude de généralités sur les systèmes photovoltaïques connectés aux réseaux électriques. Les différentes sources d'énergie électriques, les objectifs de l'État malien pour les énergies solaires une étude de l'impact des modules PV sur les réseaux électriques et les objectifs des contrôles pour minimiser cet impact seront également présentés.
- Dans le deuxième chapitre, nous aborderons une étude poussée sur les différentes méthodes de poursuite du point de puissance maximale (Maximum Power Point Tracking MPPT) dans la littérature et finir par une conclusion comparative de ces différentes techniques.
- Le troisième chapitre propose notre démarche basée sur une nouvelle technique MPPT de poursuite avec l'hybridation de réseau de neurones qui est une contribution majeure. Un contrôleur MPPT hybride à base du réseau de neurone artificiel est proposé. Le MPPT hybride est composé de deux réseaux de neurone, le premier réseau comporte deux entrées et deux sorties ; les entrées sont l'irradiation solaire et la température ambiante et les sorties sont la tension et le courant de sortie de référence. Le second réseau à deux entrées et une sortie ; les entrées utilisent les sorties du premier réseau et la sortie sera le cycle périodique qui commande le convertisseur DC/DC.
- Dans le quatrième chapitre, nous menons une étude d'optimisation d'un système hybride photovoltaïque réseau électrique. Nous appliquons notre approche sur le plus grand poste de distribution de la capitale du Mali (Bamako). Pour la simulation, nous utilisons l'outil de modélisation et simulation « HOMER ».

- Le cinquième chapitre sera axé sur la modélisation de la disponibilité des productions solaires, pour aider le dispatcher à prédire une estimation fiable des achats auprès des fournisseurs de Manantali et l'interconnexion de Côte d'Ivoire utilisant le réseau bayésien. Cela permet aussi au système interconnecté de répondre à trois exigences essentielles : la stabilité, l'économie et surtout la continuité du service qui n'est pas toujours le cas, car le réseau est souvent exposé à des incidents qui peuvent interrompre ce service et causer des pertes financières importantes pour l'industrie et des inconvénients pour les consommateurs ordinaires. Ce facteur est important dans le domaine de la maintenance : coût de non efficacité des équipements.

Enfin, nous terminons par une conclusion générale et les perspectives possibles à ces travaux. Une bibliographie est faite et des annexes relatives aux logiciels qui nous ont servi dans notre modélisation et simulation.

La démarche globale qui résume mon approche est la suivante ; cette approche a été développée en trois phase.





# **Chapitre 1**

## **Sources d'énergie électrique conventionnelle et renouvelable**

## 1.1 Introduction

Les ressources d'énergie conventionnelle peuvent s'épuiser dans le futur avec le développement rapide de l'économie mondiale. La consommation et l'efficacité de l'énergie sont devenues deux sujets de grand intérêt à nos jours. A travers le déploiement des énergies renouvelables la durabilité peut être maintenue et réduira la probabilité de crise d'énergie. Les sources d'énergies conventionnelles telles que les nucléaires ou les combustibles fossiles (charbon, pétrole et gaz) dépendent des matières extraites du sous-sol, qui deviennent de plus en plus rares. Chacune de ces sources induit des impacts écologiques plus ou moins importants à long terme, comme le changement climatique, la pollution de l'atmosphère par les émissions du CO<sub>2</sub>, et autres.

A l'opposé nous avons des sources d'énergie renouvelables qui proviennent de flux naturels qui sont plus ou moins permanents. Elles utilisent une infime partie de ces flux et elles sont inoffensives pour l'environnement naturel localement et globalement. Parmi les énergies renouvelables, l'énergie issue des systèmes photovoltaïques (PV) présente des intérêts immenses (usage domestique, éclairage public, couplage au réseau électrique et autre). Etant une ressource continue et inépuisable, l'énergie solaire est par conséquent largement utilisée, soit d'une manière passive ou active ([Blaabjerg et Ionel, 2017](#)). A présent, les techniques d'énergie active solaire dépendent de comment l'énergie solaire est convertie en électricité, les trois technologies suivantes sont généralement utilisées : photovoltaïque (PV), photovoltaïque concentrée (CPV=Concentrated Photovoltaic) et la puissance solaire concentré (CSP= Concentrated Solar Power) ([Blaabjerg et Ionel, 2017](#)).

Les systèmes photovoltaïques connectés aux réseaux électriques comme le schéma de base illustré en figure 1.1 ([Yang et al., 2015](#)), comporte un convertisseur électronique de puissance DC/DC qui assure une production d'énergie maximale à travers un suiveur de point de puissance maximale et un convertisseur DC/AC pour l'interconnexion au réseau.

La réduction considérable du prix des cellules PV et les taxes d'encouragement national et régional ont contribué au déploiement d'un très grand nombre des systèmes PV dans le monde. Au même moment, les progrès de la technologie ont fait augmenter la fiabilité

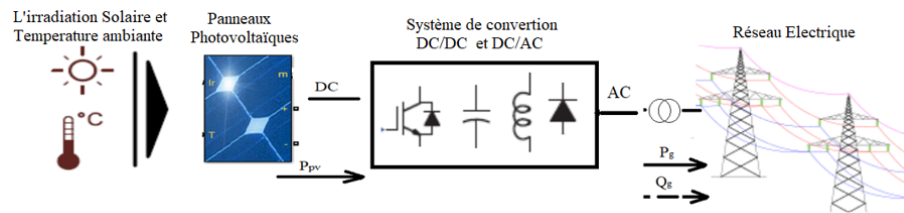


FIGURE 1.1 – Exemple d'un bloc des systèmes photovoltaïques connectés aux réseaux électriques

de ces systèmes. La durée de vie de certains systèmes pouvant en effet s'étendre jusqu'à 25 ans ou plus. Pour mieux cerner les enjeux des énergies renouvelables, nous aborderons dans la section suivante une étude de généralités sur les systèmes photovoltaïques connectés aux réseaux électriques : les différentes sources d'énergie électriques, les objectifs de l'État malien pour les énergies solaires, une étude de l'impact des modules PV sur les réseaux électriques et les objectifs des contrôles pour minimiser cet impact.

## 1.2 Les différentes sources d'énergie électrique

Ici, nous décrivons les caractéristiques essentielles des diverses installations génératrices en électricité. Le cas des sources conventionnelles ou dites « classiques » est vite exploré bien qu'elles constituent l'écrasante majorité de l'alimentation des réseaux existants, dans lesquels les énergies renouvelables n'ont encore que peu de place, elles ne font pas l'objet de notre recherche. Les centrales électriques classiques resteront longtemps encore en service pour assurer la transition vers un système électrique où les énergies renouvelables (ER) prendront une part de plus en plus grande.

### 1.2.1 Les sources conventionnelles d'énergie : charbon, gaz et nucléaire

Les générateurs utilisant les combustibles d'origine fossile ont des diverses caractéristiques. Les centrales nucléaires ont généralement peu de souplesse et sont plutôt prévues pour fonctionner à puissance constante. En opérant de cette manière, on s'impose

qu'une fraction de la charge du réseau soit toujours présente : c'est la charge minimale de base. Le rendement des centrales au charbon varie entre 30% et 40% et dépend beaucoup de la manière dont la conversion énergie chimique/énergie mécanique est effectuée. La conversion en électricité de l'énergie thermique a considérablement amélioré ces deux dernières décennies grâce au développement des turbines à cycle combiné gaz/vapeur (en anglais CCGT pour Combined Cycle Gas Turbines). Dans ce procédé, le gaz, généralement le gaz naturel, est brûlé à une température avoisinant les 1000°C afin d'entraîner une turbine adaptée à cette température et le gaz chaud sortant est récupéré pour produire de la vapeur d'eau qui va vers une turbine à vapeur analogue à celle des centrales thermiques classiques. Les deux turbines entraînent deux générateurs distincts reliés au réseau.

En augmentant la température de combustion, les rendements de 50% peuvent être facilement atteints, et on espère même atteindre les 60% pour la prochaine génération de ce type de centrale. La conception d'une installation génératrice d'électricité a une conséquence directe sur le temps de réponse (en montée en puissance par exemple), temps qui peut intervenir sur la régulation de la demande de consommation du réseau. La capacité à suivre les fluctuations de cette demande tient compte pour l'essentiel du comportement de l'ensemble des centrales thermiques.

Ainsi, il faut plusieurs heures pour que des centrales au charbon, équipées de grandes chaudières, parviennent à la pleine puissance en partant de l'arrêt. Au contraire, les turbines à gaz peuvent atteindre le plein régime en quelques minutes et les centrales gaz/vapeur (CCGT) sont quelque part entre ces deux types d'installation. Les innovations dans les conceptions, qui ont eu pour but d'améliorer le rendement de la conversion énergie chimique/énergie mécanique, peuvent avoir pour conséquence la réduction de la souplesse du réglage de la puissance.

### **1.2.2 L'énergie hydroélectrique**

L'énergie hydroélectrique est une forme indirecte de l'énergie solaire. Les rayons solaires incidents provoquent l'évaporation de l'eau de la mer, et dans une moindre mesure de certains endroits sur la terre et la vapeur d'eau produite monte ; au fur et à mesure

qu'il monte, il y a détente et refroidissement. Une condensation sous forme de nuages se forme en résultant des pluies sur la terre à haute altitude. L'eau obtenue acquiert ainsi de l'énergie provenant du soleil.

L'énergie hydroélectrique est donc une partie de l'énergie potentiel extraite de l'énergie solaire. Les centrales hydroélectriques de puissance importante utilisent les réserves d'eau importantes, généralement créées par des barrages sur rivière. En fonctionnement, l'eau s'écoule du réservoir dans les canalisations sous contrôle, pour entraîner des turbines spécialisées, provoquant la rotation des générateurs électriques. Le stockage de l'eau dans le réservoir nous permet de suivre la charge du générateur à tout instant. La capacité de stockage en énergie (exprimé généralement en MWh) est limitée. Aussi le but de ces centrales est généralement de fournir de la puissance, de temps en temps, durant les pointes de consommation et ainsi maximiser les ressources. Les barrages hydroélectriques sont placés là où il y a un grand dénivelé (égal à la hauteur de la chute d'eau).

### **1.2.3 L'énergie éolienne**

Les sources des vents des énergies éoliennes proviennent d'une variété de mouvements de masses d'air. Ces mouvements d'air sont créés à grande quantité par les différences de chauffage atmosphérique terrestre dues aux rayons du soleil. L'énergie éolienne tout comme l'énergie hydroélectrique, est également une forme indirecte d'énergie solaire. Au niveau de l'équateur, l'air est chauffé plus fortement que sous les autres altitudes ; il devient ainsi plus léger et moins dense. Cet air chaud monte à des hautes altitudes et alors des vents se produisent vers le nord et vers le sud en direction des pôles où l'air près de la surface est plus frais.

La vitesse du vent, pour un site donné, est variable, en continu. Il y a des changements en moyenne annuelle, d'année en année, avec la saison, par une météorologie éphémère, sur une base journalière, ou même de seconde en seconde (en cas de turbulence). Tous ces changements selon différentes échelles de temps, peuvent poser problème pour prédire la quantité d'énergie récupérable sur un site, en moyenne annuelle ou saisonnière.

### 1.2.4 La biomasse

La biomasse diffère considérablement des autres sources d'énergie renouvelable en ce sens qu'elle prend la forme de combustible qu'on peut le stocker et l'utiliser pour produire de l'énergie électrique en fonction des besoins, de la même façon que les combustibles fossiles.

Cependant, à la différence des combustibles fossiles, l'utilisation de la biomasse est souvent limitée par la densité énergétique du combustible stocké. Elle doit donc être produite et utilisée sur place, car les pertes d'énergies lors de son transport sur une longue distance risquent de dépasser la quantité d'énergie transportée. Ce qui montre que l'énergie obtenue par les centrales biomasses est faible par rapport à celles des conventionnelles (basées sur l'approvisionnement locale en matières premières) et elle a les caractéristiques des générateurs dispersés et intermittents à petite capacité. Il existe trois manières de convertir l'énergie de la biomasse en énergie électrique, le combustible principal est la biomasse à l'état solide :

- La première se fait par une combustion directe,
- La seconde par une gazéification,
- Et la troisième par une pyrolyse.

Pour l'instant, la production de l'électricité à partir d'un combustible solide de type biomasse n'est qu'au stade du développement et n'est pas suffisamment exploitée pour être compétitive avec les productions utilisant un combustible d'origine fossile.

### 1.2.5 L'énergie solaire par effet photovoltaïque ou thermique

L'éclairement moyen en dehors de l'atmosphère (en considérant une activité solaire constante) est proche de  $1353 \text{ W/m}^2$ . Il y a deux principales technologies pour convertir l'énergie solaire en énergie électrique. Les cellules photovoltaïques utilisent les semi-conducteurs (une jonction P-N au silicium le plus souvent) pour obtenir directement de l'électricité en courant continu à partir des rayons solaires. Au contraire, les générateurs solaires thermiques convertissent d'abord l'énergie solaire en chaleur sous forme de vapeur en général, qui se dirige par la suite dans un turbogénérateur. Pour avoir des hautes

températures, ces systèmes doivent être dotés des "concentrateurs" d'énergie sous forme de "gouttières" paraboliques (ou portions de cylindre) qui réfléchissent et focalisent les rayons solaires ou des tours solaires thermiques. A cause de la possible réduction du coût de fabrication des cellules photovoltaïques (PV), les systèmes « PV » vont fournir une quantité importante de la production d'énergies renouvelables.

### 1.3 Les objectifs du Mali pour les énergies renouvelables photovoltaïques

Conformément aux prévisions de la stratégie des Energies Nouvelles et Renouvelables (EnR), il manquait de développer des actions pour atteindre les objectifs fixés (tableau 1.1) (PANER, 2015). Ainsi, le Mali par le biais du Centre National de l'Energie Solaire et des Energies Renouvelables (CNESOLER), attaché à la Direction Nationale de l'Energie (DNE) est devenu en septembre 2014, l'Agence des Energies Renouvelables (AER-Mali). Le CNESOLER a élaboré un « Plan d'action national pour les énergies renouvelables 2013-2033 » (PANER). D'après PANER (PANER, 2015), les approches de développement des énergies renouvelables sont planifiées au Mali dans un périmètre général couvrant : les localités du réseau interconnecté de l'Energie du Mali<sup>1</sup> ; les localités isolées de l'EDM-SA ; les localités rurales fournis en électricité par les Agences Maliennes pour le Développement de l'Energie Domestique et de l'Electrification rurale, Agence Nationale pour le Développement des Biocarburants ou autres (AMADER, ANADEB) et les localités non électrifiées.

Les objectifs fixés par le gouvernement du Mali pour une contribution durable des énergies renouvelables dans les productions d'énergie du pays sont résumés dans les tableaux 1.1 et 1.2, selon les politiques et stratégies régionales et nationales de développement des énergies renouvelables 2010-2030.

Le réseau interconnecté d'EDM-SA (ou réseau national d'électricité du Mali) dispose des sources de production d'énergie électrique diverses utilisant trois (3) technologies de base :

---

1. EDM-SA = Energie du Mali

- Centrales thermiques propres à l'EDM et des productions thermiques privées ;
- Centrales hydroélectriques propres et privées ;
- Des interconnexions sous régionales (avec la Côte d'Ivoire par exemple).

La puissance utile totale installée en 2013 était de 424,26 MW. Les productions thermiques et les productions hydroélectriques propres à l'EDM étaient de 39,42% de la production totale et 60,58% de cette production totale ont été achetées auprès des fournisseurs privés hydroélectriques et thermiques. Parmi ces énergies achetées, 53,30% ont été achetée sur le réseau interconnecté du Manantali (thermiques et hydroélectriques) et 7,8% sur l'interconnexion sous-régionale de la Côte d'Ivoire. L'énergie totale produite était de 1 334 GWhs avec une production moyenne de 3,2 GWhs par MW installée, dont 15,9% achetée par le pays voisin la Côte d'Ivoire et 49,6% achetée sur le réseau interconnecté du Manantali et 34,5% produite par les propres sources de production (soit 17,6% pour les thermiques et 16,9% pour les hydroélectriques).

Au Mali, les énergies renouvelables étaient seulement les productions hydroélectriques en 2010 ; elles étaient 57,9% des puissances utiles installées et 65% de l'énergie totale produite. Avec l'insuffisance de la production hydroélectrique de Manantali et des interconnexions sous-régionales, ces proportions devraient diminuer à court terme entre 2016-2020 ainsi qu'à l'horizon du programme PANER-Mali 2020-2030. Ce programme PANER prévoyait une augmentation importante du couplage des productions d'énergie à base des énergies renouvelables dans le réseau d'interconnexion du pays à partir de

TABLE 1.1 – Objectifs de l'état Malien pour les énergies renouvelables connectées aux réseaux de distribution électrique.

| Capacité installée en MW                                 | 2010   | 2020  | 2030 |
|--|--------|-------|------|
| Capacité installée des différentes centrales (MW)        | 156,54 | 628,9 | 1416 |
| Pourcentage des énergies renouvelables (%)               | 57,71  | 59,25 | 58,3 |
| Energies produites connectée au réseau (GWh)             | 2010   | 2020  | 2030 |
| Energies produites par les énergies renouvelables (GWh)  | 692,3  | 1993  | 3558 |
| Pourcentage de la part connecté au réseau électrique (%) | 65,09  | 49,3  | 37,1 |



2015. La contribution des productions renouvelables de 2010, devra augmenter de trois (3) fois en 2020 et de cinq (5) fois en 2030 avec d'autres sources renouvelables telles que des énergies renouvelables à base du solaire et biomasse.

TABLE 1.2 – Objectifs de l'état Malien pour les énergies renouvelables non connectées aux réseaux de distribution électrique.

| Capacité installée en %   | 2010 | 2020 | 2030  |
|---|------|------|-------|
| Pourcentage des zones rurales alimentées en électricité par AMADER et ANADEB à travers les énergies renouvelables (%) | 1,7  | 36,9 | 66,64 |

Il existe aussi au Mali :

- Des productions d'énergie isolées de l'EDM-SA, qui assurent les demandes d'énergie de certaines grandes villes ;
- Des réseaux d'électrification rurale, dont les demandes d'énergies sont assurées par l'AMADER et l'ANADEB ;
- Des installations solaires domestiques et urbaines.

## 1.4 Modules photovoltaïques

### 1.4.1 Énergie solaire

Les cellules PV ou cellules solaires sont des semiconducteurs qui convertissent l'énergie solaire directement en énergie électrique à courant continu. Dans les années 1950, les cellules PV étaient initialement utilisées dans les applications spatiales pour alimenter les satellites ([Green, 2005](#)), mais dans les années 1970, elles commençaient à être utilisées dans les applications terrestres ([Jewell et Ramakumar, 1988](#)). Aujourd'hui, les cellules PV sont utilisées pour fournir l'énergie dans des applications variables, y compris les réseaux électriques connectés aux systèmes.

Les cellules PV peuvent être réalisées à partir de différents types de matériels et en utilisant de nombreuses techniques de fabrication. La plupart des matériels PV a un réseau cristallin de silicium (Si), couche mince, multi-jonction et des technologies variables

émergentes comme dye-sensitized, perovskite et les cellules PV organiques (Green *et al.*, 2016). Les matériels PV et les techniques de fabrication ont fait un progrès significatif dans les 15 dernières années et un changement dans le type de cellule PV peut être sur l'horizon mais pour le moment le silicium cristallin est encore le type de cellule dominant.

### 1.4.2 Les bases des cellules PV

Une cellule PV est essentiellement un semiconducteur de jonction PN qui capte l'énergie à partir des photons et le transforme en énergie électrique figure 1.2 et figure 1.3 (Blaabjerg et Ionel, 2017).

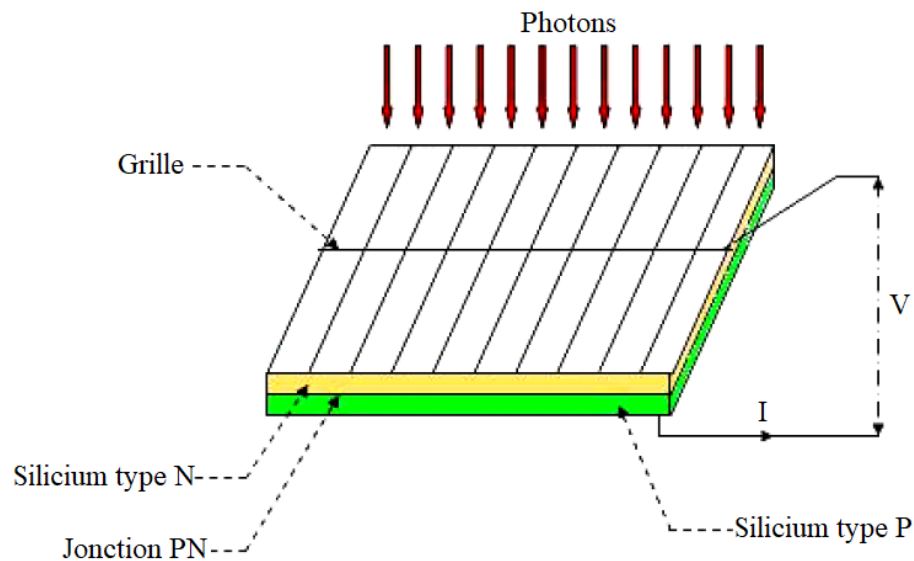


FIGURE 1.2 – Représentation d'une cellule photovoltaïque PV au silicium

Au niveau du semiconducteur, la jonction PN crée une zone d'épuisement avec un champ électrique unidirectionnel. Quand un photon, suffisamment chargé d'énergie, frappe le matériel dans la zone d'épuisement, l'énergie du photon excite un électron de valence dans le lien de conduction laisse un trou dans le lien de valence. Grâce au champ électrique dans la zone d'épuisement, l'électron et le trou se déplacent en sens opposé et génèrent un courant net. Ce processus d'un photon générant une paire électron-trou est montré sur la figure 1.3. Le courant et la tension ainsi générés par la jonction semi-conducteur, permet à la cellule PV de livrer une puissance continue.

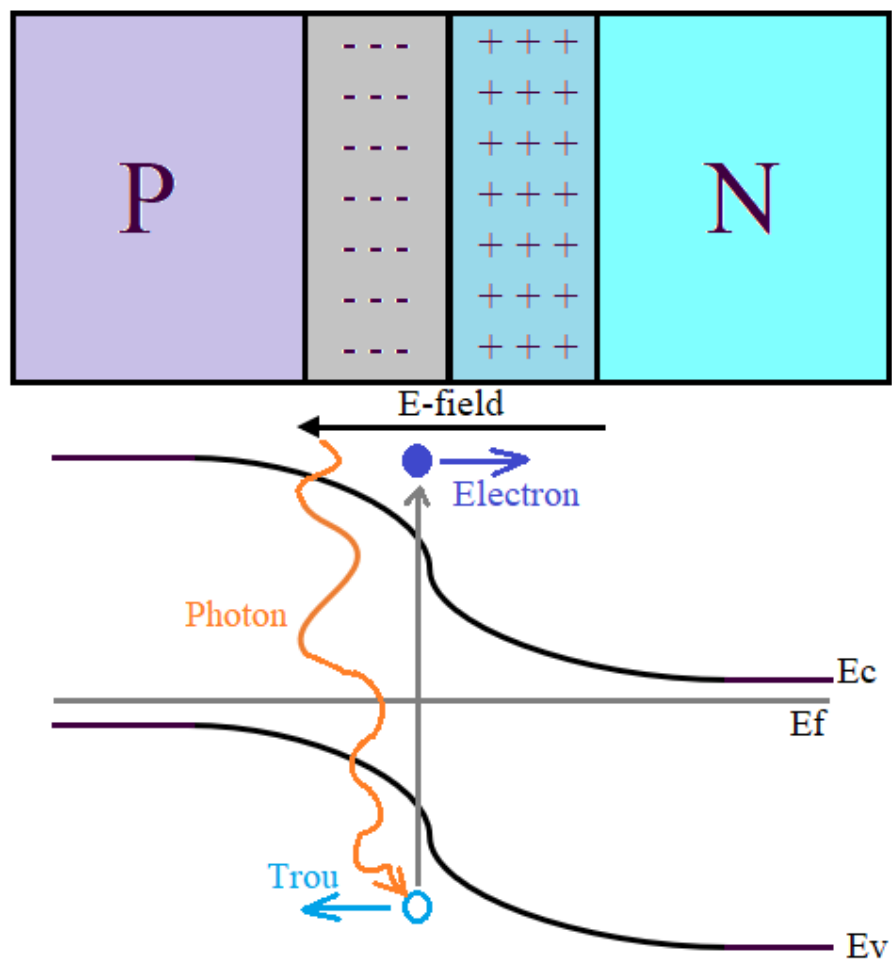


FIGURE 1.3 – Processus d'un photon générant un pair électron-trou

Il y a deux types de base des cellules au silicium cristallin : monocristallin (m-c) et polycristallin (p-c). Les cellules monocristallines ont une maille (grille) uniforme à travers la cellule entière et permettent aux électrons de circuler facilement à travers les matériels, tandis que les cellules polycristallines ont des structures multiples de cristal ou noyaux qui peuvent empêcher la circulation de l'électron. Fondamentalement, en fonction de l'effet PV (Nelson, 2003), l'énergie solaire abondante peut être directement convertie en courant continu (DC) à l'aide des matériaux semiconducteurs (ex : cristalline et silicium) formant les cellules PV. Malheureusement, le niveau de la tension d'une seule cellule PV est relativement faible comparativement à la tension nécessaire pour plusieurs charges (ex : charger une batterie, allumer une lampe, réseau,...). Par conséquent, les cellules sont connectées en série et en parallèle pour former les modules PV afin d'augmenter le niveau de la tension aussi bien que la puissance nominale.

### 1.4.3 Caractéristique de fonctionnement d'un PV

Parmi de nombreux facteurs environnementaux, l'irradiation solaire  $G$  mesurée en  $W/m^2$  et la température  $T$  mesurée en degrés Celsius ( $^{\circ}C$ ) sont les deux principaux facteurs qui affectent les caractéristiques de fonctionnement d'une cellule photovoltaïque et sa production d'énergie. On peut modéliser mathématiquement la relation entre ces deux facteurs et les caractéristiques de fonctionnement du PV. La source de photo courant  $I_{ph}$ , est exprimée comme suit dans l'équation suivante, il dépend à la fois de l'irradiance et de la température. (Blaabjerg et Ionel, 2017).

$$I_{ph}(G, T) = [I_{scn} + K_i(T - T_n)] \frac{G}{G_n} \quad (1.1)$$

Où  $I_{scn}$  est le courant nominal de court-circuit,  $K_i$  est le coefficient de température actuel,  $G_n$  est le rayonnement solaire nominal, qui est typiquement de  $1000 W/m^2$ ,  $T_n$  est la température nominale de la cellule, qui est typiquement de  $25^{\circ}C$ . Il est possible de déterminer ces valeurs à partir de la liste de classement des cellules ou panneaux PV commerciaux. De plus, le courant  $I_d$  et la tension  $V_d$  de la diode sont exprimés par une

relation exponentielle et sont représentés par des équation 1.2 et 1.3 (Blaabjerg et Ionel, 2017).

$$I_d = I_{sat}(T) \left[ \exp\left(\frac{V_{PV} + I_{PV} * R_S}{aV_t(T)}\right) - 1 \right] \quad (1.2)$$

Où  $I_{sat}$  est le courant de diode à la saturation,  $a$  est la constante d'idéalité,  $V_d$  est la tension de la diode,  $V_t$  est la tension thermique de la jonction à semi-conducteur. Le courant de saturation de la diode dépend de la température et peut être défini comme :

$$I_{sat}(T) = \frac{I_{scn} + K_i(T - T_n)}{\exp\left(\frac{V_{ocn} + K_v(T - T_n)}{aV_t(T)}\right) - 1} \quad (1.3)$$

Où  $I_{scn}$  est le courant nominal de court-circuit,  $K_i$  est le coefficient de température actuel,  $T_n$  est la température nominale de la cellule,  $V_{ocn}$  est la tension nominale en circuit ouvert,  $K_v$  est le coefficient de température de la tension,  $a$  est le facteur d'idéalité de la diode,  $V_t$  est la tension thermique. La tension de diode  $V_d$  est la même que la tension PV  $V_{PV}$  d'un modèle idéal. La tension thermique  $V_t$  dépend de la température  $T$  et est établi dans l'équation 1.4 (Blaabjerg et Ionel, 2017).

$$V_t(T) = \frac{kT}{q} N_S \quad (1.4)$$

Où  $k$  est la constante de Boltzmann (environ  $1,3807 \times 10^{-23} \text{ J.K}^{-1}$ ),  $q$  est la charge électronique ( $1,60217662 \times 10^{-19} \text{ C}$ ),  $N_S$  est le nombre de cellules PV en série. L'intensité du courant à la sortie du PV,  $I_{PV}$ , et sa puissance  $P_{PV}$ , sont donnés respectivement par les équations 1.5 et 1.6 (Cristaldi *et al.*, 2013) :

$$I_{PV} = I_{ph}(G, T) - I_d(T, V_{PV}) - \frac{V_{PV} + I_{PV} * R_S}{R_P} \quad (1.5)$$

$$P_{PV} = V_{PV} * I_{PV} \quad (1.6)$$

$V_{PV}$  est la tension de sortie de la source PV,  $I_{PV}$  est le courant de sortie de la source PV,  $I_{ph}$  est le photocourant,  $I_d$  est le courant de la diode,  $R_s$ ,  $R_p$  sont les résistances série et parallèle, respectivement, de la source PV. Où le courant  $I_{ph}$  est défini dans l'équation 1.1 et le courant de la diode  $I_d$  dans l'équation 1.2. A partir de l'équation du courant  $I_{PV}$  donnée en l'équation 1.5, on peut conclure que le courant de sortie du PV dépend de l'irradiation solaire  $G$  et à la température ambiante  $T$ . En fonction de la variation de l'irradiation solaire et de la température, l'équation 1.5 peut être utilisée pour déterminer la courbe de caractéristique courant et puissance d'un PV pour une tension donnée figure 1.4 (Blaabjerg et Ionel, 2017).

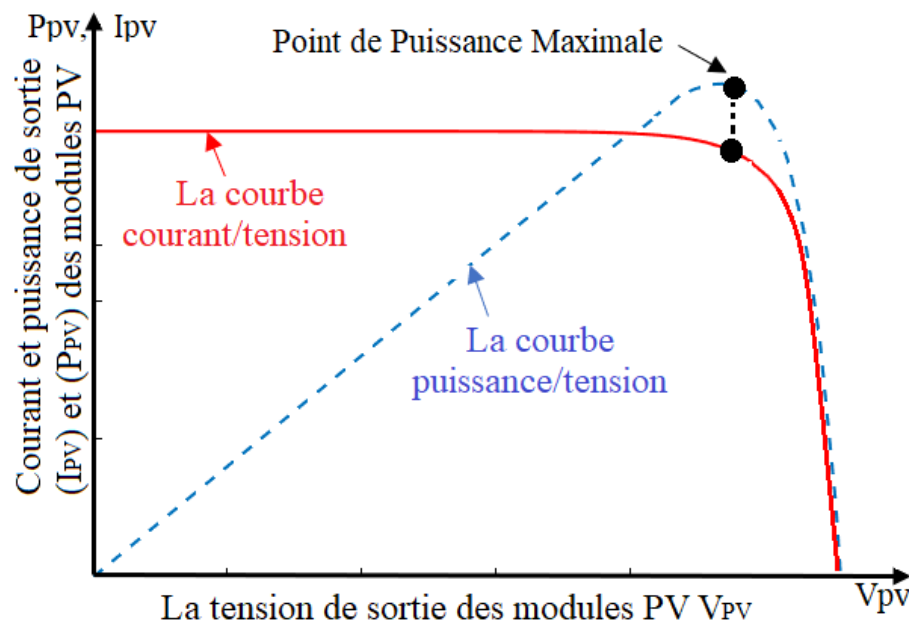


FIGURE 1.4 – Courbe de la caractéristique de la puissance et courant de sorti du PV en fonction de la tension de sorti.

Plusieurs facteurs affectent l'efficacité d'une cellule PV. Parmi ces facteurs, les deux principales sont l'irradiation solaire et la température. Certaines études dans la littérature ont confirmé ces hypothèses. (Zsiborács *et al.*, 2016) et (Chandrasekar *et al.*, 2015) ont montré qu'une augmentation de 1°C de la température entraînera généralement une réduction de 0,5% de l'efficacité des modules solaires cristallins. Selon (Skoplaki et Palyvos, 2009a), on peut affirmer qu'en raison de la relation entre efficacité et température, les modules cristallins peuvent avoir une perte d'efficacité de 0,3 à 0,5% pour une augmentation de la température de 1°C. Selon (Krauter, 2004a), la relation changement

d'énergie-température est comprise entre 0,4 et 0,5% /°C pour la même technologie. Dans le cas de vitrage non émaillé d'un photovoltaïque thermique (PVT), la diminution du rendement électrique est linéaire et égale à 0,015 lorsque la température était comprise entre 25°C et 34°C et que le rayonnement solaire passait de 100 à 1000 W/m<sup>2</sup> (Calise *et al.*, 2017). Selon (Zsiborács *et al.*, 2016), avec des cellules photovoltaïques au silicium, une diminution de la température de 1°C entraînera augmentation moyenne de 0,27% de l'efficacité de la production d'énergie.

## 1.5 Système de conversion électroniques

La source PV est connectée à un convertisseur de puissance continu / continu (DC/DC) ou/et continu / alternatif (DC/AC), qui relie le courant généré par le PV au réseau électrique ou fonctionne en mode autonome (par exemple, un groupe de batteries) (Koutroulis *et al.*, 2001a) et (Kjaer *et al.*, 2005a).

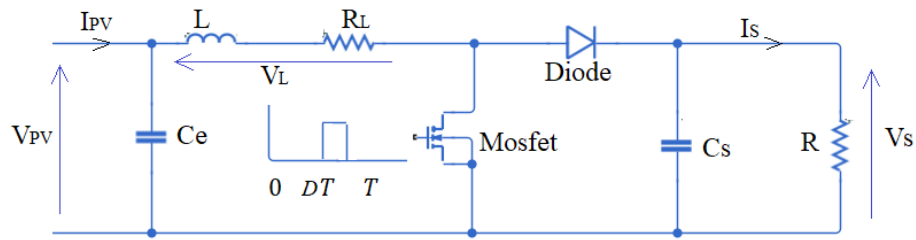


FIGURE 1.5 – Modèle électronique d'un convertisseur électronique élévateur DC/DC.

Système PV est formé d'un générateur PV, convertisseur d'énergie survolteur et d'une charge (R). L'interrupteur Mosfet est commandé par un signal de période T et de rapport cyclique D figure 1.5. Les grandeurs électriques de sorties (Vs et Is) dans le convertisseur élévateur sont liées à celles des entrées (Vpv et Ipv) en fonction du rapport cyclique (D) du signal qui commande l'interrupteur du convertisseur par les relations :

$$V_S = \frac{V_{PV}}{1 - D} \text{ et } I_S = I_{PV}(1 - D); \quad R_{PV} = \frac{V_{PV}}{I_{PV}} \Rightarrow R_{PV} = R(1 - D)^2 \quad (1.7)$$

Ainsi le rapport cyclique sera :

$$D = 1 - \sqrt{\frac{R_{PV}}{R}} \quad (1.8)$$

Puisque le rapport  $D < 1$ , le convertisseur ne joue le rôle d'un élévateur que si la charge  $R$  remplit la condition suivante :  $R > R_{PV}$ .

Dans les conditions optimales et pour une charge  $R$  donnée : la résistance interne du panneau ( $R_{PV} = R_{opt}$ ) et le rapport cyclique ( $D = D_{opt}$ ) obéissent donc à l'équation :

$$R_{opt} = R(1 - D_{opt})^2 \quad (1.9)$$

Ce qui montre que pour une puissance incidente  $W$ , la puissance optimale transférée à la charge ne pourrait être maximale que pour un rapport cyclique bien défini ( $D_{opt}$ ) (point PPM).

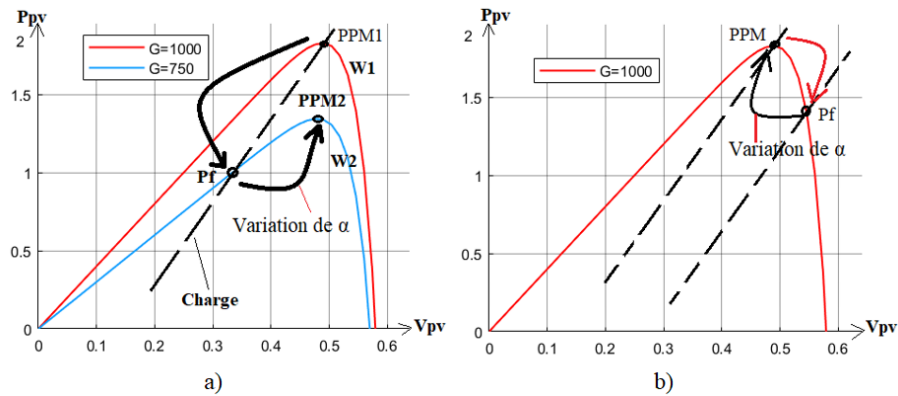


FIGURE 1.6 – Variation du point de puissance maximale en fonction de la variation de l'irradiation solaire (a) et de la charge (b).

Comme illustrée dans la figure 1.6, pour une puissance incidente  $W1$ , la puissance optimale transférée à la charge est obtenue pour un rapport cyclique  $D_{1opt}$  (point PPM1). Si la puissance incidente change ( $W2$ ), alors ce point de puissance maximale est le PPM2 et le point de fonctionnement du générateur PV est le Pf. Pour converger vers le nouveau point PPM2, il faut ajuster le rapport cyclique  $D$  à la valeur  $D_{2opt}$ . Il en est de même que lorsque la charge  $R$  change. Le point de puissance maximale dévie de sa position optimale (PPM1); pour converger vers ce PPM1, il faut agir sur le rapport cyclique  $D$ .



Donc, dans un système PV indépendant et autonome cette régulation  $D_{opt}$  doit être réalisée automatiquement afin de poursuivre le point de fonctionnement optimal.

Par exemple une technologie PV sans transformateur et des convertisseurs PV sans transformateur peuvent accomplir une conversion avec un rendement relativement grand quand les transformations d'isolation sont enlevées (Teodorescu *et al.*, 2011a). Par contre, minimiser le courant de terre dans ces convertisseurs sans transformateur est nécessaire pour la sécurité et la fiabilité des panneaux (Meneses *et al.*, 2012).

## 1.6 Couplage des photovoltaïques aux réseaux électriques

Les générateurs intermittents « dispersés » modifient le flux des puissances et des charges dans les réseaux de distribution et rompent avec le traditionnel flux de puissance descendant des lignes à haute tension vers des réseaux basse tension et pour finir aux charges. Dans de telles circonstances, un générateur intermittent peut être couplé à un réseau de distribution sans difficulté, mais il peut occasionnellement causer certains problèmes. Cette partie examine les diverses situations gênantes possibles.

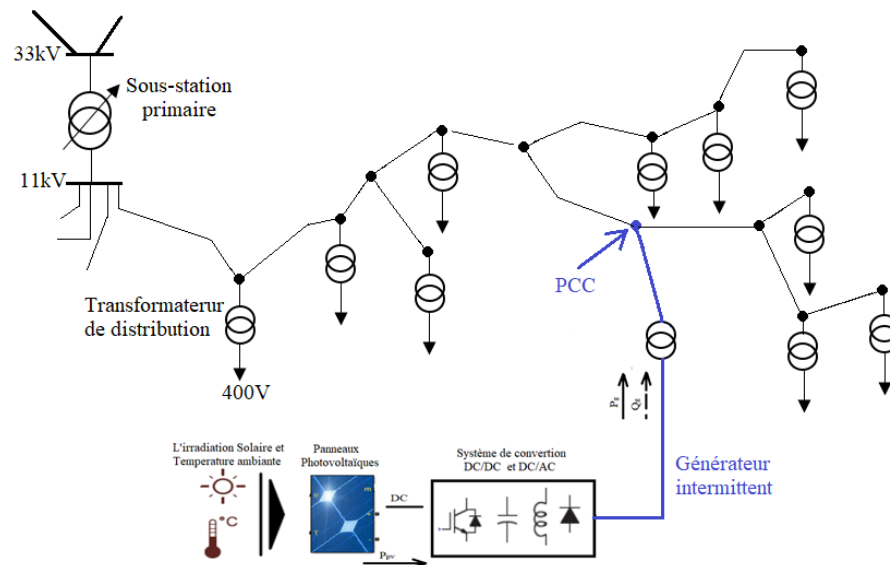


FIGURE 1.7 – Exemple de flux des puissances et des charges.

### 1.6.1 Nœud de couplage au réseau

Le principe de base de tout branchement d'un générateur au réseau est qu'il ne doit pas intervenir sur la qualité de l'électricité fournie aux consommateurs. Avec cette exigence à l'esprit, on cherche souvent à caractériser le nœud de couplage au réseau (en Anglais Point of Common Coupling PCC).

Les définitions de ce point particulier varient selon les auteurs, mais le simple terme de nœud de couplage montre que le générateur est relié au réseau public comme le montre la figure 1.7. En d'autres termes, ce nœud est le point du réseau électrique, le plus proche du générateur intermittent, dont d'autres consommateurs sont, ou pourraient être connectés. En fait, ce point est l'endroit du réseau public où le générateur va créer le plus de perturbation.

### 1.6.2 Tension au niveau de la connexion

Le choix de la tension du réseau de distribution vers lequel on va relier le générateur intermittent dépend surtout de ses valeurs nominales. Il est donc commode d'exprimer le « rapport de court-circuit » ou « acceptabilité » selon le calcul suivant :

- On exprime en MW la taille (ou la puissance nominale  $P_{GN}$ ) du générateur intermittent, c'est-à-dire la capacité de la source d'énergie renouvelable ;
- On considère le niveau de défaut  $S_k$  au nœud de connexion k, exprimé en MVA ;
- Le « rapport de court-circuit » dans le réseau du générateur intermittent est donné en pour-cent par le quotient :

$$Rapport_{decourt - circuit} = 100 * \left( \frac{P_{GN}}{S_k} \right) \quad (1.10)$$

Ce rapport fournit une bonne indication de « l'acceptabilité » du générateur par le réseau.

Le tableau 1.3 (Labouret et Villos, 2006), donne approximativement la valeur nominale d'un générateur pouvant être relié à un réseau de tension donnée. Ces règles laissent à penser que l'influence sur la tension au nœud de connexion du générateur est acceptable. Si on veut coupler le générateur à une tension plus élevée, le coût supplémentaire du transformateur et des protections serait excessif, sans compter qu'il n'y a jamais une ligne à très haute tension à proximité de la source d'énergie renouvelable.

TABLE 1.3 – Approximativement de la valeur nominale d'un générateur pouvant être relié à un réseau de tension donnée.

| Emplacements sur le réseau                        | Puissance nominale maximale d'un générateur intermittent dispersé |
|---|---|
| Sur un réseau 400V                                | 50 kVA  |
| Aux connexions 400V (aux jeux de barres)          | 200-250 kVA   |
| Sur un réseau 11kV ou 11,5 kV                     | 2 à 3 MVA   |
| Aux jeux de barres 11kV ou 11,5kV                 | 8 MVA   |
| Sur un réseau 15kV ou 20 kV et aux jeux de barres | 6,5 à 10 MVA  |
| Sur un réseau 63 kV ou 90 kV                      | 10 à 40 MVA   |

Si l'on veut coupler le générateur à une ligne de trop basse tension, l'effet de cette connexion serait trop important pour un réseau local. Ceci conduit à une situation parfois ambiguë, où le concepteur travaillant sur les énergies renouvelables souhaite relier le générateur à un niveau de tension donné pour des raisons économiques, tandis que l'opérateur préfère une connexion au niveau immédiatement supérieur.

### 1.6.3 Effets sur la tension

La connexion d'un générateur intermittent a généralement pour effet l'augmentation de la tension au nœud de couplage sur le réseau ; ceci peut provoquer des surtensions pour les consommateurs au voisinage. C'est la nécessité de limiter cette augmentation de tension, plutôt que d'éviter l'excès de dissipation thermique sur les lignes, qui détermine le plus souvent la taille maximale du générateur pouvant être branchée à un point donné du réseau.

### 1.6.4 Les limites thermiques

La puissance fournie par un générateur intermittent va modifier les flux locaux des puissances du réseau. Dans les éléments du réseau, ces flux peuvent croître, décroître, ou même s'inverser. Le flux des puissances (à la fois active et réactive) correspond à un flux des courants et ce-ci provoque des échauffements dans les lignes, les câbles et les transformateurs. Chacun de ces éléments a une limite thermique, qui détermine effectivement le courant maximal pouvant être transmis au générateur intermittent susceptible d'être installé à un nœud donné. L'analyse des flux des puissances et des charges permet de prévoir les courants pour tous les éléments d'un réseau.

## 1.7 Structures et objectifs du contrôle général d'un système photovoltaïque connecté au réseau

Les objectifs de contrôle d'un système PV connecté au réseau électrique ([Blaabjerg et al., 2006](#)) peuvent être divisés en deux grandes parties :

- Contrôle du côté du PV avec l'objectif de maximiser l'énergie produite par les panneaux solaires ;
- Contrôle du côté du réseau effectué sur les convertisseurs DC/AC avec l'objectif de répondre aux demandes en énergie du réseau.

Une structure de contrôle conventionnel pour un tel système PV connecté au réseau se compose de deux boucles de manière à répondre aux demandes/exigences ([Yang et al., 2013](#)). La boucle externe de contrôle puissance/tension génère les courants de référence et la boucle interne est chargée d'ajuster le courant pour maintenir la qualité de l'énergie et il peut aussi performer des fonctionnalités variées comme montrées en figure 1.8 ([Blaabjerg et Ionel, 2017](#)).

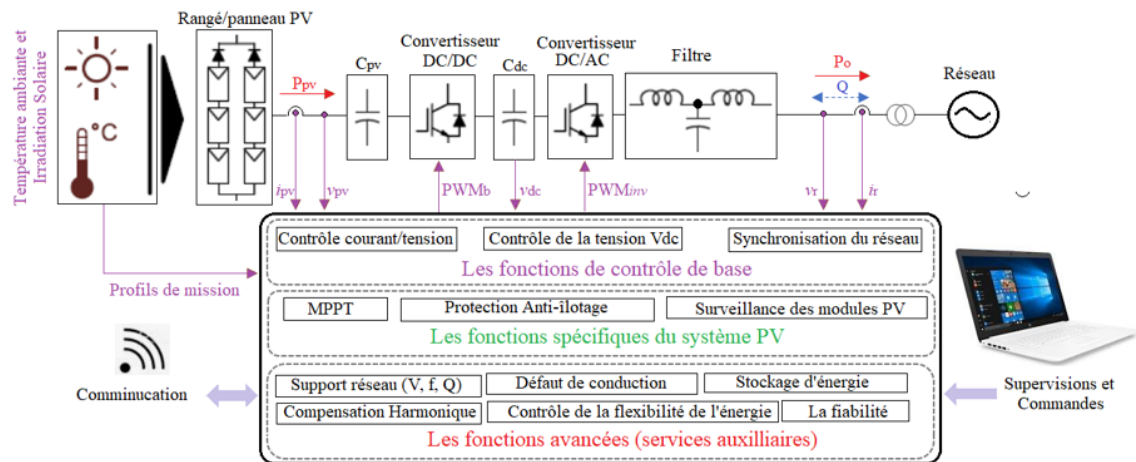


FIGURE 1.8 – Bloc général de contrôle d'un réseau connecté au système PV (Pulse With Modulation PWM ; Maximum Power Point Tracking MPPT)

## 1.8 Conclusion

Ce chapitre présente le contexte général de notre travail de recherche qui porte sur l'aide à la décision pour l'implantation de stations photovoltaïques dans le réseau de fourniture électrique du Mali. En première partie nous avons présenté une étude sur les différentes sources d'énergie électriques ainsi que les modules photovoltaïques notamment les cellules et ces caractéristiques. En seconde partie, nous avons exposé l'étude basée sur la fiabilité des composants électroniques constituant les systèmes de conversions qui relient les modules PV aux réseaux électriques. Par la suite, nous avons fait un aperçu sur les différents effets qu'un système PV peut apporter sur le réseau lors du couplage, les objectifs et structures de contrôle général et les objectifs du gouvernement du Mali pour les énergies renouvelables surtout le solaire. Enfin une revue de la littérature sur les systèmes photovoltaïques est présentée.

Malgré que la capacité d'un système photovoltaïque soit encore inférieure à celle d'un système éolien et le rendement actuellement autour de 15%, les demandes d'énergie pour les systèmes PV deviennent de plus en plus importantes, du fait que le nombre de systèmes photovoltaïques à grande puissance augmente constamment (Spataru *et al.*, 2013). Par contre, la production d'un système photovoltaïque est fortement dépendant des différentes variations des conditions atmosphériques (irradiation solaire et température ambiante). Il est donc nécessaire de maximiser la puissance de sortie des PV par un

convertisseur continu-continu commandé par une unité de contrôle connu sous le nom de la poursuite du point de puissance maximal (MPPT). Pour cela, la tension continue à la sortie du convertisseur DC/DC doit être maintenue en une valeur acceptable par l'onduleur. En plus, la supervision, le diagnostic et la maintenance des PV doivent être faits périodiquement pour des raisons de sécurité (par exemple, les incendies) (Teodorescu *et al.*, 2011b).

*Dans le chapitre suivant, nous allons présenter une étude sur la poursuite du point de puissance maximale qui est l'un des problèmes majeurs de la connexion des modules PV aux réseaux électriques.*

## **Chapitre 2**

**Modélisation d'un système PV : suivi  
du point de puissance maximale  
(Maximum Power Point Tracking  
MPPT).**

## 2.1 Introduction

Motivée par le souci de la protection de l'environnement et la disponibilité de l'énergie, l'installation des systèmes de production d'énergie photovoltaïque a été augmentée durablement dans ces dernières années. La baisse de prix des modules et des systèmes de conversion plus efficace a contribué à agrandir la viabilité économique des systèmes PV installés. Plus de 40 GW de nouvelles capacités étaient installées à travers le monde en 2014, permettant ainsi à la capacité mondiale d'atteindre 178 GW en cette même année (Europe, 2015).

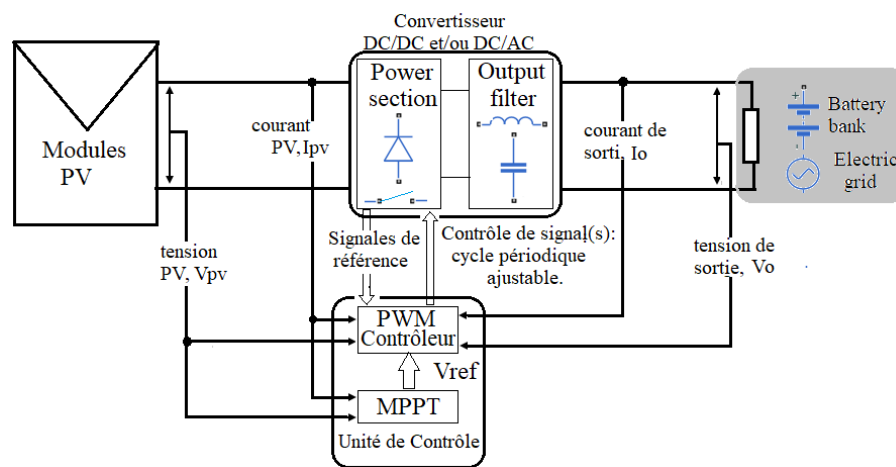


FIGURE 2.1 – Un bloc diagramme d'un système de production PV comportant un suiveur du point de puissance maximale (Blaabjerg et Ionel, 2017).

Un bloc diagramme d'un système de production PV comportant un suiveur du point de puissance maximale est illustré à la figure 2.1. La source PV est connectée à un convertisseur de puissance DC/DC ou/et DC/AC reliant l'énergie produite par les modules PV à la charge, qui est connectée au réseau électrique ou fonctionne en mode hors réseau (par exemple utilisant des batteries de stockage) (Koutroulis *et al.*, 2001b) et (Kjaer *et al.*, 2005b). Le contrôleur d'impulsion de large modulation noté PWM (Pulse Width Modulation) est chargé de produire les signaux de contrôle approprié (avec un cycle périodique ajustable) qui pilotent les composants électroniques commandables (par exemples : metal-oxide-semiconductor field-effect transistor (MOSFETs), insulated-gate bipolar transistors (IGBTs)) dans les convertisseurs de puissance. Son



fonctionnement est basé sur les mesures des tensions et courants entrées/sorties, et l'intervalle des signaux de référence du convertisseur de puissance.

Dans ce chapitre, nous aborderons une étude poussée sur les différentes méthodes de poursuite du point de puissance maximale (Maximum Power Point Tracking MPPT) dans la littérature et finir par une conclusion comparative de ces différentes techniques.

## **2.2 Techniques de suivi du point de puissance maximale (MPPT) fonctionnant sous les conditions des profils de mission (irradiation solaire et température ambiante) variables**

Due à des courtes et longues variations de l'irradiation solaire et de la température ambiante, la position du PPM (Point de Puissance Maximale) change. Donc, l'application d'un algorithme de contrôle MPPT est nécessaire, et garantit le fait de converger continuellement le point de fonctionnement autour du PPM d'une source PV de sorte à optimiser la production d'énergie du système PV. Plusieurs techniques de commande de suivi ont été développées et appliquées dans la littérature. Les algorithmes MPPT les plus fréquemment utilisés sont les méthodes escalade (hill-climbing), comme perturbation et observation (Perturb and Observe P&O) et ses autres implémentations (avec le comportement identique), la conduction incrémentée. Ces méthodes sont basées sur le fait qu'au niveau de la caractéristique tension-puissance, le rapport de la variation de la puissance et de la tension est positif ( $\frac{\Delta P}{\Delta V} > 0$ ) dans la partie gauche du PPM, tandis qu'il est négatif ( $\frac{\Delta P}{\Delta V} < 0$ ) dans la partie droite du PPM comme le montre sur la figure 2.2.

Les principaux avantages de ces méthodes sont :

- adaptabilité à tous les modules PV (sous les différentes conditions de fonctionnement);
- réalisation simple dans un contrôleur digital avec moins de calculs demandés .

Cependant, ces méthodes ont quelques défaillances fondamentales car elles sont limitées dans la capacité de suivi durant les conditions de variations et dans le cas de l'ombre

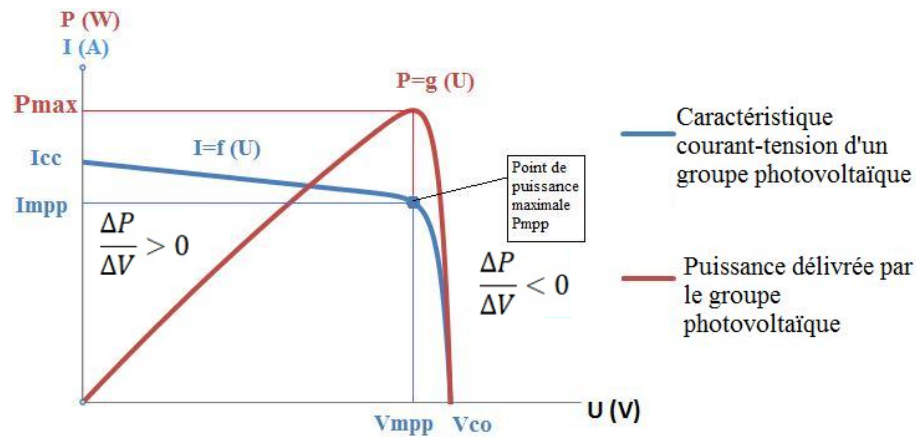


FIGURE 2.2 – Caractéristique courant/tension et puissance/tension d'un module photovoltaïque.

partiel. Elles ne peuvent pas fournir le PPM global stabilisé au niveau du point maximal sur la courbe tension-puissance.

Ces défaillances ont inspiré beaucoup de travaux qui visent à surmonter ces problèmes. Les méthodes avancées MPPT les plus répandues dans la littérature sont basées sur la logique floue (fuzzy logic), les algorithmes génétiques (genetic algorithms), réseaux neurones (neural network), optimisation des particules (particle swarm optimization), etc.

### 2.2.1 Techniques de la tension et le courant constant (Constant-Voltage And Constant-Current MPPT)

La technique de la tension constante (également référée comme tension partielle à vide  $V_{oc}$ ) est basée sur la supposition que le rapport de la tension à vide  $V_{oc}$  au point PPM d'un module PV demeure constante de 70%-85% (Tauseef et Nowicki, 2012) et (Ramasamy et Vanitha, 2014). Elle se réalise par la déconnection périodique du convertisseur de puissance aux modules PV, le courant de sortie du système PV est remis à zéro et résulte de la mesure de la tension du circuit ouvert (à vide).

Dans la méthode du courant constant (ou courant de court-circuit partiel), une approche similaire est adoptée (Di et al., 2014). Dans ce cas, le processus de MPPT est basé sur la

supposition que, la puissance PPM est proportionnelle au courant de court-circuit mesuré périodiquement sous les conditions de court-circuit à travers un interrupteur. Dans les deux méthodes, la tension correspondante est calculée par le dispositif de contrôle selon les mesures de la tension à vide et le courant de court-circuit. Le convertisseur est régulé en fonction de ce point.

Les méthodes tension-constante et courant-constant nécessitent également un capteur pour leur mise en œuvre (c'est-à-dire un capteur de tension et du courant respectivement), mais l'interruption périodique du fonctionnement de la source PV pour mesurer la tension à vide et le courant de court-circuit résulte une perte d'énergie. Dans ces deux méthodes, la précision de suivre le PPM est affectée par la précision des valeurs des facteurs de proportionnalité entre la tension vide et le courant de court-circuit respectivement, avec les valeurs correspondantes au PPM pour le module PV spécifique utilisé dans chaque installation, ainsi que leurs variations avec la température et le vieillissement.

### 2.2.2 Technique de Perturbation et Observation MPPT

La méthode de perturbation et observation (P&O MPPT) est basée sur la propriété, que la dérivée de la caractéristique puissance-tension du module/rangée PV est positive à gauche du PPM, négative à droite et nul au point PPM.

$$\frac{\partial P_{PV}}{\partial V_{PV}} = 0 \quad (2.1)$$

Où  $P_{pv}$  et  $V_{pv}$  sont respectivement la puissance et la tension de sortie du module/rangée PV. La tension et le courant au niveau de la sortie des modules PV sont enregistrés de façon périodique pour calculer la puissance de sortie du PV et la tension de tension de référence au cours du processus P&O MPPT. Le processus est effectué en ajustant le signal de référence du contrôleur PWM du convertisseur,  $V_{ref}$  basée sur le signe de  $\frac{\partial P_{PV}}{\partial V_{PV}}$ , selon l'équation suivante :

$$V_{ref}(k) = V_{ref}(k-1) + \alpha \text{sign}\left(\frac{\partial P_{PV}}{\partial V_{PV}}(k)\right) \quad (2.2)$$

Où  $k$  et  $k-1$  sont les temps consécutifs,  $\alpha > 0$  est une constante déterminant la vitesse de convergence du PPM, et la fonction  $\text{sign}(\cdot)$  est définie par l'équation (2.3) :

$$\text{sign}(x) = \begin{cases} 1 & \text{si } x > 0 \\ -1 & \text{si } x < 0 \end{cases} \quad (2.3)$$

La tension de sortie du module/rangée PV est régulée à la valeur désirée  $V_{ref}$ , selon l'équation  $V_{ref}(k)$ , utilisant soit un (proportional integral PI) ou par exemple un contrôleur de logique floue. Ce dernier à l'avantage de fournir une meilleure réponse sous les conditions dynamiques (El Khateb *et al.*, 2014). Dans les conditions de l'état statique, le point de fonctionnement du module/rangée PV oscille autour du point PPM avec une amplitude déterminée par la valeur de  $\alpha$  dans l'équation 2.2 de  $V_{ref}$ . L'augmentation du pas de la perturbation permet de converger plus rapidement au PPM sous les conditions de changement de l'irradiation solaire et/ou la température ambiante mais augmente des oscillations permanentes autour du PPM, donc résultant des pertes dans le dispositif.

Un système MPPT basé sur la méthode P&O peut être développé soit par la mise en place de l'équation  $V_{ref}$  sous forme d'un algorithme et exécuté par un microcontrôleur ou un dispositif de traitement de signal digital (DSP Digital Signal Processing) ou utilisant des circuits de signal mixé (mixed-signal). Une structure de l'algorithme basé sur la procédure de P&O MPPT proposé par (Hua *et al.*, 1998) est présenté en figure 2.3. Le processus est exécuté de façon répétitive jusqu'à ce que la valeur du gradient  $\frac{\partial P_{PV}}{\partial V_{PV}}$  soit inférieure à la valeur de seuil prédéfini, ce qui indique que la convergence du PPM est presque atteint avec la précision désirée.

Une méthodologie pour la conception de l'unité de contrôle tels que les processus de fonctionnement de P&O MPPT avec les valeurs optimales du pas de progression et la période de perturbations est proposée par (Femia *et al.*, 2009). La période optimale de perturbation est calculée par (Ricco *et al.*, 2014) pour adapter les conditions de temps

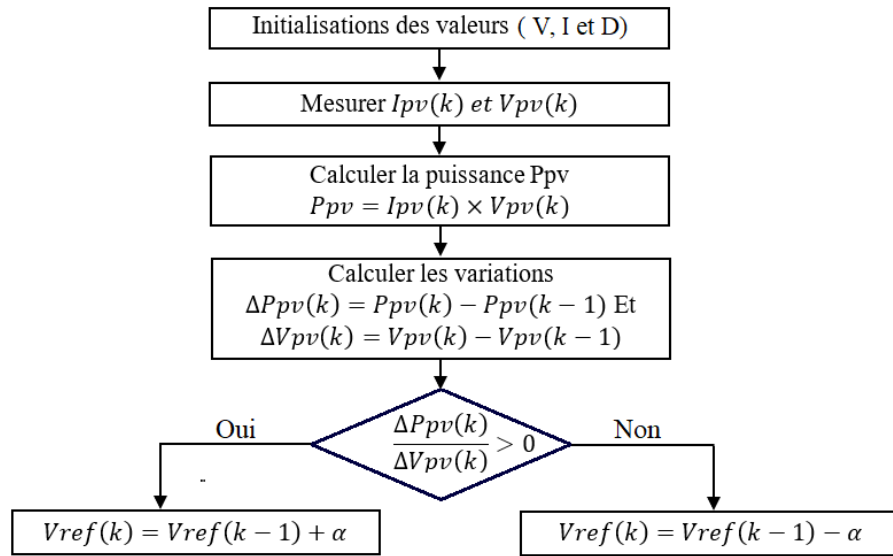


FIGURE 2.3 – Une structure basée sur la technique de perturbation et observation P&O.

de variations météorologiques, utilisant une unité de contrôleur programmable (FPGA = Field Programmable Gate Array), qui exécute les processus de MPPT basé sur P&O. Un algorithme pour adapter dynamiquement le nombre de perturbations selon les conditions de l'irradiation solaire est proposé par (Kollimalla et Mishra, 2014) pour augmenter le pas de réponse de l'algorithme P&O et réduire l'oscillation permanente autour du PPM. L'algorithme P&O a été appliqué dans plusieurs recherches. Malgré sa forme simple, le point de fonctionnement oscille autour du PPM qui cause une perte d'énergie et un temps de suivi long. En plus suivant les variations de condition climatique (irradiation solaire et température ambiante), le point de fonctionnement se déplace sur une autre courbe. Ces défaillances engendrées en suivi PPM comme, l'algorithme est incapable d'identifier la source de perturbation provenant d'une variation de tension ou des conditions climatiques. Le P&O nécessite également un système processus de contrôle (comme logiciel) qui rend difficile à intégrer sur le panneau PV. Une fonction d'attente provoque l'arrêt de perturbation temporaire, si le signe de perturbation est changé, indique que PPM est suggéré à être recherché. Cette méthode réduit l'oscillation autour du PPM mais elle rend le MPPT plus lent à répondre aux conditions de changement atmosphérique. L'oscillation autour a été réduite en utilisant le nombre de pas dynamiques des perturbations qui dévient plus petit autour du PPM. Le MPPT devient rapide et précis.

### 2.2.3 La technique de la conduction progressive (Incrémental-Conductance) MPPT

Au PPM de la source PV, nous avons :

$$\frac{\partial P_{PV}}{\partial V_{PV}} = 0 \Rightarrow \frac{\partial(I_{PV} \times V_{PV})}{\partial V_{PV}} = I_{PV} + \frac{\partial I_{PV}}{\partial V_{PV}} V_{PV} = 0 \Rightarrow \frac{\partial I_{PV}}{\partial V_{PV}} = -\frac{I_{PV}}{V_{PV}} \quad (2.4)$$

Due à la forme de la caractéristique courant-tension du module/rangée PV, la valeur de  $\frac{\partial I_{PV}}{\partial V_{PV}}$  est plus grande que  $-\frac{I_{PV}}{V_{PV}}$  à gauche du PPM et plus petite que  $-\frac{I_{PV}}{V_{PV}}$  à droite. Le fonctionnement de la technique MPPT de la conduction progressive (InC) est basé sur des mesures de courant et tension de sortie, en suite comparer la valeur de  $\frac{\partial I_{PV}}{\partial V_{PV}}$  à  $-\frac{I_{PV}}{V_{PV}}$ . Alors le contrôle de la puissance du convertisseur est basé sur le résultat de cette comparaison, selon la figure 2.4 (Elgendy *et al.*, 2012). Comme le processus P&O, l'exécution de l'algorithme est répétée de manière itérative jusqu'à ce que la différence entre  $\frac{\partial I_{PV}}{\partial V_{PV}}$  et  $-\frac{I_{PV}}{V_{PV}}$  est plus petite à une valeur de seuil prédéfinie, qui indique que le PPM est suivi avec une précision acceptable. Alternativement, la méthode InC peut être réalisée en contrôlant la puissance du convertisseur selon le signe de  $I_{PV} + \frac{\partial I_{PV}}{\partial V_{PV}} V_{PV}$  telle que sa valeur est ajustée à zéro comme indiqué par l'équation.

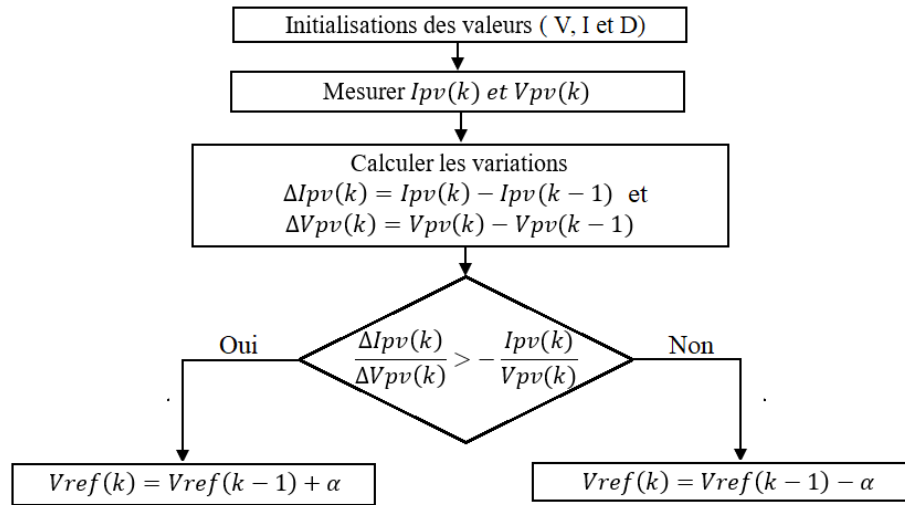


FIGURE 2.4 – Une structure de la technique basée sur la conduction progressive InC.

Bien que les méthodes MPPT InC et P&O sont basées sur le même principe de fonctionnement, le premier est réalisé en utilisant des mesures individuelles de courant et

tension de sortie du module/rangée PV, et ne nécessite pas le calcul de la puissance de sortie correspondant. Une modification de l'algorithme InC, employant une adaptation dynamique du nombre de pas durant le processus du suivi est proposée par (Rahman et al., 2013). Dans un travail de (Sera et al., 2013), il est démontré à travers des tests expérimentaux que les méthodes P&O et InC ont des performances similaires sous les conditions statiques et dynamiques.

## 2.2.4 Les techniques basées sur l'intelligence artificielle MPPT

Les techniques de l'intelligence artificielle, comme le réseau neurones et les logiques floues sont aussi bien appliquées pour perfectionner le processus MPPT.

### 2.2.4.1 Technique basée sur les réseaux de neurones artificiels

Un réseau neurones artificiels est un modèle informatique inspiré du réseau neurones biologique. Dans un tel modèle, un neurone est une unité de traitement qui pèse d'abord linéairement les entrées, puis élabore la somme avec une fonction non linéaire, appelée fonction d'activation (AF) et, enfin, envoie les résultats aux neurones suivants figure 2.5. Le modèle d'un neurone commun est donné par l'équation 2.5, où  $z$  est l'argument de l'AF.

$$y = \frac{1}{1 + e^{-z}}$$
$$z = \sum_{m=1}^M W_m \times X_m + \alpha \quad (2.5)$$

Où  $X_1, X_2, \dots, X_m$  sont les  $M$  signaux entrants, et  $W_1, W_2, \dots, W_m$  sont les poids associés.

Un grand nombre de processus de formation est disponible mais, c'est la méthode rétro-propagation qui est la plus connue et la plus utilisée. La formation de l'algorithme consiste à minimiser l'erreur totale  $E$  définie par l'équation suivante :

$$E = \frac{1}{2} \sum (O_n - t_n)^n \quad (2.6)$$

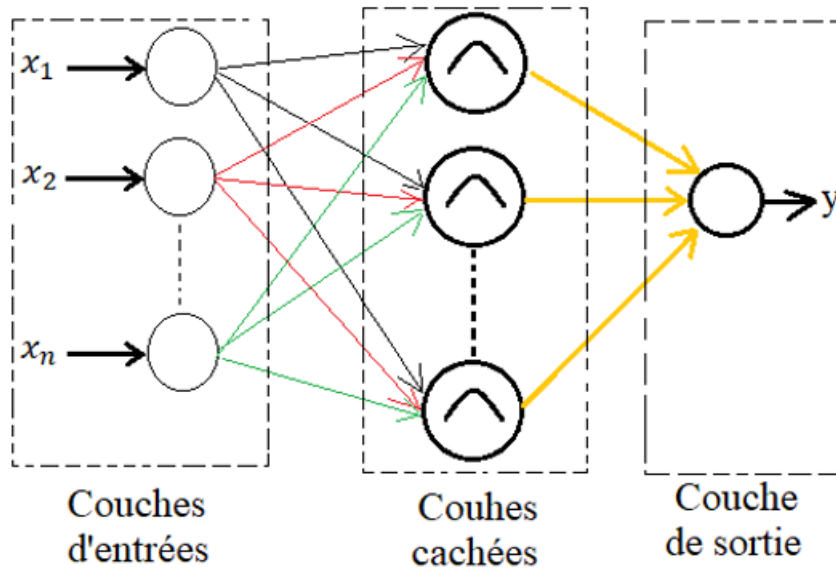


FIGURE 2.5 – Réseau neuronal à rétroaction multicouche.

Où  $O_n$  est la  $n^{ime}$  mesure lue à la sortie du réseau et  $t_n$  est le  $n^{ime}$  cible (la sortie estimée). Donc chaque couple entrée/sortie constitue un échantillon. L'algorithme rétro-propagation calcule l'erreur  $E$  et distribue le retour de la sortie vers les neurones d'entrées à travers les neurones cachés utilisant l'équation :

$$\Delta w_n = \delta \Delta w_n - \eta \frac{\partial E}{\partial w} \quad (2.7)$$

Où  $w$  est le poids entre deux neurones,  $\Delta w_n$  et  $\Delta w_{n-1}$  sont les variations de ces poids pour  $n$  et  $n-1$  itérations,  $\delta$  est la durée du régime et  $\eta$  est le taux de formation. Le taux de formation détermine le nombre de variations des poids causés par l'effet de l'erreur totale. Le nombre de neurones sélectionnés dans la couche cachée détermine le degré de formation. Ce nombre est calculé par la formule empirique suivante :

$$N_h = \frac{1}{2}(N_1 + N_0) + \sqrt{N_E} \quad (2.8)$$

Où  $N_h$  est le nombre de neurones,  $N_1$  est le nombre de neurones d'entrée,  $N_0$  est nombre de neurones de sortie et  $N_E$  est le nombre d'échantillons de formation. Afin d'assurer la précision du réseau, l'échantillon de formation est continuellement ajusté après chaque



formation en faisant passer l'ensemble des données de test au model RNA formé et les résultats enregistrés. Ensuite, il est comparé aux mesures. En cas de convergence, la performance du réseau est reproduite en calculant le facteur de performance. La validation de données est utilisée à titre de vérification supplémentaire sur la performance du modèle. Si la performance du réseau est tout à fait correcte sur le test d'échantillon et de validation, nous pouvons considérer que le réseau est assez adapté à générer un cycle périodique juste.

#### 2.2.4.2 Technique basée sur la logique floue

Le contrôleur basé sur la logique floue (FLC) a la capacité de calculer la valeur du signal de contrôle du convertisseur (par ex le cycle périodique) pour atteindre le fonctionnement au PPM utilisant des mesures d'une erreur du signal,  $e$  (par exemple :  $e = \frac{\partial P_{PV}}{\partial V_{PV}}$  ou  $e = \frac{\partial P_{PV}}{\partial I_{PV}}$  ou  $e = \frac{\partial I_{PV}}{\partial V_{PV}} + \frac{I_{PV}}{V_{PV}}$ ) et sa variation avec le temps (c'est-à-dire  $\Delta e$ ) (Sheraz et Abido, 2014). La structure d'un schéma, utilisant la méthode de contrôle du PPM basée sur la logique floue est proposée dans (Adly et Besheer, 2012) figure 2.6. Les valeurs de  $e$  et  $\Delta e$  sont attribuées par le contrôleur basé sur la logique floue, les variables linguistiques comme « negative big », « positive small », etc. et des fonctions d'appartenance adéquate sont appliquées. Basée sur les valeurs résultant de cette transformation, une table de correspondance de consultation (lookup table) qui contient des règles de commande (contrôle) désirées est utilisée pour calculer la sortie du contrôleur sous forme des variables linguistiques, ensuite sont combinés par les fonctions d'appartenance à une valeur numérique (l'étape de défuzzification), produisant ainsi le cycle de fonctionnement (cycle périodique) qui pilote le convertisseur afin de suivre le PPM.

Le contrôleur logique floue à l'avantage de ne pas nécessiter la connaissance exacte du modèle du système sous contrôle. Par contre, pour obtenir la performance effective, l'expertise (connaissance approfondie) est nécessaire pour l'établissement des fonctions d'appartenance et l'ensemble des règles. Donc, des algorithmes d'optimisation comme les algorithmes génétiques (GAs) et l'optimisation en colonie de fourmis ont été appliqués pour faire tourner les paramètres de fonctionnement des contrôleurs logique floue

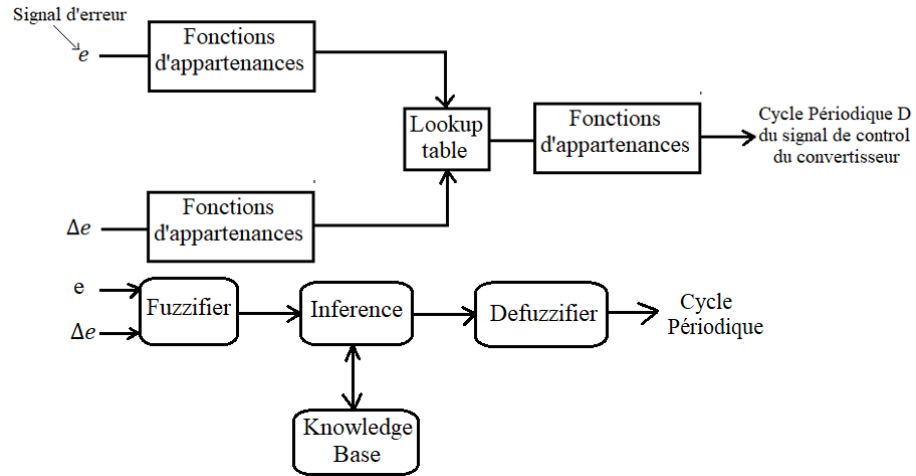


FIGURE 2.6 – Un bloc diagramme du contrôleur à base de la logique floue.

(Adly et Besheer, 2012), tandis que dans (Afghoul *et al.*, 2013) la structure d'un RNA est exploitée dans cette optique.

### 2.2.5 Technique de simple capteur (Single-Sensor) MPPT

La réalisation des méthodes P&O et InC nécessite des mesures du courant de sortie du module/rangée PV. La précision des mesures du courant est affectée par la bande passante du capteur et l'ondulation de commutation imposée sur le courant de sortie de la source PV due à l'interruption de fonctionnement du convertisseur. En plus, l'utilisation d'un capteur de courant augmente le coût et la consommation de l'unité de contrôle MPPT. Comme analysé par (Veerachary et Shinoy, 2005), la puissance de sortie du module/rangée PV est donnée par :

$$P_{PV} = V_{PV} \times I_{PV} = V_{PV} \times \frac{V_{PV}}{R_{in}} = k \times V_{PV}^2 \quad (2.9)$$

Où  $R_{in}$  est la résistance d'entrée du convertisseur, qui est en fonction du cycle périodique du signal de contrôle qui pilote le convertisseur et  $k = \frac{1}{R_{in}}$ .

La valeur  $V_{PV}$  aussi dépend de  $R_{in}$ . D'où une modification du cycle périodique du signal de contrôle, affectera les valeurs de fonctionnement  $V_{PV}$  et  $P_{PV}$  résultant. La puissance produite par la source PV peut être calculée par son équation en appliquant les mesures

de tension de sortie du module/rangée PV, évitant ainsi que la mesure directe du courant de sortie correspondant. Utilisant les valeurs du  $P_{pv}$  calculées, l'algorithme P&O peut être utilisé pour exécuter le processus MPPT. En (Choi *et al.*, 2013), un onduleur de balayage horizontal en mode conduction discontinue est connecté à la sortie d'un module PV pour interfacer l'énergie générée par le PV au réseau électrique. La puissance de sortie du module PV est calculée à la suite des mesures de la tension de sortie du module PV et le courant de sorti est calculé en utilisant l'équation suivante (supposant qu'il n'y pas de perte dans le convertisseur) :

$$I_{PV} = \frac{1}{4} \times \frac{D_{max}^2 \times T_S}{L_m} \times V_{PV} \quad (2.10)$$

Où,  $D_{max}$  est la valeur maximale du cycle périodique du commutateur principal durant une demi-période de la tension du réseau électrique,  $T_S$  est la période de commutation,  $L_m$  est l'inductance magnétique du transformateur de séparation incorporé dans le circuit de l'onduleur de balayage horizontal. Un algorithme P&O est aussi appliqué dans ce cas pour exécuter le processus MPPT utilisant les valeurs calculées de  $I_{PV}$  et  $P_{PV}$ . La précision de l'approche du simple capteur MPPT est affectée par l'écart des valeurs de fonctionnement pratique et de celles prédites par les équations théoriques, dues à la tolérance des valeurs des composants électriques/électroniques, les parasites du circuit, etc. La précision de cette méthode MPPT, peut être améliorée si l'unité de contrôle MPPT est modifiée de telle sorte que l'écart mentionné plus haut est compensé en utilisant un modèle adapté au convertisseur, mais la complexité de l'unité de contrôle pourrait aussi être élevée dans ce cas.

### 2.2.6 Les techniques basées sur les algorithmes d'optimisation numérique MPPT

Une approche simple pour obtenir la position du PPM est d'appliquer un processus de recherche approfondi, où toute la caractéristique puissance-tension est séquentiellement parcourue. La position PPM peut être détectée en mesurant et comparant les niveaux de production d'énergie aux points de fonctionnement individuels que la source PV

est fixée à fonctionner durant le parcours de la courbe puissance-tension. Vu que le processus nécessite un grand nombre de recherche de mesure à être exécuté, qui résulte en perte d'énergie jusqu'à ce que le processus de suivi soit accompli, les algorithmes MPPT variables basés sur les techniques d'optimisation numérique ont été réalisés en vue de détecter la position du PPM sur la courbe puissance-tension de la rangée PV avec les pas de recherche réduit. Une section idéale de recherche de l'algorithme a été employée par (Agrawal et Aware, 2012), où le processus MPPT est effectué en rétrécissant itérativement les valeurs de la tension de sortie de la rangée du PV où le PPM se trouve. Pour chaque recherche de l'intervalle  $[V_{min}, V_{max}]$  (initialement ils sont  $V_{min} = 0, V_{max} = V_{oc}$ ), la puissance de sortie de la source PV est mesurée à deux points de fonctionnement de la source PV, où les valeurs de la tension de sortie du module PV,  $V_{(pv,1)}$  et  $V_{(pv,2)}$  sont données respectivement par l'équation 2.11 :

$$\begin{aligned} V_{(pv,1)} &= V_{max} - r(V_{max} - V_{min}) \\ V_{(pv,2)} &= V_{max} + r(V_{max} - V_{min}) \end{aligned} \quad (2.11)$$

Où  $r=0.618$  de telle sorte que  $V_{(pv,1)}$  et  $V_{(pv,2)}$  sont placées simultanément dans  $[V_{min}, V_{max}]$  et également  $V_{(pv,2)}$  est placée à une position où le rapport de ses distances de  $V_{(pv,1)}$  et  $V_{max}$  respectivement est égal au rapport des distances de  $V_{(pv,1)}$  de  $V_{min}$  et  $V_{max}$  respectivement. Ensuite la puissance de sortie du module/rangée PV est mesurée au  $V_{(pv,1)}$  et  $V_{(pv,2)}$ . Si la puissance de sortie au  $V_{(pv,1)}$  est plus grande qu'au  $V_{(pv,2)}$ , alors elle est fixée  $V_{max}=V_{(pv,2)}$ , ou dans le cas contraire elle est fixée  $V_{max}=V_{(pv,1)}$ . Ce processus est répété jusqu'à ce que la distance entre  $V_{min}$  et  $V_{max}$  soit plus petite qu'une valeur prédéfinie.

Dans les travaux de (Shao et al., 2014), un processus MPPT à étages multiples est présenté, qui comprend une combinaison de P&O, recherche de section idéale et InC. Une structure de ce processus, basée sur la méthode proposée est représentée ci-dessous. Initialement, l'algorithme P&O est appliqué avec un pas de large perturbation en sorte de converger rapidement proche du PPM. Ensuite, l'algorithme de la recherche de la section idéale est appliqué pour détecter précisément et rapidement le PPM et en fin l'algorithme de recherche InC est exécuté pour assurer le fonctionnement au PPM en

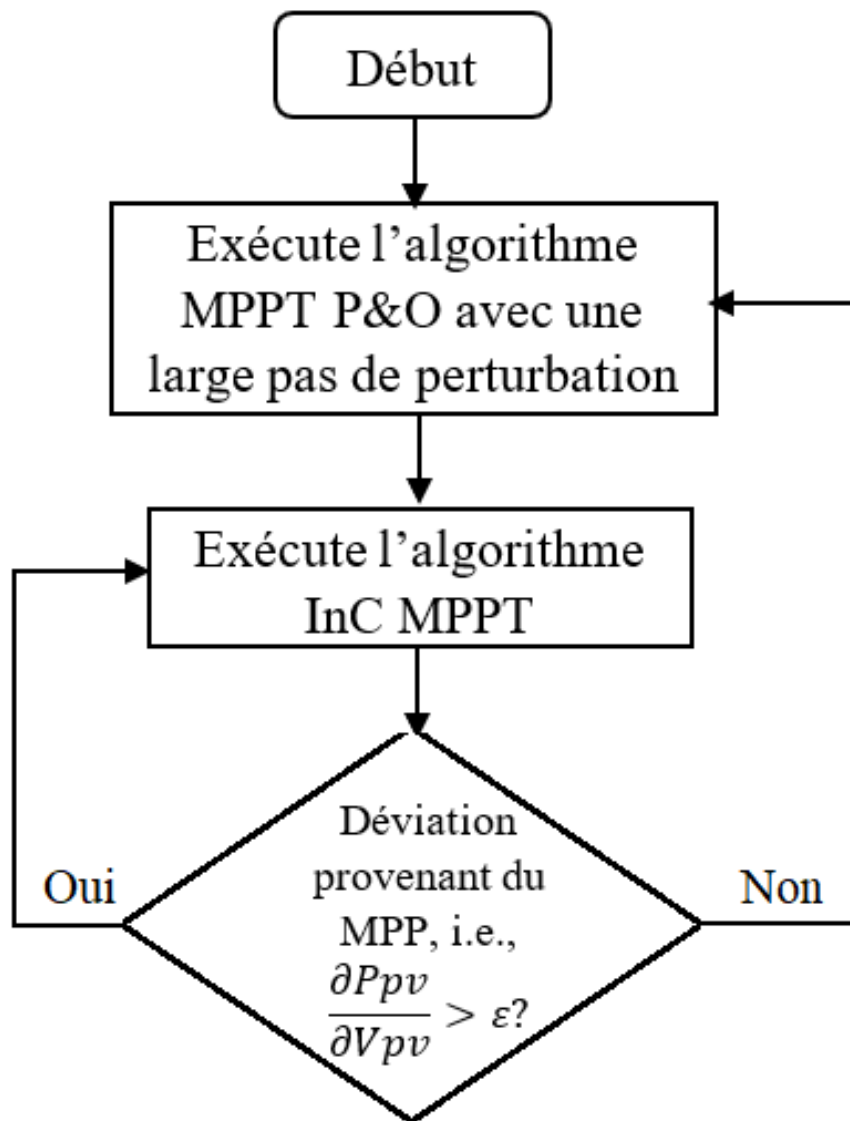


FIGURE 2.7 – Algorithme d'exécution MPPT avec un large pas de perturbation.

état stable et pour déclencher l'initiation d'un nouveau processus de recherche au cas où une large déviation du PPM est détectée (c'est-à-dire quand  $\frac{\partial P_{pv}}{\partial V_{pv}} > \epsilon$ , où  $\epsilon$  est un seuil présent) due au changement des conditions environnementales.

Une approche itérative, où la fenêtre de recherche est modifiée progressivement, est également effectuée dans l'algorithme d'itération linéaire présenté par (Xu *et al.*, 2014). Par contre dans ce cas, la nouvelle recherche du rangé à chaque itération de l'algorithme est calculée, basé sur la pente de la puissance du point de l'abscisse sur la caractéristique de la puissance-tension, qui est définie comme l'intersection des lignes tangente à  $V_{min}$  et  $V_{max}$ . Si l'inclinaison est positive à ce point d'intersection noté Q, alors Q est choisi

comme la nouvelle limite inférieure de la rangé de recherche, sinon il sera la limite supérieure. Dans l'algorithme parabolique de prédiction figure 2.7 (Pai *et al.*, 2010), la courbe puissance-tension de la source PV,  $P_{pv}(V_{pv})$ , est approximée par une courbe parabolique,  $Q(V_{pv})$  (en Watt), l'équation 2.12 :

$$Q(V_{PV}) = P_{PV}(V_0) \frac{(V_{PV} - V_1)(V_{PV} - V_2)}{\Delta V_{01} \cdot \Delta V_{02}} + P_{PV}(V_1) \frac{(V_{PV} - V_0)(V_{PV} - V_2)}{\Delta V_{10} \cdot \Delta V_{12}} + P_{PV}(V_2) \frac{(V_{PV} - V_0)(V_{PV} - V_1)}{\Delta V_{21} \cdot \Delta V_{21}} \quad (2.12)$$

Où  $V_i$  est la tension de sortie de la source PV au  $i$ ème point de fonctionnement,  $\Delta V_{ij} = V_i - V_j$  et  $i, j=0,1,2$ .

Durant l'exécution du processus MPPT, la tension et la puissance du module PV sont mesurées à trois points de fonctionnement qui sont basés sur la procédure proposée par (Pai *et al.*, 2010) et la courbe parabolique correspondante est calculée par l'équation 2.12. La courbe parabolique est utilisée pour estimer l'emplacement du PPM, laquelle dévie le PPM réel de la source PV. Similairement, une nouvelle courbe parabolique est calculée à la nouvelle itération de l'algorithme utilisant les trois points de fonctionnement, qui produisent des valeurs élevées de la puissance, résultant le fonctionnement proche du PPM. Ce processus est répété jusqu'à ce que la puissance de déviation des PPMs calculée aux deux itérations successives soit plus petite qu'un niveau prédéfini. Bien qu'elles soient efficaces, ces techniques exposent une réalisation complexe comparativement aux algorithmes simples, comme les méthodes P&O et InC.

### 2.2.7 Technique de contrôle de la corrélation d'ondulation (Ripple Correlation Control (RCC) MPPT)

Afin d'éviter l'utilisation d'une dérivée pour réaliser le processus de MPPT, la tangente de la courbe puissance-tension,  $\frac{\partial P_{PV}}{\partial V_{PV}}$  utilisée dans la technique P&O pour détecter la direction vers laquelle le PPM se trouve est remplacée dans la méthode RCC MPPT par la fonction de corrélation suivante (équation 2.13) (Carraro *et al.*, 2013) :

$$c(t) = \frac{\partial P_{PV}}{\partial t} \times \frac{\partial V_{PV}}{\partial t} \quad (2.13)$$

Dans le cas où un convertisseur DC/DC est utilisé pour interfacer le générateur PV à la charge, le cycle périodique  $d(t)$ , du convertisseur à l'instant  $t$  est ajusté selon la loi de commande suivante (équation 2.14) :

$$d(t) = k \times \int_0^t \text{sign}(c_{lp}(\tau)) d\tau \quad (2.14)$$

Où  $k$  est une constante et  $c_{lp}(\tau)$  est le résultat du filtre passe-bas de la fonction de corrélation  $c(t)$ . Pour simplifier la réalisation du système MPPT, les valeurs de  $\frac{\partial P_{PV}}{\partial t}$  et  $\frac{\partial V_{PV}}{\partial t}$  dans  $c(t)$  sont calculées en mesurant les troubles AC (c'est-à-dire les ondulations) au point de fonctionnement de la source PV, qui sont dues à la fréquence de commutation élevée du convertisseur. Les dérivations sont mesurées en utilisant les filtres passe-haut avec un coupe fréquence élevée qui est le ripple frequency (c'est-à-dire commutation de fréquence) (Esram *et al.*, 2006). Dans (Barth et Pilawa-Podgurski, 2014), la technique de juxtaposition du PWM est appliquée pour augmenter la résolution du signal de control PWM du convertisseur. L'ondulation du courant et la tension résultant à la sortie de la source PV, qui est due au processus de juxtaposition, est alors exploitée pour appliquer la méthode RCC MPPT.

Afin d'augmenter la précision du processus de suivi du PPM, une méthode variable du RCC est proposée dans (Moo et Wu, 2014). Dans cette technique, la phase de déplacement des ondulations du courant et la tension de la sortie PV est contrôlée. Un changement dans la phase de déplacement indique que le sommet du courant ondulé de la source PV a atteint le PPM. Donc, le composant DC du courant de sortie de la source PV est régulé à la valeur du PPM détectée. La méthode RCC-MPPT présente une réponse rapide, son fonctionnement est basé sur l'existence des ondulations de commutation, qui peut être indésirable durant le fonctionnement des convertisseurs. En plus, la performance de cette technique MPPT est affectée par la précision des mesures de la fonction de corrélation  $c(t)$ .

## 2.2.8 Technique de contrôle de recherche de l'extremum (Extremum Seeking Control (ESC) MPPT)

Le contrôle de recherche maximale (ESC) est une stratégie auto optimisation (Li *et al.*, 2011), qui fonctionne sur un principe de base similaire au RCC MPPT. Leur différence

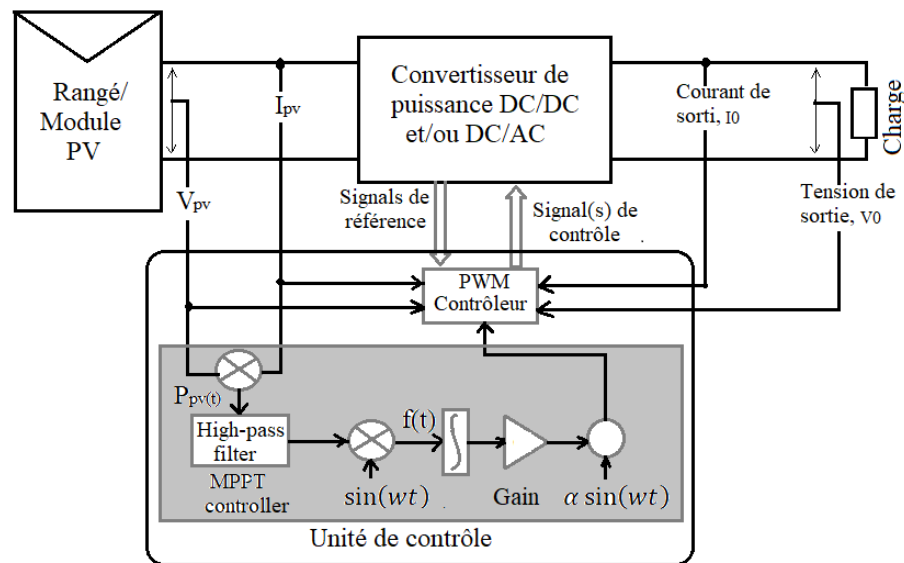


FIGURE 2.8 – Un schéma block du diagramme de la technique basée sur Extremum Seeking Control (ESC) MPPT.

est qu'à la place d'utilisation d'une fréquence élevée d'ondulation de la commutation, qui est le fondamental dans le convertisseur RCC, ESC est basé sur l'injection d'une perturbation sinusoïdale (Bazzi et Krein, 2013). Le schéma du diagramme bloc d'un ESC sur la méthode présentée par (Malek et Chen, 2014) est montré sur la figure 2.8. Le signal de contrôle,  $d(t)$  correspond au cycle périodique du convertisseur. La puissance de sortie du module/rangée PV,  $P_{pv}(t)$  est passée à travers un filtre passe haut et démodulée. Le signal résultant a un signe positif dans si le point de fonctionnement se trouve sur la gauche de la courbe de caractéristique de puissance, alors la perturbation et les signaux de la puissance de sortie de la source sont en phase dans ce cas, sinon le signe est négatif. Le signal de contrôle est produit en intégrant  $f(t)$  et ensuite s'ajoute la perturbation  $\alpha \sin(\omega t)$ . Le processus MPPT basé sur ESC a l'inconvénient que pour sa réalisation, dans le système de traitement de la puissance du PV, le développement d'un circuit de contrôle relativement complexe est nécessaire.



## 2.2.9 Technique basée sur contrôle mode glissant (Sliding-Mode Control) MPPT

Dans un contrôle mode glissant pour MPPT, la tension du module PV et le courant du dispositif convertisseur inducteur comportent un ensemble de variables d'états. Une surface de commutation est définie en utilisant ces variables d'états comme suit (Levron et Shmilovitz, 2013) :

$$S(V_{PV}, i_{in}) = c_1 i_{in} - c_2 V_{PV} + V_{ref} \quad (2.15)$$

$i_{in}$  est le courant de convertisseur inducteur,  $c_1$  et  $c_2$  sont des constantes positives,  $V_{ref}$  est un signal de contrôle ajustable. Un diagramme bloc basé sur la méthode proposé dans (Levron et Shmilovitz, 2013) est illustré sur la figure 2.9. Durant le fonctionnement, la valeur de  $S(V_{PV}, i_{in})$  est évaluée ; dans le cas où  $S(V_{PV}, i_{in}) > 0$ , le transistor  $T_1$  est bloqué et l'énergie est transférée vers la source, dans le cas contraire  $T_1$  est passant de telle sorte que l'énergie est stockée à l'entrée de l'inductance L. La valeur de  $V_{ref}$  est ajustée par un algorithme MPPT P&O de telle sorte que la source PV fonctionne au PPM. Pour accélérer la convergence au PPM, les valeurs de  $c_1$  et  $c_2$  sont sélectionnées de telle sorte que les points de fonctionnement  $[V_{PV}, i_{in}]$ , qui sont définis par  $S(V_{PV}, i_{in}) = 0$ , soient compatibles aux emplacements du PPM de la source PV sous les conditions variables de l'irradiation solaire, avec un minimum de déviation possible.

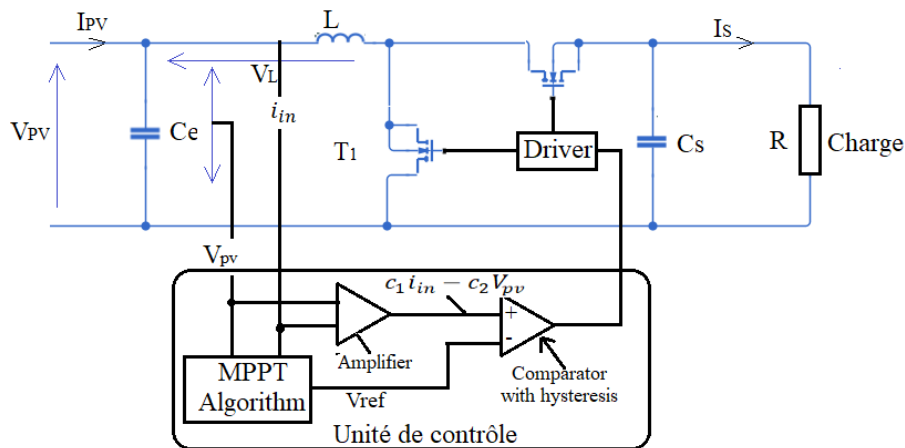


FIGURE 2.9 – Un bloc diagramme d'un système de contrôle mode glissant.

Donc, pour réaliser cette technique MPPT, une bonne connaissance des caractéristiques fonctionnelles de la source PV s'avèrent nécessaire. Comme démontré par (Levron et Shmilovitz, 2013), comparé au MPPT basé sur le principe PWM, le contrôle par le mode glissant pour MPPT assure une réponse plus rapide sous les conditions dynamiques.

## 2.3 Comparaison des techniques MPPT pour les conditions variables de l'irradiation solaire

TABLE 2.1 – Tableau de comparaison des caractéristiques fonctionnelles des méthodes MPPT.

| Méthode MPPT                          | Taux d'échantillonnage | Complexité | Robustesses               |                | Efficacité |
|---------------------------------------|------------------------|------------|---------------------------|----------------|------------|
|                                       |                        |            | Perturbations extérieures | Vieillessement |            |
| Tension constante et courant constant | -                      | +          | -                         | -              | -          |
| P&O et InC                            | +                      | +          | -                         | +              | +          |
| ANN                                   | +                      | -          | +                         | -              | -          |
| FLC                                   | +                      | -          | +                         | +              | -          |
| Capteur unique                        | +                      | +          | +                         | +              | -          |
| optimisations numériques              | -                      | -          | +                         | +              | +          |
| RCC                                   | +                      | -          | -                         | +              | +          |
| ESC                                   | +                      | -          | +                         | +              | +          |
| Control mode ajustable                | +                      | +          | +                         | -              | +          |

Une comparaison des caractéristiques fonctionnelles des méthodes MPPT est présentée dans le tableau 2.1. Les méthodes P&O, InC et l'approche simple capteur MPPT sont caractérisées par une simple implémentation et ont une performance statique et dynamique similaire. Malgré cela, leur fonctionnement peut être affecté par des perturbations extérieures (par exemple, le court terme et rapide changement des conditions météorologiques), elles sont capables de poursuivre le point de puissance maximale. Les méthodes de la tension constante, courant constant et les méthodes basées sur l'intelligence artificielle sont plus robustes par rapport aux méthodes P&O et InC, en plus elles

sont moins affectées par les perturbations extérieures.

Par contre, leurs efficacités sont dépendantes de l'interruption périodique de la source PV pour des mesures de la tension à vide  $V_{oc}$  et le courant de court-circuit de la source PV. L'efficacité est davantage réduite avec la précision de la connaissance des paramètres fonctionnels de la source PV, qui est nécessaire pour leur implémentation. Dans les algorithmes d'optimisation numériques MPPT, un processus de balayage est périodiquement répété pour détecter les changements possibles de la position du PPM, ce qui résulte une réduction de son efficacité due aux pertes d'énergies engendrées jusqu'à ce que la convergence au point PPM soit effectuée. Les algorithmes numériques ne nécessitent pas une connaissance spécifique du système pour leurs applications, mais la complexité de leurs implémentations est plus élevée que pour celles des méthodes P&O et InC. La robustesse de ces techniques numériques est affectée par les perturbations extérieures, donc elles ne sont pas capables de tenir compte les erreurs d'estimations, qui proviennent des décisions prises durant chaque itération, jusqu'à ce qu'un nouveau processus de balayage soit réalisé. La robustesse de la technique RCC peut facilement être affectée par l'impact des variations extérieures sur la précision de calcul de la fonction de corrélation. En plus, une conception cohérente appropriée du convertisseur de puissance et du contrôleur MPPT est nécessaire pour l'implémentation de notre méthode RCC-MPPT, donc nécessitant la disponibilité de la connaissance du système. La complexité du circuit de contrôle des techniques RCC et ESC-MPPT est relativement élevée. La méthode ESC est plus robuste que celle de la RCC. Par contre, une connaissance détaillée des caractéristiques fonctionnelles du système PV est nécessaire par la méthode ESC pour l'apprentissage des paramètres fonctionnels de la boucle de contrôle.

## **2.4 Conclusion**

Dans la première partie de ce chapitre, nous avons présenté une étude sur les différentes techniques de suivi du point de puissance maximale réalisé dans la littérature. En seconde partie, nous avons fait une comparaison de ces différentes techniques afin de ressortir les limites de ces méthodes. Malgré les efforts, la poursuite du point de puissance maximale demeure toujours un problème crucial dans le système de production

PV. C'est Dans cette optique, nous avons présenté une nouvelle approche de la poursuite du point de puissance maximale basé sur les réseaux de neurone. Celle-ci qui sera présentée au chapitre suivant est notre première contribution pour la résolution de cette problématique.

*Dans le chapitre suivant, nous allons aborder la modélisation d'un contrôleur de poursuite du point de puissance maximale utilisant un système hybride des réseaux de neurones artificiels.*

## **Chapitre 3**

**Modélisation d'un contrôleur de suivi  
du point de puissance maximale avec  
l'hybridation des réseaux de neurones  
artificiels.**

Malgré des efforts d'amélioration dans la littérature, le suivi du point de puissance maximale reste toujours un problème crucial dans le couplage des modules PV au réseau électrique. Dans cette partie, une nouvelle technique MPPT de poursuite qui est notre première contribution pour la résolution de cette problématique est traitée. Nous avons proposé un contrôleur MPPT hybride à base du réseau de neurones artificiels. Le MPPT hybride est composé de deux réseaux de neurones. Le premier réseau comporte deux entrées (l'irradiation solaire et la température ambiante) et deux sorties (la tension et l'intensité de courant de sortie de référence). Le second réseau à deux entrées et une sortie ; les entrées utilisent les sorties du premier réseau et la sortie sera le cycle périodique qui commande le convertisseur DC/DC.

### 3.1 Introduction

Sachant que le ratio " Puissance fournie à la sortie par unité de générateur PV " est relativement faible et le coût d'acquisition des modules PV relativement élevé, alors il est important de se pencher sur la question d'efficacité de ces PV d'une part, et d'autre part sur la réduction du coût de production d'énergie. Concernant l'efficacité, les systèmes d'électronique de puissance (comportant des composants passifs) sont responsables de la plupart des pertes d'énergie dans le système PV entier.

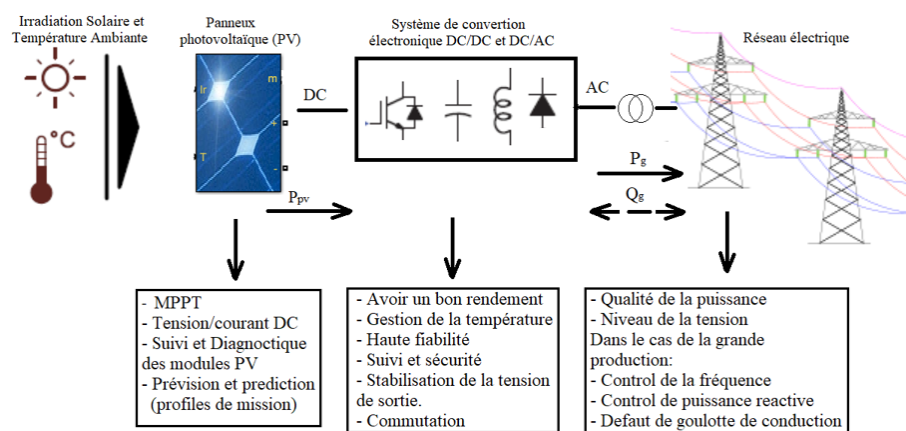


FIGURE 3.1 – La fiabilité recommandée aux niveaux des différentes parties du système PV couplé au réseau.

Les possibilités d'avoir l'efficacité demandée impliquent l'utilisation des matériels semiconducteurs avancés, des systèmes de contrôle intelligents et des technologies de PV sans perte de puissance. Comme ont été illustrées à la figure 3.1, les technologies de meilleure surveillance, de prévision et de communication seront aussi cruciales pour l'implantation des futures systèmes PV connectés au réseau. L'inconvénient de la production de l'énergie solaire est que la génération de l'énergie n'est pas constante pendant toute la journée, car il change avec les conditions climatiques (Ahmed et Salam,2016). En plus, le rendement de conversion de l'énergie solaire à l'énergie électrique est très faible qui est seulement de l'ordre de 9 à 17% (Veerachary et Shinoy,2005) en faible régions de l'irradiation. Malgré sa forme simple, le point de fonctionnement oscille autour du PPM (Point de Puissance Maximale) qui cause une perte d'énergie et un temps de suivi long. En plus, suivant les variations de condition climatique (irradiation solaire et température ambiante), le point de fonctionnement se déplace sur une autre courbe (Ricco et al.,2014). Ceci engendre des défaillances en suivi du PPM, comme par exemple l'algorithme est incapable d'identifier la source de perturbation provenant d'une variation de tension ou des conditions climatiques. Le P&O nécessite également un système de processus de contrôle (comme logiciel) ce qui rend difficile son intégration sur le panneau PV (Kollimalla et Mishra,2014). Un algorithme MPPT de la conduction progressive (InC) améliorant la technique P&O est présenté par (Elgendy et al.,2012). Une modification de cet algorithme InC, employant une adaptation dynamique du nombre de pas durant le processus du suivi est proposé par (Rahman et al.,2013).(Sera et al.,2013) ont démontré à travers des tests expérimentaux que les méthodes P&O et InC ont des performances similaires sous les conditions statiques et dynamiques. Les méthodes tension-constante et courant-constant nécessitent également un capteur de tension et de courant respectivement pour leur mise en œuvre, mais l'interruption périodique du fonctionnement de la source PV pour mesurer la tension à vide et le courant de court-circuit résulte d'une perte d'énergie (Ramasamy et Vanitha,2014). En utilisant les techniques de l'intelligence artificielle, la précision de prédire la tension et courant au PPM est fortement affectée par la précision de l'estimation de la température des modules PV, qui affecte les valeurs de  $V_t$  et  $I_s$  (Afghoul et al.,2013). L'implémentation des techniques numériques est complexe et compte tenu de la complexité

des calculs de la tension ou le courant PPM, un microcontrôleur ou une unité DSP est nécessaire pour la réalisation d'un tel système MPPT. En plus, le temps de réponse de l'algorithme de suivi du PPM est relativement faible (Veerachary et Shinoy,2005), (Xu *et al.*,2014). La performance de la technique RCC MPPT est affectée par la précision des mesures de la fonction de corrélation  $c(t)$  (Moo et Wu,2014). Le processus MPPT basé sur ESC, a l'inconvénient que pour sa réalisation dans le système de traitement de la puissance du PV, le développement d'un circuit de control relativement complexe est nécessaire (Malek et Chen,2014).

Dans ce travail, nous proposons un contrôleur MPPT hybride à base du réseau de neurones artificiels pour améliorer les défaillances évoquées précédemment. Le MPPT hybride est composé de deux réseaux de neurones, le premier réseau comporte deux entrées et deux sorties ; les entrées sont l'irradiation solaire et la température ambiante et les sorties sont la tension et le courant de sortie de référence. Le second réseau à deux entrées et une sortie ; les entrées utilisent les sorties du premier réseau et la sortie sera le cycle périodique qui commande le convertisseur DC/DC. Les données nécessaires à la génération du modèle RNA (Réseau de Neurones Artificiels) sont obtenues à partir des séries de mesures. Les réseaux sont développés en deux modes : le mode hors ligne pour obtenir la structure, la fonction d'activation et algorithme d'apprentissage optimaux des réseaux de neurones et le mode en ligne où, ces contrôleurs RNA MPPT optimaux sont utilisés dans le système PV. Le contrôleur MPPT de réseau neurones proposé est testé et validé à l'aide de l'outil de modélisation et simulation Matlab/Simulink sous différentes conditions de variation climatique.

## 3.2 Modélisation d'un module photovoltaïque sous Matlab/Simulink

La structure de base d'une cellule PV peut être modélisée comme des composants électriques de base (Kim *et al.*, 2013). La figure 3.2, montre la jonction semiconducteur PN et les différents composants qui forment une cellule PV. Le processus de circulation des photon-électrons expliqué précédemment peut être modélisé comme une source de



courant  $I_{ph}$ , où le courant généré dépend de l'intensité lumineuse frappant la cellule. La jonction semiconducteur PN est modélisée comme une diode  $D$ , avec la direction montrée à la figure 3.2.

La source de courant et la diode constituent un modèle idéal d'une cellule PV mais en

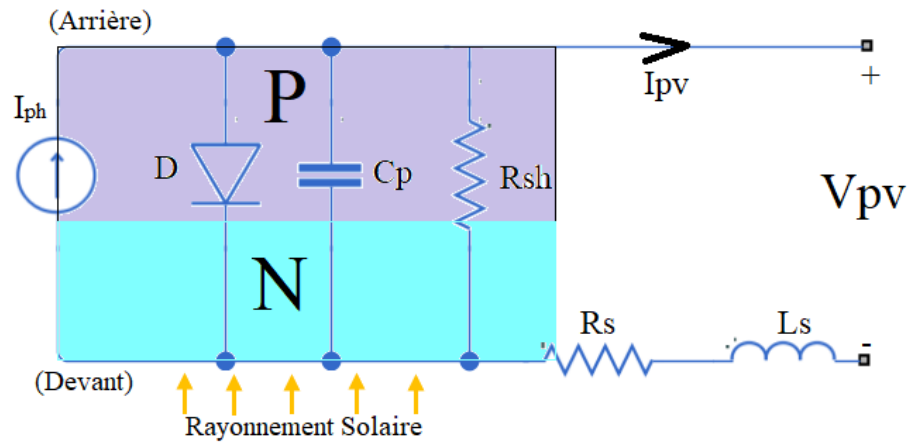


FIGURE 3.2 – Modèle d'une structure de base d'une cellule photovoltaïque PV.

réalité, il y a des composants de parasites additionnels. La jonction PN est montée en parallèle avec une capacitance parallèle  $C_p$  et une résistance parallèle  $R_{sh}$  (appelée aussi résistance de shunt), tandis que les fils de conduite reliés à la cellule PV soit associés à une résistance en série,  $R_s$  et une inductance en série,  $L_s$ . Ces composants parasites sont souvent ignorés quand une simple représentation d'une cellule PV ou panneau est nécessaire, mais ils doivent être prises en considération quand une modélisation précise est recommandée. Le simple modèle PV peut être implémenté sous Matlab/Simulink

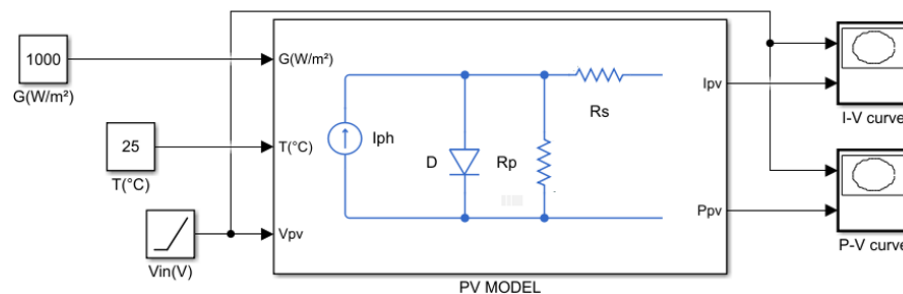


FIGURE 3.3 – Modèle d'une cellule PV avec l'irradiation solaire, la température et la tension comme les entrées.

comme il est illustré sur la figure 3.3, où les entrées sont l'irradiation solaire  $G$ , la température ambiante  $T$  et la tension du PV  $V_{PV}$ . Les sorties sont l'intensité du courant

PV IPV et la puissance PPV. Nous avons fait une simulation sous Matlab/Simulink. La courbe de l'intensité du module PV en fonction de la tension du module PV ainsi que la courbe de la puissance du module PV en fonction de la tension du module PV sont représentées respectivement sur les figures 3.4 et 3.5.

L'étoile indique le point de puissance maximale, où le module PV produira sa puis-

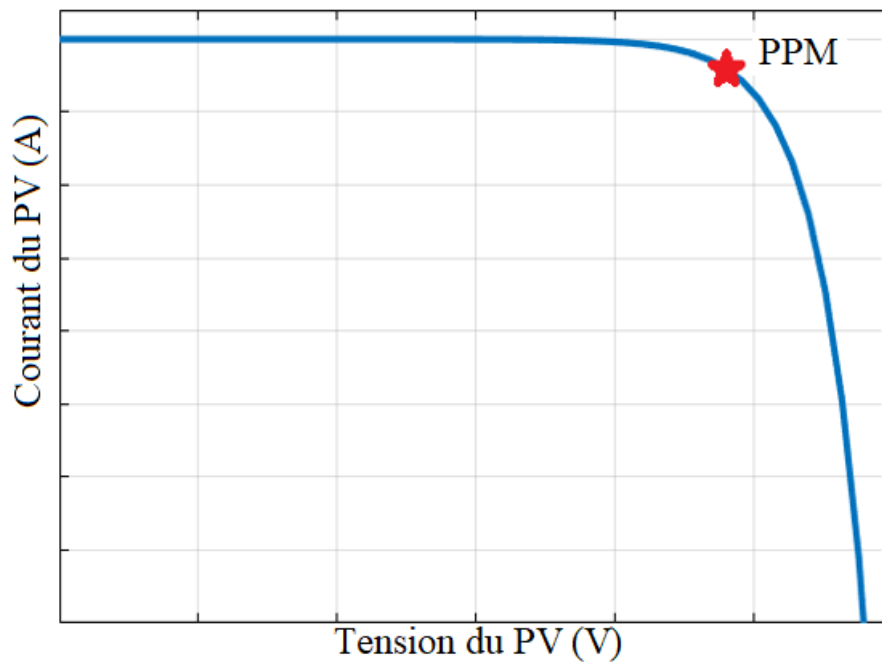


FIGURE 3.4 – : La courbe de l'intensité en fonction de la tension d'un exemple de cellule PV sous les conditions standard (rayonnement  $G=1000W/m^2$  température  $T=25^{\circ}C$   $AM=1,5$ ).

sance maximale. Pour une tension inférieure à celle du PPM, le courant est relativement constant quand la tension varie de même manière comme une source de courant. Pour une tension supérieure à celle du PPM, la tension est relativement constante quand le courant varie de telle sorte qu'une source de tension. La tension du circuit ouvert VOC est la tension du PV quand le courant est nul (0A) et le courant de court-circuit est le courant qui correspond à une tension nulle. Les courbes courant-tension et puissance-tension sur les figures 3.4 et 3.5 sont sous une condition spécifique de l'irradiation solaire et de température ambiante. Sur une journée, les deux paramètres varieront parfois graduellement (minutes à heure) et parfois très rapidement (secondes), dus à des nuages passagers.

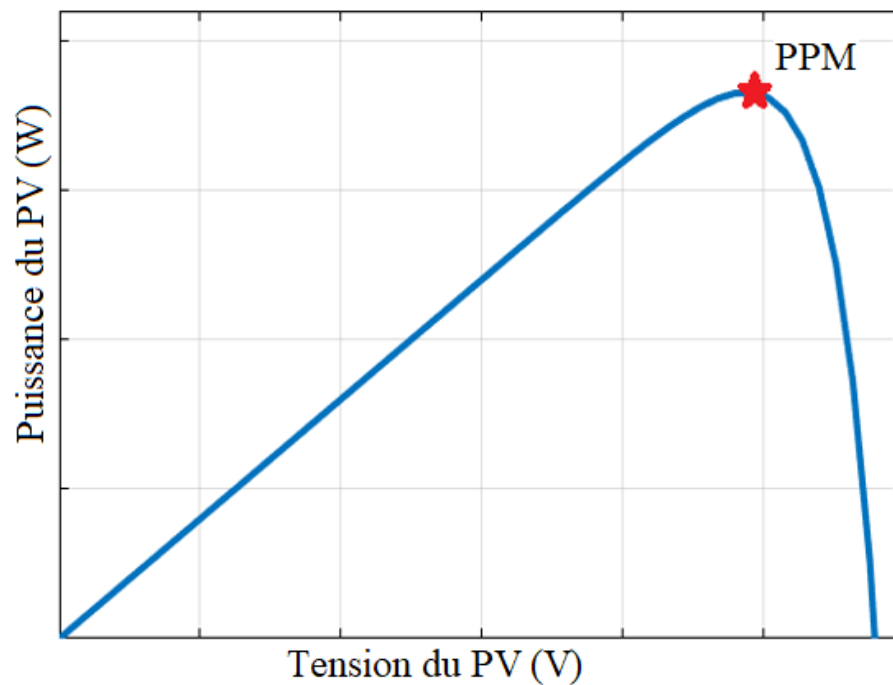


FIGURE 3.5 – : La puissance en fonction de la tension d'un exemple de cellule PV sous les conditions standard (rayonnement  $G=1000\text{ W/m}^2$  température  $T=25^\circ\text{C}$  AM=1,5).

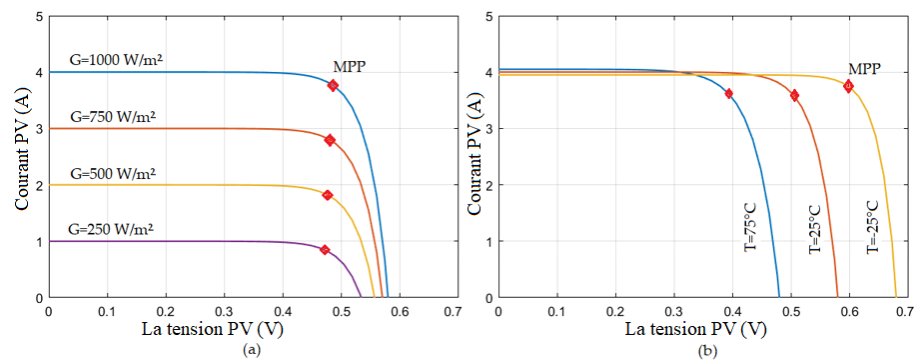


FIGURE 3.6 – Les courbes de dépendance de l'efficacité d'une cellule solaire aux variations des conditions climatiques.

Comme l'irradiation et la température ambiante varient, la courbe de la caractéristique I-V varie également comme montré dans la figure 3.6. L'irradiation est directement proportionnelle aux courants de la caractéristique. Quand l'irradiation augmente le courant de court-circuit et le courant du point de puissance maximale (PPM) aussi augmentent ; la température est inversement proportionnelle aux tensions de la caractéristique. Quand la température augmente, la tension à vide et la tension au point de puissance maximale

diminuent. Selon ces tendances, une cellule PV produira plus d'énergie quand l'intensité lumineuse est grande et que la température est faible. Par contre, ces genres de conditions environnementales ne sont pas communs, quand une plus grande intensité lumineuse frappe un objet, sa température tend à augmenter en même temps.

### **3.3 Modélisation d'un MPPT hybride à partir du réseau de neurones artificiels**

#### **3.3.1 Technique MPPT à base du réseau de neurones artificiels**

L'architecture du réseau de neurones adapté est composée de trois couches. Les couches d'entrées composées de deux neurones comme nous avons deux entrées (l'irradiation solaire et la température ambiante). Les couches cachées, incluant 5 neurones ; ce nombre est sélectionné suivant l'exécution des règles empiriques débutant avec un grand nombre de neurones et éliminant les non nécessaires à condition de rechercher un réseau stable et une sortie précise. La couche de sortie contient un neurone qui correspond au cycle périodique optimal. Dans un premier temps, les mesures de l'irradiation solaire et de la température ambiante sont introduites dans un réseau de neuronal artificiel (RNA) et la valeur optimale correspondant du cycle de fonctionnement (cycle périodique) du convertisseur DC/DC est estimée, une structure est présentée par ([Charfi et Chaabene, 2014](#)) figure 3.7. En vue d'obtenir des résultats précis, le RNA devrait être entraîné utilisant des mesures quantitatives préalables en fonctionnement temps réel dans l'unité de suiveur MPPT, ce qui est un désavantage. Les valeurs des poids de connexion et des seuils du RNA sont sélectionnés aléatoirement au début de la formation du processus et ensuite durant la formation elles sont fixées afin de minimiser l'écart entre les données estimées et formées.

Un RNA est un processeur réparti massivement en parallèle qui a une tendance naturelle pour stocker la connaissance expérimentale et le rendre disponible pour l'utilisation. Le pouvoir des RNAs dans le système de l'identification et développement des contrôleurs adaptatifs les faits bien adaptés aux applications du système PV comme la poursuite du

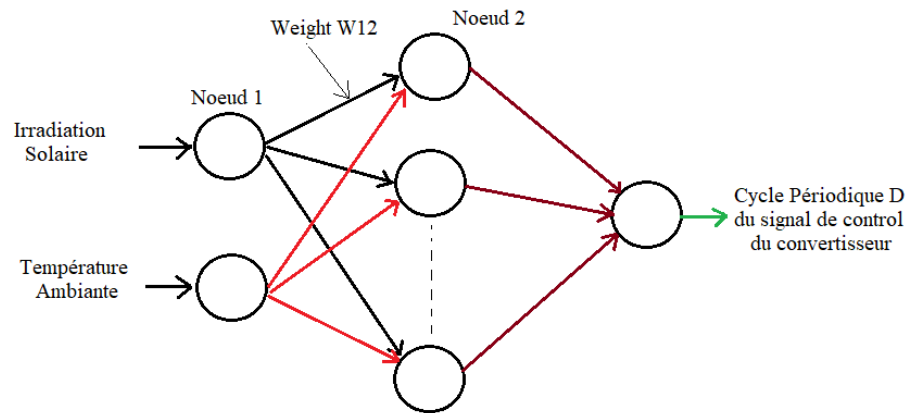


FIGURE 3.7 – Une structure de la technique basée sur les réseaux de neurones (RNA).

point de puissance maximale MPPT du module PV.

Un réseau multicouche non récurrent a été développé pour calculer le cycle périodique optimal DC/DC considérant les variations de l'irradiation solaire et la température ambiante.

### 3.3.2 Modèle hybride de réseau de neurones artificiels

Partant de l'analyse du tableau 2.1 du chapitre 2, nous nous sommes proposés d'hybrider les différentes techniques afin d'avoir une approche de poursuite du PPM robuste à des perturbations extérieures. Nous utilisons d'abord un ensemble d'échantillons de l'irradiation solaire et de la température ambiante ou les données de la fiche technique des modules PV pour former les réseaux de neurones. La formation des réseaux suit les étapes suivantes : la première étape consiste à injecter les données dans les réseaux, ensuite calculer la/les fonctions objectives (par exemple cycle périodique). Si la meilleure solution est atteinte, une autre technique sera utilisée pour piloter le système de conversion afin de poursuivre le point de puissance maximale. Cette technique peut être soit, la méthode perturbation et observation, conduction par incrémentation, de la logique floue ou réseau de neurones artificiels. Dans notre cas d'étude, nous avons utilisé la méthode du réseau de neurones artificiels. La figure 3.8 illustre l'organigramme de notre approche proposée.

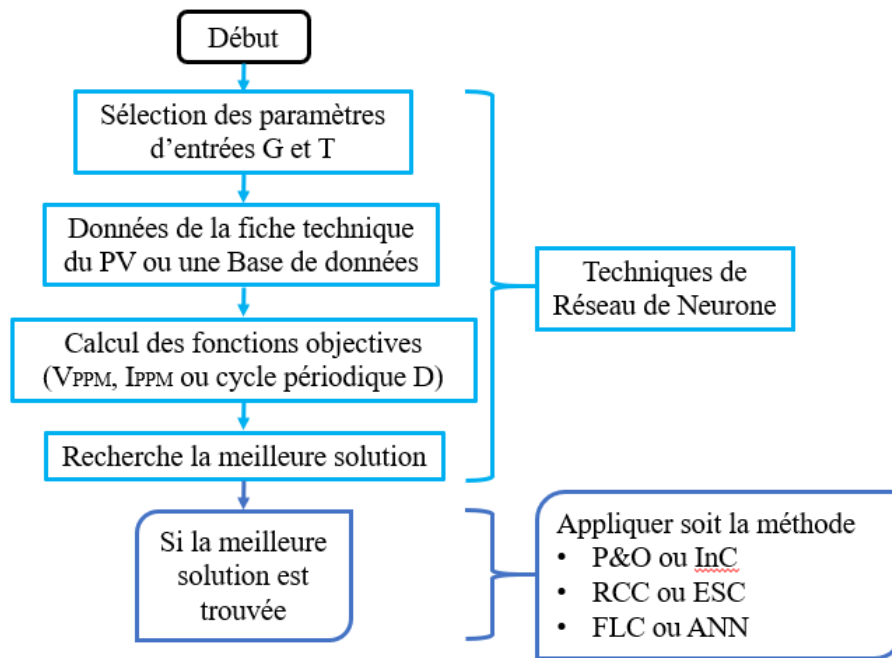


FIGURE 3.8 – Structure de notre approche proposée.

### 3.3.3 Formation des réseaux de neurones artificiels

Dans ce travail, le RNA à rétro-propagation composé de trois couches cachées est utilisée avec des fonctions d'activation logsig. Ce nombre optimal de la couche cachée est obtenu sur une base heuristique pour que la précision de la prédiction soit acceptable. Comme mentionné précédemment, la formation des réseaux de neurones nécessite deux modes : le mode hors ligne et le mode en ligne. La force des RNA dans l'identification

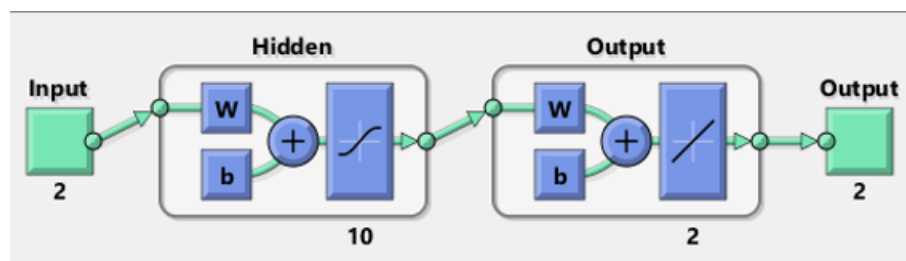


FIGURE 3.9 – Architecture du réseau de neurones artificiels sous Matlab/Simulink.

des systèmes et le développement de contrôleurs adaptatifs les rend bien adaptés aux applications de systèmes PV telles que le suivi du point de puissance maximale. Dans les applications d'ingénierie, un réseau de perception multicouche formé par la méthode

de rétro-propagation est la technique la plus utilisée.

Un réseau multicouche non récurrent a été développé afin d'estimer la tension et le cou-

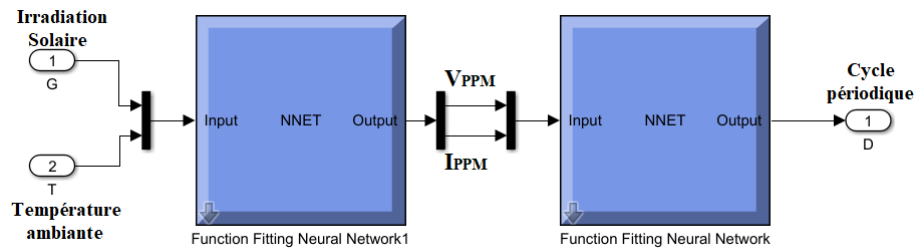


FIGURE 3.10 – Contrôleur hybride ANN proposé.

rant optimaux au point de puissance maximale (PPM) compte tenu de la variation de l'irradiation et de température ambiante. L'architecture du réseau de neurones adopté est composée de trois couches. Les couches d'entrée contiennent deux neurones car elles disposent de deux entrées (rayonnement solaire et température ambiante). La couche cachée comprend dix neurones ; ce nombre est sélectionné suite à l'exécution de règles empiriques commençant par un nombre élevé de neurones et éliminant ceux qui sont inutiles à condition d'atteindre la stabilité du réseau et la précision des sorties. La couche de sortie contient deux neurones qui correspondent à la tension et au courant optimaux correspondant au PPM. La figure 3.9 illustre l'architecture de ce réseau. La formation se fait hors ligne à l'aide du Toolbox de Matlab et le contrôleur MPPT proposé dans SIMULINK est illustré à la figure 3.10.

Les données pour la formation du réseau de neurones artificiels sont collectées à partir d'une grande quantité de mesures avant son fonctionnement en temps réel du module PV. La température (T) varie de 10°C à 40°C avec le pas de 5°C et l'irradiation solaire (G) entre 25 à 1000W/m<sup>2</sup> avec un pas égal à 25W/m<sup>2</sup>. La base de données est utilisée pour la formation de deux réseaux. Pour assurer la précision du réseau, ce dernier est ajusté en continu après chaque formation en transmettant l'ensemble de données de test au modèle ANN formé et en enregistrant les résultats. Ensuite, il est comparé à des mesures. En cas de convergence, les performances du réseau sont émuloées en calculant un facteur de performance. La validation des données est utilisée comme vérification supplémentaire des performances du modèle. Si les performances du réseau sont tout à fait correctes à la fois sur l'échantillon de test et sur l'échantillon de validation, nous

pouvons considérer que le réseau est suffisamment adapté pour générer la tension et le courant optimaux tout en étant excité par n'importe quelle entrée ( $G$ ,  $T$ ). Les variables d'entrée du deuxième réseau de neurones sont la tension et le courant optimaux estimés par le modèle ANN correspondant à un rayonnement solaire donné et à des conditions de température de cellule en fonctionnement. La variable de sortie est le rapport cyclique correspondant. Les données pour les entrées sont collectées à partir des mêmes mesures que le premier modèle ANN. La base de données est utilisée pour former le réseau et les autres sont utilisées pour vérifier les données.

Ensuite ces réseaux formés en mode hors ligne sont utilisés en mode ligne figure 3.11 afin de poursuivre le PPM.

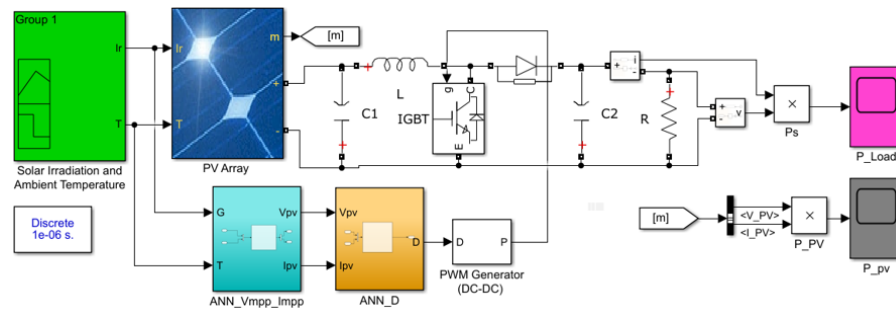


FIGURE 3.11 – Le bloc diagramme du contrôleur hybride des réseaux de neurones artificiels MPPT sous Matlab/Simulink.

Le contrôleur MPPT du réseau de neurones hybride proposé est testé et validé à l'aide de l'outil de modélisation et simulation Matlab/Simulink sous différentes conditions. Le modèle Simulink composé d'un module MSX-60, un convertisseur DC/DC piloté par notre modèle hybride des réseaux de neurones artificiels et une charge est illustré à la figure 3.11.

### 3.4 Simulation et résultats

L'outil de simulation Matlab/Simulink est utilisé pour la simulation complète du modèle réalisé. Le module PV MSX-60 de caractéristique illustrée dans le tableau 3.1 a été utilisé. Pour la validation, notre modèle a été comparé au modèle classique de perturbation et observation P&O.



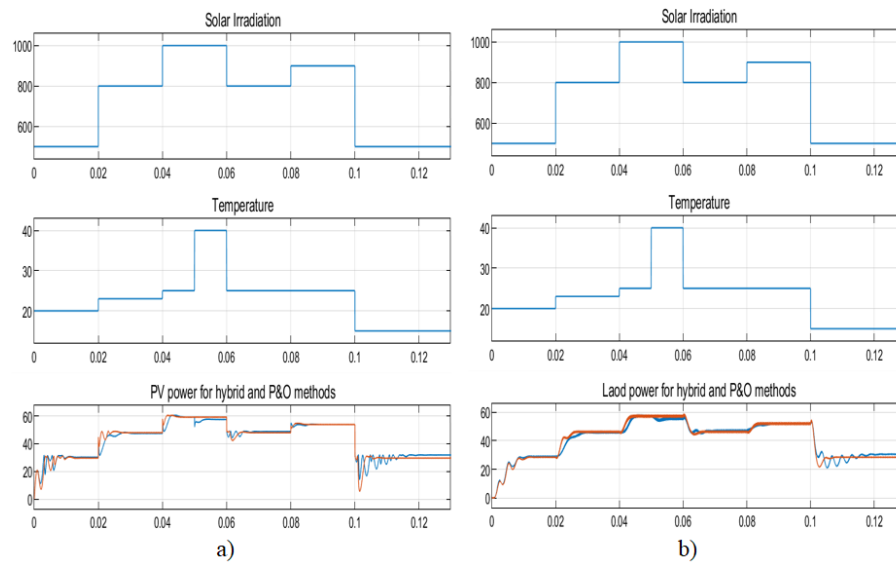


FIGURE 3.12 – Les puissances de sortie des contrôleurs P&O et ANN-hybride (a) et leurs charges correspondantes (b) sous les conditions de l'irradiation et de la température variable.

La simulation est faite sur les conditions de variation de l'irradiation et à la température ambiante. Les figures 3.12 et 3.13 illustrent les différents résultats.

Nous pouvons voir clairement sur la figure 3.12 parmi les deux algorithmes, que l'algorithme du système hybride des réseaux de neurones artificiels donne des valeurs plus proches des valeurs théoriques et plus précises. Nous constatons aussi que le temps de réponse de RNA-hybride est plus court que pour celui de la perturbation et observation P&O. En plus l'algorithme hybride proposé suit plus rapidement le point PPM lors des différentes variations des conditions. La qualité de la puissance de sortie du module PV pour l'approche RNA-hybride présente une très bonne performance en cas de brusque

TABLE 3.1 – Spécificité des données d'un module PV MSX-60

| Paramètres                        | Valeurs                  |
|-----------------------------------|--------------------------|
| VOC                               | 21.06 V                  |
| ISC                               | 3.80 A                   |
| Courant au Pmax (IMPP)            | 3.80 A                   |
| Tension au Pmax (VMPP)            | 17.10 V                  |
| Puissance maximale (PMPP)         | 60.63 W                  |
| Coef de la température (VOC) (KV) | -0.084 V/°C              |
| Coef de la température (ISC) (KI) | $3.3 \cdot 10^{-4}$ A/°C |

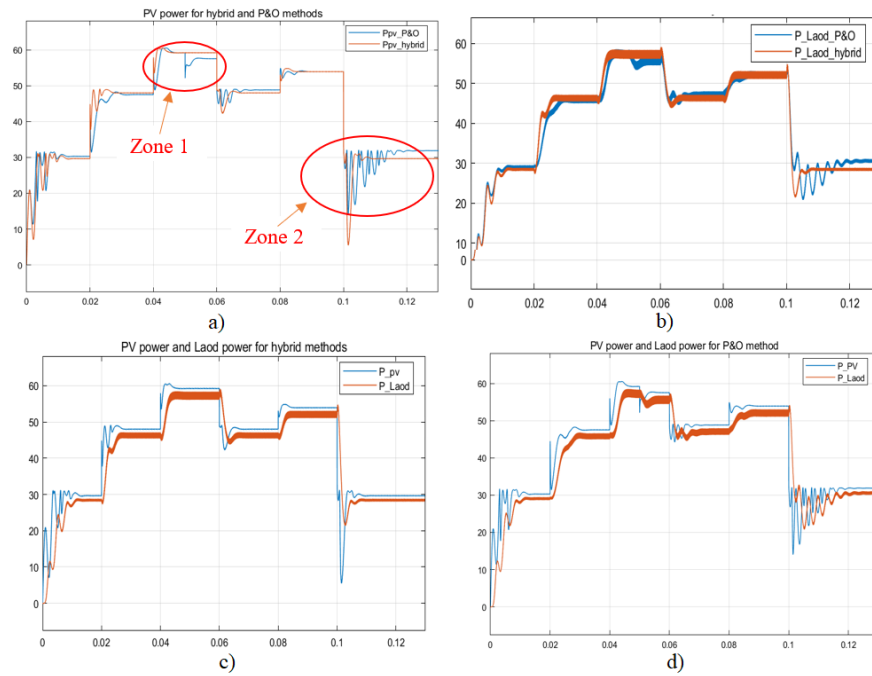


FIGURE 3.13 – Les différentes puissances sous les conditions de variation de l'irradiation solaire et la température ambiante.

changement de l'irradiation solaire en termes de : temps de réponse et de sur-oscillation figure 3.13. En outre la technique P&O dépend plus de la température que la technique RNA-hybride figure 3.13(a) (zone1).

### 3.5 Conclusion

Dans la première partie de ce chapitre, nous avons présenté une étude sur les différentes méthodes de suivi du point de puissance maximale réalisées dans la littérature. Nous avons fait ressortir les différentes limites de ces techniques.

Dans la seconde partie, l'approche du suivi du point de puissance maximale basée sur les réseaux de neurones hybride a été présentée, comme notre contribution.

Les résultats de cette approche hybride des réseaux de neurones artificiels sont meilleurs comparativement à la méthode classique de perturbation et observation P&O en termes de temps de réponse, des sur-oscillations et de la stabilisation rapide autour du point PPM lors des variations brusques de l'irradiation solaire et la température ambiante.

Grâce aux systèmes de conversion plus efficaces qui ont pour objectif de maximiser les

productions des modules PV, les systèmes hybrides photovoltaïques couplés au réseau électrique deviennent de plus en plus intéressants mais la gestion de la production de ces photovoltaïques pose énormément des problèmes vu son statut intermittent.

Fort de ce constat, nous avons mené dans le chapitre suivant une étude d'optimisation d'un système hybride photovoltaïque réseau électrique qui est notre deuxième contribution pour la résolution de cette problématique. Nous avons appliqué notre approche sur le plus grand poste de distribution de la capitale du Mali (Bamako). Pour la simulation, nous avons utilisé l'outil de modélisation et simulation "HOMER".

*Dans le chapitre suivant, nous allons présenter une étude d'optimisation d'un système hybride photovoltaïque connecté au réseau électrique : cas d'étude du Mali*

## **Chapitre 4**

# **Optimisation d'un système hybride photovoltaïque connecté au réseau électrique : cas d'étude du Mali**

L'accès à l'électricité et l'approvisionnement fiable en énergie sont des éléments clés qui soutiennent le développement économique local et qui contribuent à réduire la pauvreté. A cela s'ajoute, aujourd'hui, la problématique de la protection environnementale comme condition *sine qua none* du développement durable. Pour faire face à ces nombreux défis, des politiques et des mécanismes appropriés au niveau national et régional ont été mis en œuvre.

Au Mali, la forte dépendance aux importations de pétrole, la croissance de la demande et le bas taux d'électrification ont poussé les plus hautes autorités à recourir à des solutions technologiques diversifiées pour la satisfaction des besoins énergétiques dont les énergies renouvelables, particulièrement le photovoltaïque pour lequel le pays dispose d'un potentiel important. Pour cela, des systèmes hybrides photovoltaïques couplés au réseau électrique deviennent de plus en plus intéressants mais la gestion de la production de ces photovoltaïques pose énormément de problèmes vu la fluctuation de l'énergie solaire.

Compte tenu de tous ces éléments entravant le photovoltaïque, nous avons décidé de mener " une étude d'optimisation d'un système hybride photovoltaïque-réseau électrique ". Nous avons appliqué notre approche sur le plus grand poste de distribution de la capitale du Mali (Bamako). Pour la simulation, nous avons utilisé l'outil de modélisation et simulation "HOMER".

## 4.1 Introduction

Aujourd'hui, avec la forte demande énergétique des populations et leur consommations instantanées accrues selon les sources et les périodes (hiver / été) d'une part et d'autre part l'épuisement des gisements d'énergie fossiles associé à leur impact écologique (Almasoud et Gandayh,2015), la production d'énergie en quantité et respectueuse de l'environnement devient un défi majeur. La Figure 4.1 illustre l'évolution du combustible consommé pour la production d'électricité de 2000 à 2014 (Alharthi et al.,2017). Par ailleurs, face aux conséquences néfastes du changement climatique, il est important de maintenir la hausse de la température mondiale en dessous de 2°C et viser une augmentation maximale de seulement 1,5°C (Dominković et al.,2017). Pour atteindre

ces objectifs et réduire l'effet de serre, l'utilisation d'énergies renouvelables variables qui est une ressource abondante, propre, et accessible à tous constitue une solution durable, (Kordmahaleh *et al.*,2017) et (Noman *et al.*,2017). Par conséquent, de nombreux pays ont commencé à inclure des programmes d'énergie solaire dans leur planification afin de soutenir le développement durable et la protection de l'environnement. Pour de tels défis, la mise en œuvre des centrales hybrides photovoltaïques couplées au réseau électrique pour la production d'électricité réduira le niveau des émissions de CO<sub>2</sub> et contribuera également à accroître les revenus (Ramli *et al.*,2016).

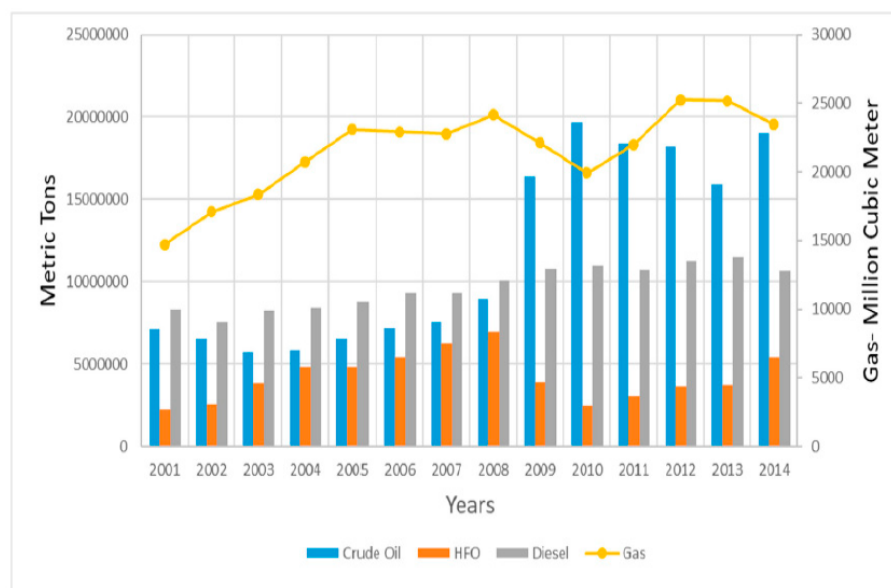


FIGURE 4.1 – Evolution du combustible consommé pour la production d'électricité de 2000 à 2014.

Entre 1998 et 2008, les sources de production solaire et éolienne ont connu les taux de croissance annuels moyens les plus importants. Ils ont en effet augmenté respectivement de 29,6 et de 29,4 % par an (Voyant,2011). Une étude analytique réalisée pour évaluer les différentes sources d'énergies renouvelables en Arabie Saoudite ont montré que l'énergie photovoltaïque (PV), l'énergie solaire concentrée (CSP) et l'énergie éolienne sont respectivement les énergies renouvelables les plus efficaces (Al Garni *et al.*,2016).

La capacité globale des systèmes photovoltaïques intégrés en 2016 était de 106 GW pour l'Union Européenne (UE), 77,4 GW pour la Chine, 42,8 GW pour le Japon et 40,9 GW pour les Etats Unis d'Amérique (USA) (Tahri *et al.*,2017),(Touré *et al.*,2019). En

**Information générale**

Nom

Catégorie

Coordonnées

Altitude  m a.s.l.

Fuseau horaire  TUC

Référence de temps  min

Situation

FIGURE 4.2 – Coordonnées du site de Bamako sous ©meteonorm.

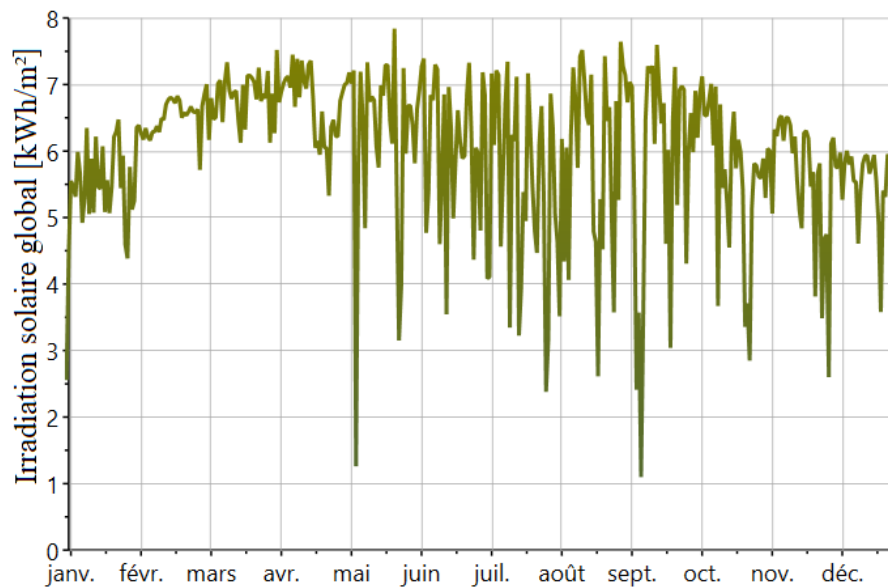


FIGURE 4.3 – L'irradiation global annuel du site de Bamako sous ©meteonorm.

2017, cette capacité a augmenté de 131,1 GW en Chine, de 108 GW au niveau l'Union Européenne, de 51 GW aux États-Unis d'Amérique et de 49 GW pour le Japon ([Zsi-borács et al.,2019](#)). On peut affirmer que les coûts d'investissement de la technologie photovoltaïque (PV) atteignent à présent du niveau du coût le plus bas et la réduction supplémentaire peut être obtenue par la découverte de nouveaux produits bruts ou en développant une technologie de fabrication des matériaux moins chers ([Bai et al.,2016](#)).

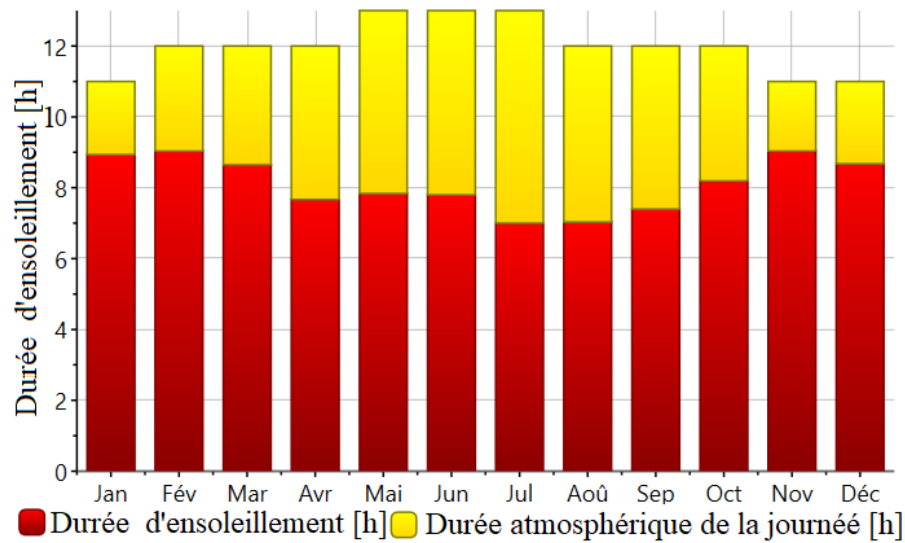


FIGURE 4.4 – La durée de d'ensoleillement moyenne mensuel du site de Bamako sous ©meteonorm.

Le coût nivelé de l'électricité (LCOE) de PV avec des panneaux d'une taille d'installation de 1 kW à 6 kW, dans les conditions climatiques italiennes, était compris entre 0,10 et 0,11 / kWh. Ceci est considéré comme concurrentiel par rapport aux autres technologies de l'électricité verte (Cucchiella *et al.*,2017). La quantité d'électricité produite par les modules PV dépend principalement de la composition, du type de module, de l'effet combiné de l'installation et des facteurs prédominants naturels (Zsiborács *et al.*,2018). En ce qui concerne le taux de rendement énergétique de la technologie photovoltaïque, les systèmes au Silicium (Si) monocristallin et Si multicristallin peuvent fournir une énergie nette / brute supérieure à 90% de rapport de retour selon (Leccisi *et al.*,2016). Par contre, en raison de l'échauffement du module photovoltaïque, sa production d'énergie diminue, affectant la production totale d'énergie du Système PV (Skoplaki et Palyvos,2009b),(Krauter,2004b). Sur la base de la carte de répartition mondiale du rayonnement solaire annuel, la quantité moyenne annuelle d'énergie PV pouvant être générée est comprise entre 640–2400 kWh/m<sup>2</sup> selon les différentes zones géographiques. Au Mali, ces valeurs vont de 2100 à 2300 kWh/m<sup>2</sup> (figure 4.6) (Touré *et al.*,2019).

Vu le potentiel d'énergie solaire dont dispose le Mali et l'augmentation croissante du coût d'exploitation des centrales thermiques, le gouvernement du Mali a adopté en 2006 la stratégie nationale de développement des énergies renouvelables avec un objectif qui



visé à augmenter la contribution des énergies renouvelables dans la production énergétique générale du pays, de moins de 1 % en 2002 à 15 % en 2020 (PANER,2015).

Le réseau interconnecté d'EDM-SA (réseau national d'électricité du Mali) dispose des sources de production d'énergie électrique diverses utilisant trois technologies de base : (1) des centrales thermiques propres à l'EDM et des productions thermiques privées ; (2) des centrales hydroélectriques propres et privées et (3) des interconnexions sous-régionales (avec la Côte d'Ivoire par exemple) (PANER, 2015). La puissance utile totale installée en 2013 était de 424,26 MW, les productions thermiques et hydroélectriques propres à l'EDM étaient de 39,42% de la production totale et 60.58% de cette production totale ont été achetées auprès des fournisseurs privées hydroélectriques et thermiques. Pour faire face à ces difficultés liées au volet énergie, les objectifs fixés par le gouvernement concernant la part des énergies renouvelables raccordées au réseau électrique doit passer de 6,3 MW en 2010 à 150,7 MW en 2020 et 201,8 MW en 2030 (PANER,2015). C'est dans le but de répondre aux exigences de performances des hybrides et de permettre une meilleure gestion de ce dit système que, nous nous sommes intéressés à ce verrou scientifique : « l'optimisation d'un systèmes hybrides photovoltaïque connecté au réseau électrique ». Le présent développement a pour objectif d'augmenter la contribution des sources d'énergie renouvelable à la production électrique nationale du Mali et définir les conditions techniques, économiques et environnementales de la mise en œuvre d'une centrale solaire de 30 MW dans les conditions climatiques du Mali. Ce travail se veut être une première contribution à la démonstration de la faisabilité technique, économique et environnementale d'un modèle énergétique intégré et auto-suffisant dans le pays.

L'objectif de ce chapitre est de minimiser la production d'énergie thermique en fonction de la disponibilité de la source solaire afin d'avoir un réseau de distribution d'énergie optimal. Ce travail, porte d'une part sur la réduction de la production thermique (avec un impact conséquent sur le changement climatique) en fonction de la disponibilité de la production solaire et d'autre part permettre au fournisseur du Mali (Energie du Mali EDM-SA) en électricité d'avoir une estimation fiable des achats auprès des fournisseurs comme le barrage hydroélectrique de Manantali et l'interconnexion avec un pays voisin (la Côte d'Ivoire).

## 4.2 Ressources solaires au Mali

Avant de caractériser le gisement d'énergie solaire au Mali, nous allons passer en revue certains concepts scientifiques relatifs à l'énergie solaire. La quantité totale d'énergie radiative du soleil à tout point de la terre comprend deux composantes : le rayonnement direct et le rayonnement diffus. Ils sont nommés et définis comme suit :

- *Global horizontal irradiance* (GHI) : correspond à la quantité totale de rayonnement direct et diffus reçue sur une surface horizontale exprimée en  $Wh/m^2$  ;
- *Diffuse horizontal irradiance* (DHI) : indique la quantité totale du rayonnement solaire reçu en une heure sur une surface directement exposée au rayonnement solaire, en  $Wh/m^2$  ;
- *Global irradiation* (G) : indique la quantité totale du rayonnement solaire reçu en une heure depuis le ciel, déduction faite du rayonnement direct, exprimé en  $Wh/m^2$ .

TABLE 4.1 – Tableau du rayonnement solaire et de la température au Mali

| Mois      | GHI ( $kWh/m^2$ ) | DHI ( $kWh/m^2$ ) | G ( $kWh/m^2$ ) | Ta ( $^{\circ}C$ ) | Td ( $^{\circ}C$ ) |
|-----------|-------------------|-------------------|-----------------|--------------------|--------------------|
| Janvier   | 167               | 56                | 180             | 24,4               | 2,5                |
| Février   | 182               | 44                | 204             | 27,8               | 1,9                |
| Mars      | 211               | 68                | 196             | 31                 | 4,6                |
| Avril     | 201               | 80                | 160             | 32,3               | 12,1               |
| Mai       | 195               | 82                | 149             | 31,5               | 18,5               |
| Juin      | 186               | 83                | 139             | 28,7               | 21,2               |
| Juillet   | 178               | 87                | 124             | 26,4               | 22,3               |
| Aout      | 172               | 87                | 114             | 25,6               | 22,9               |
| Septembre | 179               | 70                | 150             | 26,2               | 22,8               |
| Octobre   | 179               | 71                | 158             | 27,3               | 21,2               |
| Novembre  | 175               | 50                | 194             | 26,3               | 11,4               |
| Décembre  | 167               | 45                | 209             | 25,1               | 5                  |

Les relevés du gisement solaire au Mali sont disponibles à travers un certain nombre de sources. Dans notre étude, nous avons utilisé les données des conditions de variation climatique de Bamako disponibles sur le site @meteonorm.

Le tableau 4.1 regroupe les valeurs moyennes mensuelles du rayonnement solaire et de

température de Bamako qui est notre site d'étude ; ces valeurs dépendent fortement de la localisation de la centrale (Touré *et al.*,2019).

Les figures 4.3, 4.4 et 4.5 représentent la radiation solaire, la durée d'ensoleillement et la température relativement au site de Bamako, nous avons pris en compte les données mensuelles moyennes provenant de @meteonorm.

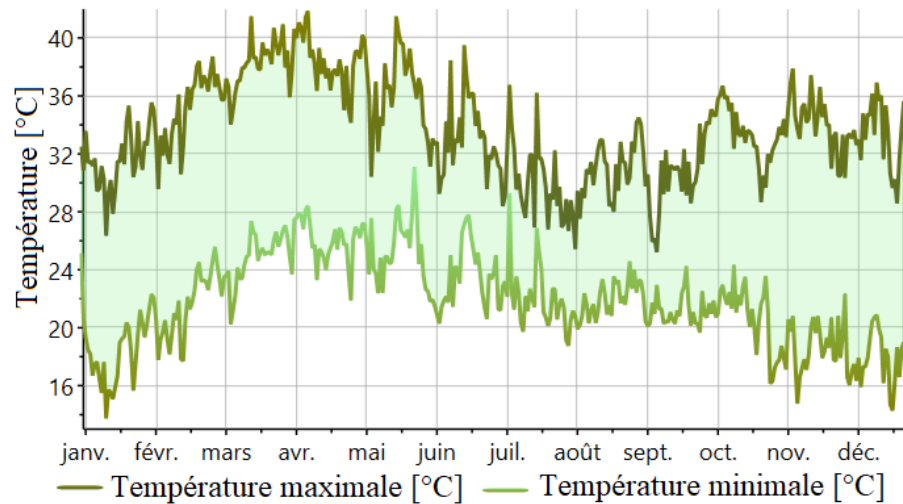


FIGURE 4.5 – La variation de la température maximale et minimale du site de Bamako sous @meteonorm.

Nous nous sommes servis des données d'irradiation solaire et de la température ambiante pour faire la simulation.

### 4.3 Systèmes PV connectés aux réseaux électriques

La satisfaction des besoins énergétiques, de façon générale, d'une zone périurbaine, rurale et même urbaine s'avère difficile dans différentes conditions telles que :

- Le réseau électrique ne couvre pas tous les besoins énergétiques de la zone en permanence (délestage permanent) ;
- Le coût de l'électricité est élevé ;
- La réduction du taux de la pollution, due à l'utilisation abusive des énergies conventionnelles, devient une menace quotidienne (préservation de l'environnement) ;

- L'indépendance en électricité ;
- La production et la vente de l'électricité en grandes quantités.

Au Mali, nous avons un potentiel solaire très élevé proche de la limite moyenne mondiale, soit 6KWh/m<sup>2</sup>/j (voir figure 4.3) avec une durée quotidienne d'ensoleillement moyenne comprise entre 7 à 10h d'insolation (voir figure 4.4). Le pays reçoit une énergie solaire moyenne annuelle, indiquée sur la carte solaire de la figure 4.6), de 2190KWh/m<sup>2</sup>/an (Touré *et al.*,2019).

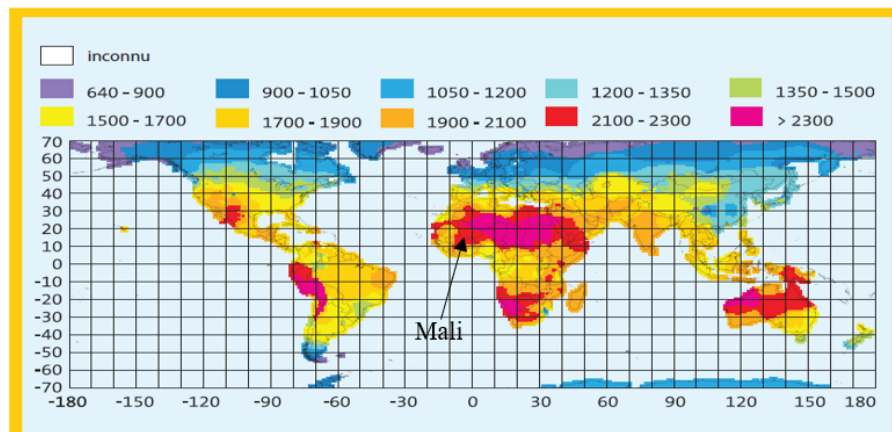


FIGURE 4.6 – Répartition mondiale du rayonnement solaire annuel en kWh/m<sup>2</sup> © me-teonorm ;

Compte-tenu de ces potentialités, associer les sources d'énergies existantes avec les sources photovoltaïques au Mali peut être une éventualité en vue de répondre aux exigences citées ci-dessus. En effet, le système est constitué des sources d'énergies conventionnelles (centrale thermique), des réseaux d'interconnexions avec des fournisseurs privés et des énergies renouvelables photovoltaïques qui sont l'une des énergies les plus disponibles en Afrique à travers le monde, particulièrement au Mali où notre étude a été réalisée. La production d'énergie photovoltaïque (PV) connectée au réseau électrique augmente considérablement, ces derniers temps, due à des conditions de changement climatique et à la forte demande de la consommation énergétique. Un schéma de base d'un système de production d'énergie photovoltaïque est présenté à la figure 4.7 (Touré *et al.*,2019). Il comporte des modules photovoltaïques, un convertisseur de puissance, une unité de contrôle et le réseau électrique.

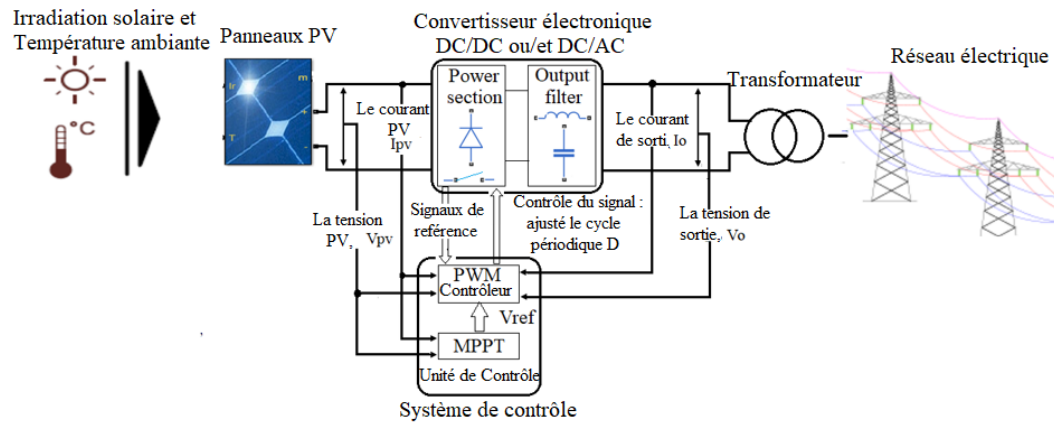


FIGURE 4.7 – Schéma de base d'un système de production d'énergie photovoltaïque connecté à un réseau électrique.

Au niveau du réseau électrique pour la bonne qualité d'alimentation, la distorsion harmonique totale (DHT) souhaitable du courant de sortie doit être atteinte (Dötter *et al.*, 2014). Dans le cas de systèmes photovoltaïques connectés à des réseaux haute tension, les systèmes photovoltaïques doivent respecter la tension et la fréquence du réseau, assurer des services auxiliaires (une régulation de fréquence par exemple) et surmonter les défaillances du réseau (baisses de tension et variations de fréquence par exemples) lorsqu'un niveau de pénétration plus élevé deviendra une réalité (Sharma *et al.*, 2013a).

Dans la section suivante, nous avons connecté une centrale solaire d'une capacité de 30 MW au réseau de distribution d'énergie de Bamako<sup>1</sup> en utilisant les ressources solaires précédentes. Dans un premier temps, nous voulons que la majeure partie de l'énergie consommée par la charge soit fournie par le générateur panneau photovoltaïque en fonction de sa disponibilité et de sa capacité ; ensuite la priorité sera donnée aux réseaux d'interconnexions et dans le pire des cas on utilisera la production thermique pour fournir l'énergie manquante.

## 4.4 Approche du cas d'étude

Nous avons appliqué notre approche au site de Balingué qui est le plus grand poste de distribution d'énergie du Mali (EDM) dans la capitale (Bamako) figure 4.8. Le poste est

1. Capitale du Mali

alimenté en énergie par une centrale thermique et des productions hydro-électriques de Selingué et Sotuba qui sont des sources de productions propres à l'EDM d'une part et d'autre part une partie de la production d'énergie est achetée sur le réseau d'interconnexions avec un pays voisin (la Côte d'Ivoire). Le poste à son tour, prend en charge sept (7) départs urbaines (DU) de 15KV et deux (2) départs de 30KV qui alimentent la ville de Koulikoro et le poste de Balkou qui assure la fourniture en électricité de cinq (5) départs urbaines (DU) de Bamako en 15KV. Notre objectif est de minimiser l'achat d'énergie et la production d'énergie thermique avec la connexion d'une centrale solaire de 30 MW.

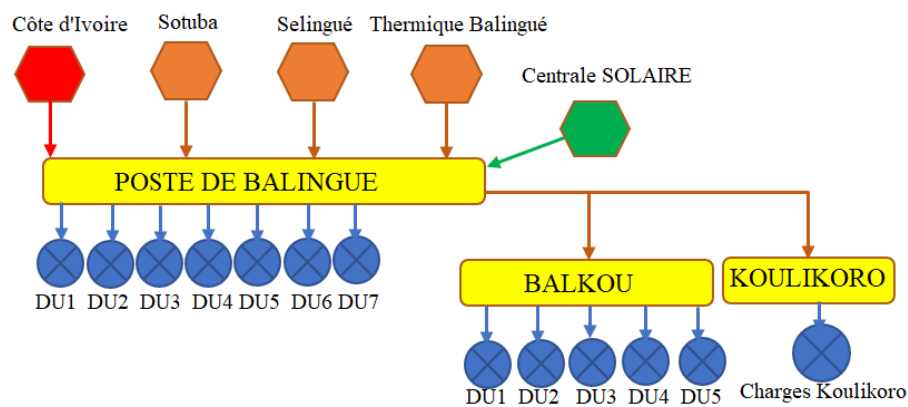


FIGURE 4.8 – Structure du poste de distribution de Balingué.

Pour ce travail, nous nous sommes intéressés à la base de données sur la période d'une année recueillies au niveau du poste dont nous avons fait ressortir les productions mensuelles et annuelles dans le tableau 4.2. Il n'y figure pas la production de la centrale solaire parce qu'il n'est pas connecté au poste pour le moment.

D'après l'analyse de ces données, il ressort que l'EDM a acheté 306 030,513 MWh/an avec la Côte d'Ivoire et produit 178777,965 MWh/an d'énergie thermique ce qui est énorme écologiquement et économiquement. Les figures 4.9 et 4.10 représentent les productions mensuelles et annuelles des différents points de production et de la charge que nous avons tracées à l'aide de l'outil Excel.

Pour la simulation, nous avons utilisé l'outil de modélisation et simulation "HOMER". Pour ce faire, nous avons établi la somme de toutes les charges journalières au niveau

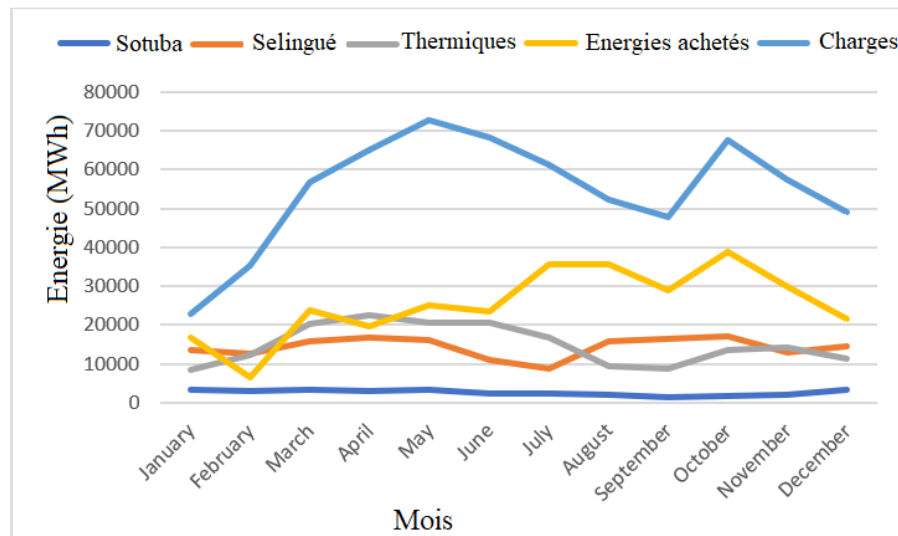


FIGURE 4.9 – Les courbes des variations des différentes productions et de la charge mensuelle.

du poste durant un an. L'objectif de l'optimisation est de donner la priorité à la production solaire lorsqu'elle est possible, ensuite aux productions hydro-électriques propres à l'EDM qui sont SOTUBA et SELINGUE. Lorsque ces productions ne suffisent pas à répondre à la charge, on procède à l'achat auprès de la Côte d'Ivoire mais avec l'idée de ne pas dépasser un seuil donné. Dans le pire des cas, on utilise la centrale thermique qui est coûteuse et néfaste pour le climat.

TABLE 4.2 – L'Energie consommée, produite et achetée par mois et par an.

| MOIS         | SOTUBA<br>(MWh) | SELINGUE<br>(MWh) | BALINGUE<br>(MWh) | ACHAT<br>(MWh)    | CHARGES<br>(MWh) |
|--------------|-----------------|-------------------|-------------------|-------------------|------------------|
| JANVIER      | 3354,9          | 13637,89          | 8541,94           | 16788,93          | 22762,67         |
| FÉVRIER      | 2942,6          | 12557,2           | 12363,077         | 6477,2            | 35456,50         |
| MARS         | 3188,3          | 15774,03          | 20215,91          | 23785,82          | 56631,18         |
| AVRIL        | 2940,1          | 16865,9           | 22394,86          | 19598,02          | 65099,21         |
| MAI          | 3222,6          | 16197,52          | 20540,34          | 25127,733         | 72716,55         |
| JUIN         | 2528,1          | 11070,6           | 20493,33          | 23506,55          | 66923,54         |
| JUILLET      | 2320,5          | 8837,69           | 16769,43          | 35743,44          | 61288,13         |
| AOÛT         | 2154            | 15822,32          | 9502,392          | 35519,19          | 52150,10         |
| SEPTEMBRE    | 1563,1          | 16393,69          | 8640,852          | 28908,2           | 47898,36         |
| OCTOBRE      | 1671            | 17198,6           | 13674,934         | 38988,13          | 67466,47         |
| NOVEMBRE     | 2125,1          | 12952,4           | 14275,09          | 29920,41          | 57232,37         |
| DÉCEMBRE     | 3186,3          | 14395,26          | 11365,81          | 21666,89          | 49074,74         |
| <b>TOTAL</b> | <b>31196,6</b>  | <b>171703,1</b>   | <b>178777,965</b> | <b>306030,513</b> | <b>654699,81</b> |

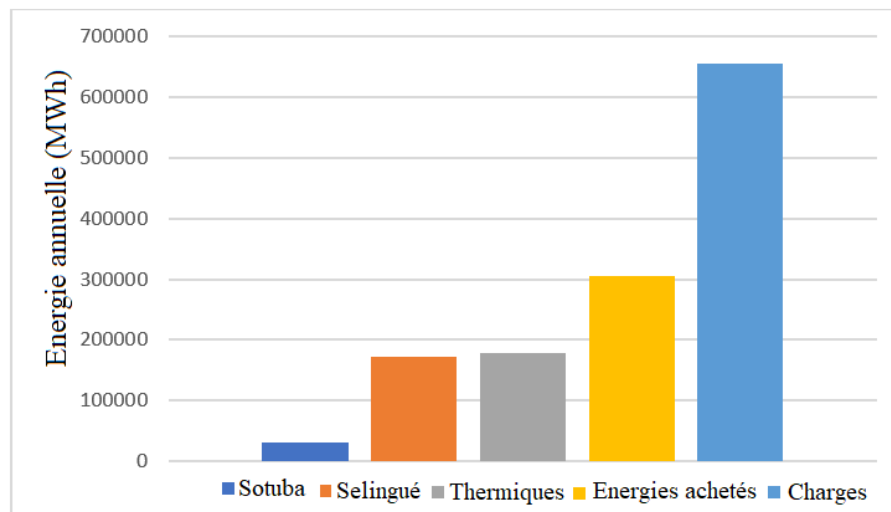


FIGURE 4.10 – Energies annuelles obtenues à partir de la base des données disponible.

## 4.5 Simulation et résultats

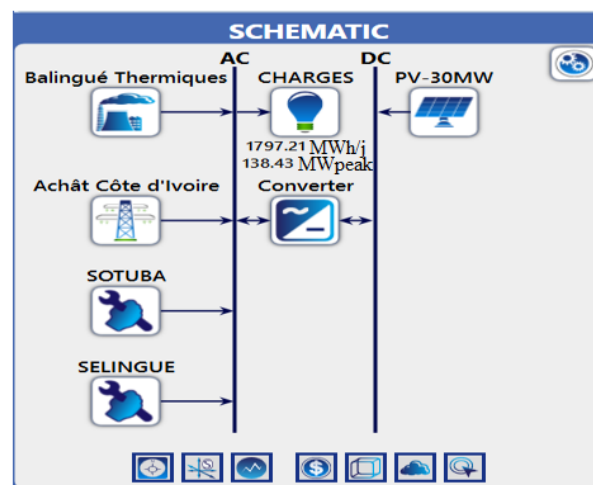


FIGURE 4.11 – Le modèle du système sous "HOMER"

Pour la simulation, nous avons modélisé notre système avec les données annuelles collectées par les agents du poste de distribution. Comme les centrales hydro-électriques de SOTUBA et SELINGUE sont des sources propres à EDM, elles ont été considérées comme permanentes en fonction des données dont nous disposons. L'achat de l'énergie électrique et la marche de la centrale thermique sont automatiques au cas où les deux centrales hydro-électriques et la production de la centrale solaire ne satisfont pas la demande d'énergie figure 4.11.



Pour l'optimisation, nous avons considéré deux cas. Dans le premier cas, nous avons fixé l'achat d'énergie au maximum à 50 MW pour voir l'impact de l'utilisation de la centrale solaire sur l'énergie payée. Dans le deuxième cas, nous avons ramené l'achat d'énergie au maximum à 100 MW pour voir l'impact sur la production thermique. Ensuite nous avons comparé les deux cas, pour estimer le coût de production et de contribution à la pollution de la centrale thermique. Ces valeurs ont été choisies après l'analyse de la base des données dont le pic de la puissance de l'énergie payée était de 96,90MW au mois de mars.

#### 4.5.1 Pour la décision d'acheter une puissance maximale de 50MW

Ici nous avons fait une simulation avec l'idée de ne pas dépasser une puissance maximale de 50MW d'énergie achetée auprès de la Côte d'Ivoire. Les tableaux 4.3 et 4.4, résument les résultats des simulations.

TABLE 4.3 – Récapitulatif de la production pour un achat d'une puissance maximale de 50 MW.

| Sources de production | Capacité (MW) | Energies produites (MWh/yr) | (%)  | Nombres d'heure (hrs/yr) | Production maximale (MW) | Production minimale (MW) | Production moyenne (MW) |
|-----------------------|---------------|-----------------------------|------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|-------------------------|
| Système PV            | 30            | 117 234                     | 17,1 | 4 448                    | 28,5                     | 0                        | 12,4                    |
| Thermiques            | 160           | 211 537                     | 30,9 | 5 218                    | 62,2                     | 40                       | 40,5                    |
| Energies Achetées     | 50            | 153 778                     | 22,4 | 8 357                    | 50                       | 38,8                     | 47,97                   |
| SOTUBA                | 5,8           | 31 197                      | 4,55 | 8 628                    | 5,80                     | 0                        | 3,56                    |
| SELINGUE              | 30            | 171 828                     | 25,1 | 8 751                    | 29,7                     | 0                        | 19,6                    |
| <b>Total</b>          |               | 685 573                     | 100  |                          |                          |                          |                         |

En considérant les tableaux 4.2 et 4.3, nous voyons clairement que l'achat d'énergie annuelle a fortement chuté de 306 030,513 MWh à 153 778 MWh. Par contre, la production de la centrale thermique a un peu augmenté de 178 777,965 MWh à 211 537 MWh. En plus, quand on regarde le tableau 4.4, nous constatons que la société parvient à vendre un peu d'énergie quand il y a surproduction de la centrale solaire qui a même été importante au mois Janvier. L'augmentation de la production thermique peut être

compensée par cette surproduction vendue mais l'impact climatique demeure toujours néfaste dans cette condition.

TABLE 4.4 – L'énergie achetée auprès de la Côte d'Ivoire pour une puissance maximale de 50 MW.

| Mois             | Energies achetées (MWh) | Energies vendues (MWh) | Energies nettes achetées (MWh) | Pic demandé (MWh) |
|------------------|-------------------------|------------------------|--------------------------------|-------------------|
| Janvier          | 4 841                   | 7 829                  | -2 988                         | 38,8              |
| Février          | 9 020                   | 2 790                  | 6 230                          | 43,7              |
| Mars             | 12 944                  | 1 774                  | 11 170                         | 50                |
| Avril            | 14 665                  | 1 249                  | 13 416                         | 50                |
| Mai              | 17 634                  | 860                    | 16 773                         | 50                |
| Juin             | 16 988                  | 736                    | 16 251                         | 50                |
| Juillet          | 15 965                  | 1 036                  | 14 929                         | 50                |
| Aout             | 11 971                  | 1 282                  | 10 689                         | 47,7              |
| Septembre        | 10 882                  | 1 690                  | 9 192                          | 50                |
| Octobre          | 13 982                  | 1 311                  | 12 671                         | 50                |
| Novembre         | 12 572                  | 1 367                  | 11 205                         | 50                |
| Décembre         | 12 314                  | 1 805                  | 10 509                         | 43,4              |
| <b>Annuelles</b> | 153 778                 | 23 729                 | 130 048                        | 50                |

#### 4.5.2 Pour la décision d'acheter une puissance maximale 100MW

Les résultats de l'optimisation quand on décide de ramener l'achat à 100 MW au maximum sont résumés dans les tableaux 4.5 et 4.6.

TABLE 4.5 – Récapitulatif de la production pour un achat d'une puissance maximale de 100 MW.

| Sources de production | Capacité (MW) | Energies produites (MWh/yr) | (%)  | Nombres d'heure (hrs/yr) | Production maximale (MW) | Production minimale (MW) | Production moyenne (MW) |
|-----------------------|---------------|-----------------------------|------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|-------------------------|
| Système PV            | 30            | 114 549                     | 17   | 4 448                    | 28,5                     | 0                        | 12,4                    |
| Thermiques            | 160           | 20 240                      | 3    | 506                      | 40                       | 40                       | 40                      |
| Energies Achetées     | 100           | 337 599                     | 50   | 8 357                    | 89,9                     | 38,8                     | 82                      |
| SOTUBA                | 5,8           | 31 197                      | 4,62 | 8 628                    | 5,80                     | 0                        | 3,56                    |
| SELINGUE              | 30            | 171 828                     | 25,4 | 8 751                    | 29,7                     | 0                        | 19,6                    |
| <b>Total</b>          |               | 675 413                     | 100  |                          |                          |                          |                         |

Dans les tableaux 4.2 et 4.5, nous constatons que l'achat d'énergie a augmenté d'une différence 71 568,49 MWh mais en se référant au tableau 4.6, cette différence sera réduite à 57 865,49 MWh qui est donc insignifiante. Par contre, la production de la centrale thermique a considérablement diminué de 178 777,965 MWh jusqu'à 20 240 MWh. Vu cette forte chute, le surplus d'achat de 57 865,49 MWh paraît négligeable.

### 4.5.3 Comparaisons des deux cas

Dans tous les deux cas, nous avons nettement vu l'importance de la production solaire sur les deux productions. Dans cette partie, nous avons fait ressortir les impacts économique et écologique qui sont des préoccupations actuelles pour toute nation et surtout pour le Mali qui est un pays en voie de développement.

Les tableaux 4.7 et 4.8 résument les statistiques de la production, de la consommation de combustible et des émissions des gaz à effet de serre pour les deux cas. En observant les tableaux 4.7 et 4.8, on remarque dans le cas de " la décision d'acheter au maximum 50 MW ", presque que toutes les données ont été multipliées par 10. Ce qui est très important du point de vue économique et changement climatique. En outre, le nombre de démarrage des groupes a augmenté de 168 à 338, qui joue défavorablement sur leur

TABLE 4.6 – L'énergie achetée auprès de la Côte d'Ivoire pour une puissance maximale de 100 MW.

| Mois             | Energies achetées (MWh) | Energies vendues (MWh) | Energies nettes achetées (MWh) | Pic demandé (MWh) |
|------------------|-------------------------|------------------------|--------------------------------|-------------------|
| Janvier          | 4 847                   | 7 689                  | -2 842                         | 38,8              |
| Février          | 13 715                  | 2 387                  | 11 328                         | 78,3              |
| Mars             | 29 053                  | 812                    | 28 242                         | 88,9              |
| Avril            | 33 431                  | 292                    | 33 138                         | 88,3              |
| Mai              | 39 999                  | 1,54                   | 39 997                         | 88,3              |
| Juin             | 39 731                  | 25,2                   | 39 706                         | 89,9              |
| Juillet          | 37 536                  | 105                    | 37 431                         | 89,8              |
| Aout             | 25 242                  | 190                    | 25 052                         | 87,7              |
| Septembre        | 22 835                  | 904                    | 21 931                         | 77,9              |
| Octobre          | 36 452                  | 39,6                   | 36 412                         | 89                |
| Novembre         | 32 473                  | 71,1                   | 32 402                         | 89,1              |
| Décembre         | 22 286                  | 1 187                  | 21 099                         | 78                |
| <b>Annuelles</b> | <b>337 599</b>          | <b>13 703</b>          | <b>323 896</b>                 | <b>89,9</b>       |

durée de vie. A l'issue de ces tableaux, il est clair que la solution optimale pour ce poste de distribution est le deuxième cas qui est la décision de payer au maximum 100 MW.

Pour faire ressortir l'évidence de notre choix optimal, les figures 4.12 et 4.13 représentent une comparaison des différents cas examinés.

Les figures 4.14, 4.15, 4.16 et 4.17 représentent quelques représentations (time-serie) de l'ensemble de la charge totale et des différentes productions pour le cas où on décide d'acheter 100 MW.

La courbe sur la figure 4.14 nous permet de voir l'évolution de la consommation en termes d'énergie et l'état des différentes productions. Ici, nous avons pointé au hasard le 1 janvier à 14h pour voir son état. A cette heure, la centrale solaire seule peut prendre la charge, mais la disponibilité des valeurs de SOTUBA et SELINGUE sont du fait qu'ils

TABLE 4.7 – Statistiques de la production et de la consommation de combustible.

| Nombres                                       | Pour 100 MW de<br>prévision d'achat | Pour 50 MW de<br>prévision d'achat |
|---|-------------------------------------|------------------------------------|
| Nombre d'heures (hrs/an)                      | 506                                 | 5 218                              |
| Nombre de démarrages (démarrage/an)           | 168                                 | 338                                |
| Durée de vie (an)                             | 29,6                                | 2,87                               |
| Coéfcient d'utilisation (%)                   | 1,44                                | 15,1                               |
| Combustible total consommé (L)                | 7 141                               | 74 303                             |
| Consomation moyenne par jour (L/jour)         | 19,6                                | 204                                |
| Consomation moyenne par heure (L/heure)       | 0,815                               | 8,48                               |
| Consomation spécifique de combustible (L/MWh) | 0,353                               | 0,351                              |
| Apport d'énergie de combustible (MWh/an)      | 70 266                              | 731 142                            |
| Efficacité électrique moyenne (%)             | 28,8                                | 28,9                               |
| Production électrique annuelle (MWh/an)       | 20 240                              | 211 537                            |

TABLE 4.8 – Statistiques des émissions des gaz à effet de serre.

| Polluants                        | Pour 100 MW de<br>prévision d'achat | Pour 50 MW de<br>prévision d'achat |
|----------------------------------|-------------------------------------|------------------------------------|
| Dioxyde de carbone (kg/an)       | 232 055                             | 291 684                            |
| Monoxyde de carbone (kg/an)      | 118                                 | 1 226                              |
| Hydrocarbures non brûlés (kg/an) | 5,14                                | 53,5                               |
| Particules (kg/an)               | 0,714                               | 7,43                               |
| Dioxyde de soufre (kg/an)        | 971                                 | 898                                |
| Oxyde d'azote (kg/yr)            | 563                                 | 1 358                              |

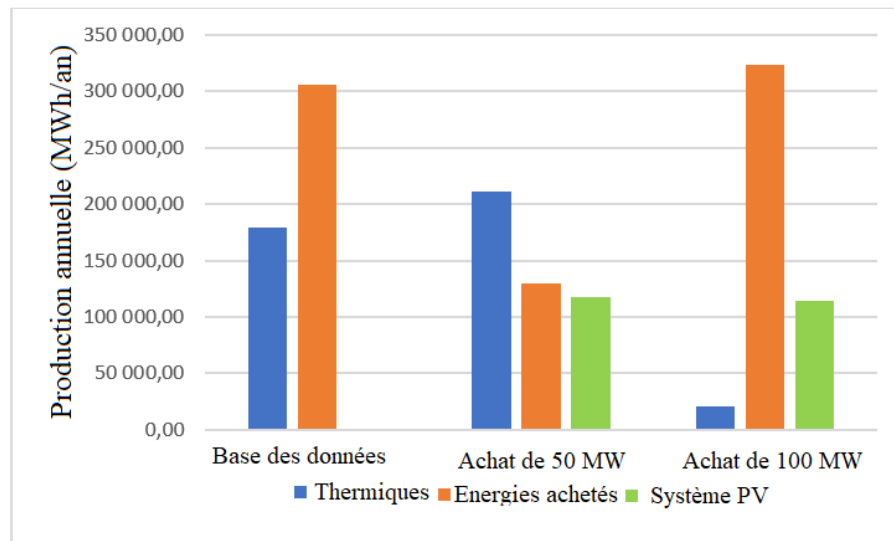


FIGURE 4.12 – Production annuelle thermique, d'énergie achetée et système PV.

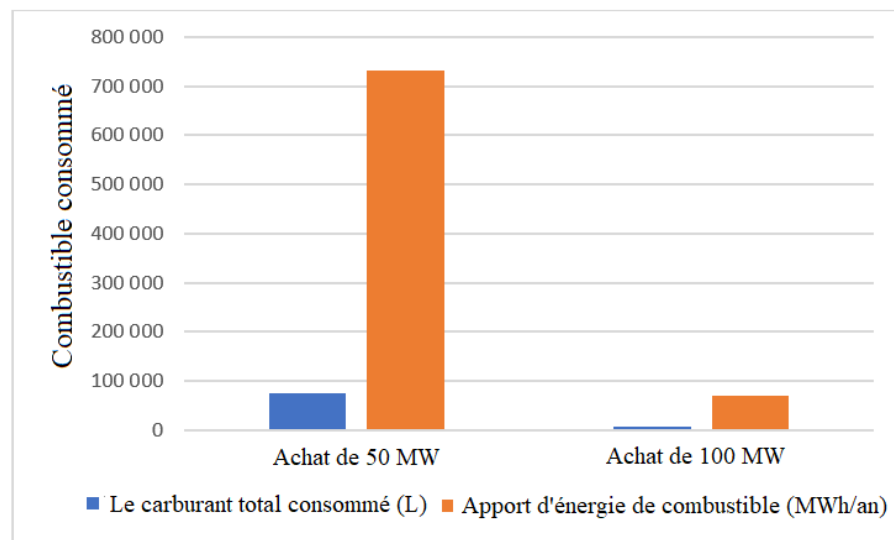


FIGURE 4.13 – La consommation de combustible au cours de la production thermique .

ont été considérés permanente pour la simulation. On peut constater que la consommation a été importante à partir du 2 Mars et a commencé à diminuer à partir du mois de juillet et une nouvelle augmentation est observable aux mois d'octobre et novembre. C'est le mois de janvier qui est considéré comme le mois le moins consommateur. On peut également observer que la centrale thermique a été beaucoup utilisée entre mi-avril et fin juillet et en octobre où nous voyons que la demande était vraiment importante. On peut agrandir cette courbe pour voir une représentation, sur un trimestre, une semaine ou sur une journée. En agrandissant, on constate que la centrale thermique n'a

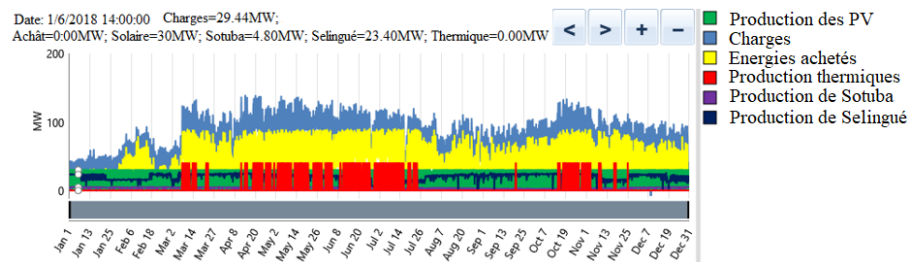


FIGURE 4.14 – Les courbes des puissances sur une année.

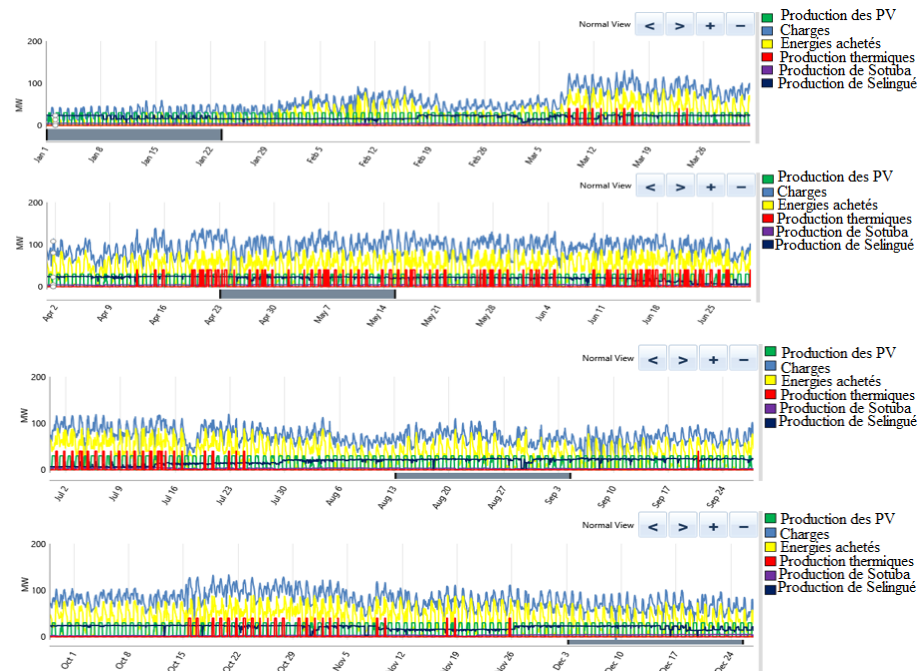


FIGURE 4.15 – Les courbes des puissances sur un trimestre.

pas été utilisée tous les jours du mois de juin.

Sur la courbe hebdomadaire figure 4.16, on peut distinguer les différentes productions pour satisfaire la demande. Dans la première semaine du mois de janvier, malgré, l'instabilité de la production solaire, l'énergie a été payée seulement pendant quelques heures et la centrale thermique n'a pas été utilisée. Par contre, dans la troisième semaine du mois de Mai on a utilisé presque tous les jours la centrale thermique pendant quelques heures quand la centrale solaire n'était pas disponible ou instable.

Grâce à la représentation journalière figure 4.17, on peut voir clairement les différentes productions et consommation sur 24h. Ainsi la journée du 1 janvier, nous observons que de 1h du matin jusqu'à 7h du matin la demande d'énergie est inférieure à la production

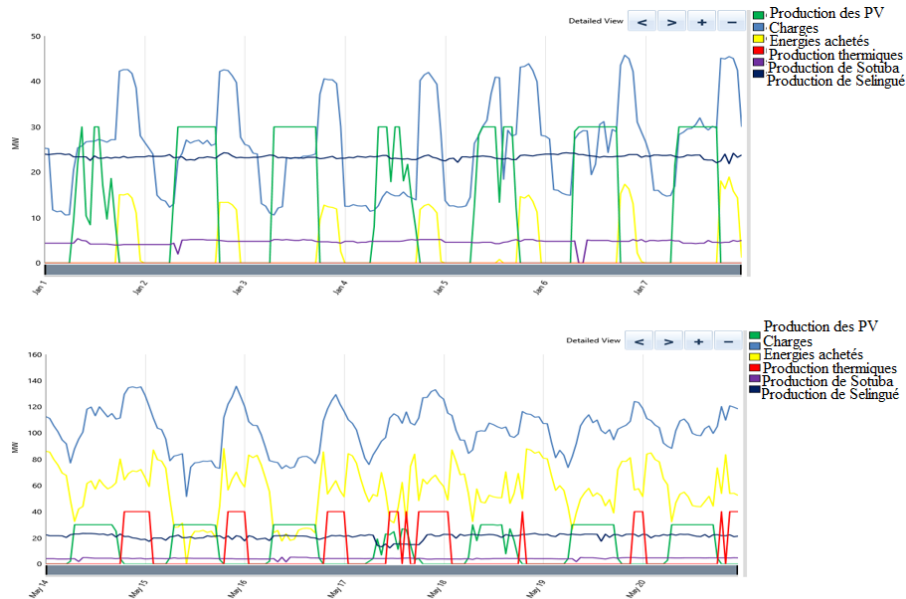


FIGURE 4.16 – Les courbes des puissances sur une semaine.

de SELINGUE. Vers 7h 30 mn elle a dépassé la production de SELINGUE et cela pendant que la centrale solaire fonctionnait.

Malgré l'instabilité de la centrale solaire, le besoin d'achat n'a été exprimé que jusqu'à 17h ou quand la charge a brusquement monté. L'achat n'a duré que de 17h à 23h et d'un ordre inférieur à 15MW. Le même constat a été observé au mois de janvier, raison pour laquelle il a été l'unique mois où l'énergie vendue a été supérieure à l'énergie achetée. La journée du 21 avril, a été la journée où la demande a été très forte. Toutes les productions ont été utilisées ce jour-là. A 10h du matin malgré la disponibilité de la centrale solaire et des trois autres, la centrale thermique a été utilisée de 10h à 16h et de 17h jusqu'à 2h du matin. On a observé également un très faible temps de disponibilité de la centrale solaire dans la journée du 3 août. Pratiquement, elle n'a été disponible que de 8h à 14h ce qui a occasionné une augmentation de l'achat d'énergie de 14h à 22h sans avoir à recourir à la centrale thermique.

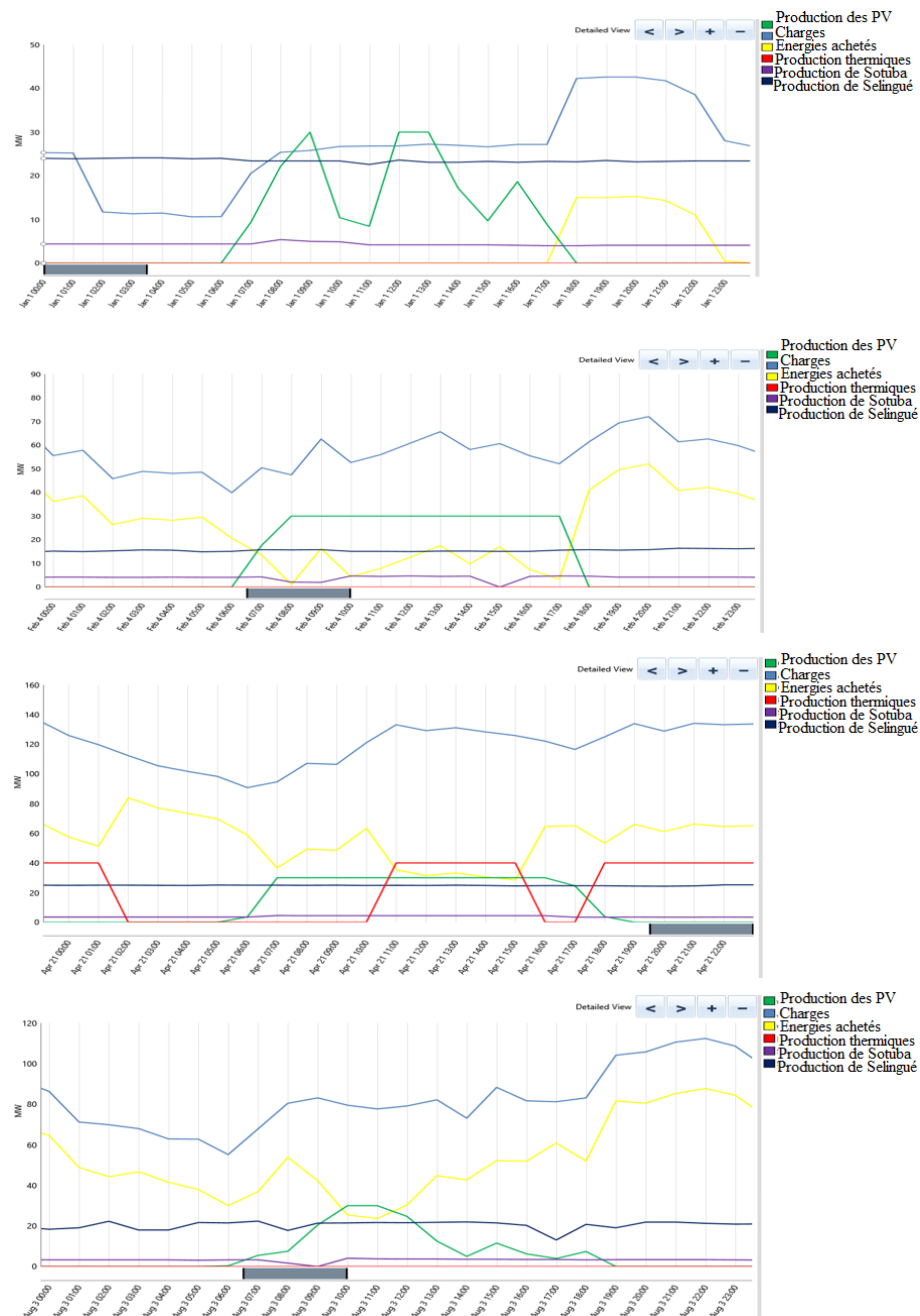


FIGURE 4.17 – Les courbes des puissances sur une journée.

## 4.6 Analyse et discussions des résultats obtenus

Au Mali la production d'énergie est basée sur les productions propres d'EDM (thermique et hydro-électrique) et l'achat d'énergie auprès des fournisseurs privés notamment le réseau d'interconnexion (Côte d'Ivoire). Parmi les sources propres, la production hydroélectrique est de l'ordre de 35,8 MW tableau 4.3, qui est insignifiante pour



une demande qui peut aller jusqu'à 138,43 MW (figure 4.11). Donc les centrales thermiques seront la principale source d'électricité et en conséquence les facteurs polluants augmenteront tableau 4.8. Dans ce chapitre, nous avons pu faire ressortir l'importance de l'utilisation d'une centrale solaire PV connectée au réseau électrique sur le plan économique et écologique. Dans les différents cas, nous avons constaté la contribution nette de la production solaire en fonction de sa disponibilité.

Si on décide de limiter l'achat à 50 MW au maximum, l'énergie achetée diminuera de 306030,51 MWh/an à 153778 MWh/an. Par contre la production thermique reste importante 211537 MWh/an tableau 4.2 et 4.3. L'énergie achetée sert à diminuer la production thermique, mais elle reste une solution non désirable pour les conditions de variation climatique. En augmentant l'achat au maximum 100MW, l'achat augmente de 306030,51MWh/an à 323 896MWh/an soit une augmentation de 5,83% par an ou 1,59% par jour, pratiquement négligeable tableaux 4.2 et 4.5. Par contre la production thermique a nettement diminué jusqu'à 20 240MWh/an tableau 4.5 et la consommation des combustibles a considérablement diminué de 74 303 litres à 7 141 litres (voir tableau 4.7). Les tableaux 4.7 et 4.8 montrent clairement l'impact de la production thermique en termes de coût de production et contribution aux changements climatiques qui sont deux facteurs, qui préoccupent aujourd'hui toutes les nations. Sur ces tableaux, on constate également que la durée de vie de la centrale thermique a chuté de 29,6 ans à 2,87 ans soit une différence de plus de 25 ans.

La solution optimale est sans doute la décision de payer au maximum 100 MW au près de la Côte d'Ivoire figure 4.12. Il a été observé sur toute la période de l'année, qu'il y a eu au moins une surproduction qui a été vendue au retour. Sur la base des résultats des différentes simulations, on peut dire que les objectifs de ce travail ont été atteints et aidera le réseau d'interconnexion du Mali par les systèmes PV pour mieux atteindre les objectifs de stabilisation du réseau et maintenir la continuité de service afin de satisfaire la demande des consommateurs. Il permettra de réduire fortement la production des centrales thermiques qui contribue favorablement au changement climatique qui est aujourd'hui un sujet crucial pour l'humanité entière. Malgré la baisse de la production de la centrale thermique, l'émission du CO<sub>2</sub> parmi les autres facteurs polluants reste importante, soit 232055 kg/an ( voir tableau 4.8).

## 4.7 Conclusion

Dans la première partie de ce chapitre, nous avons présenté les ressources solaires au Mali. Nous avons fait ressortir les différents rayonnements (direct et diffus) et la température ambiante. Dans la seconde partie, les systèmes PV connectés aux réseaux électriques ont été présentés. Dans la troisième partie, nous avons étudié un cas d'étude sur le site de Balingué qui est le plus grand poste de distribution d'énergie de Bamako. Ensuite, une simulation et l'analyse des résultats obtenus ont été faites ; et nous terminons avec une conclusion. Vu l'intérêt de l'utilisation d'un système PV connecté au réseau de fourniture d'électricité du Mali démontré dans ce chapitre, nous allons étudier l'implantation de trois centrales PV sur l'ensemble du réseau interconnecté dans le chapitre suivant qui est notre troisième contribution pour la résolution de cette problématique. L'objectif est de pouvoir fournir une approche « *d'Aide à la décision pour l'implantation de stations photovoltaïques dans le réseau de fourniture électrique du Mali* ». Pour la simulation, nous avons utilisé l'outil de modélisation et simulation Bayesialab.

## **Chapitre 5**

**Modélisation d'un réseau électrique  
hybride sous contrainte de  
disponibilité des sources d'énergies par  
un réseau bayésien dynamique.**

Alors que les pénuries d'énergie dans le monde s'aggravent, les pays commencent à exploiter les énergies renouvelables parmi lesquelles l'énergie solaire devient le premier choix. Compte tenu de l'insuffisance des ressources hydrauliques et thermiques au Mali, le système hybride photovoltaïque couplé au réseau est nécessaire et naturel. La présente étude vise à accroître la contribution des sources d'énergie renouvelable à la production nationale d'électricité du Mali et à ouvrir la voie à un bon approvisionnement en électricité, assurant le développement durable de l'économie et de la société malienne. Une analyse préliminaire définit les conditions technique, économique et environnementale de la mise en place de centrales solaires de 30 MW à trois points du réseau d'interconnexion énergétique du Mali. La puissance de 30 MW est compatible avec la capacité du réseau interconnecté du Mali à absorber l'énergie électrique produite. Pour l'emplacement des sites, plusieurs critères ont été pris en compte pour une mise en œuvre définitive (conditions climatiques locales, proximité du réseau interconnecté, source d'eau de refroidissement, impact social et environnemental du projet). Pour les simulations du processus technique et l'évaluation économique de l'étude, nous avons utilisé l'outil de modélisation et de simulation Bayesialab, qui est un bon outil d'aide à la décision.

## **5.1 Introduction**

Dans un contexte énergétique mondial en rapide évolution, marqué par une diminution des ressources énergétiques fossiles conventionnelles et une augmentation constante des émissions de gaz à effet de serre, le développement des énergies renouvelables reste un moyen permettant de limiter les effets de l'activité humaine sur le réchauffement climatique. De toutes les énergies renouvelables, le solaire photovoltaïque (PV) peut avoir un intérêt particulier pour l'Afrique. Depuis les années 1980, le Mali, en coopération avec de nombreux partenaires au développement, a lancé divers projets et programmes de développement visant à accroître l'utilisation des sources d'énergie renouvelable. Cette stratégie combine les efforts visant à réduire la pauvreté, à valider les ressources énergétiques nationales, à garantir la sécurité à long terme et la durabilité environnementale de l'approvisionnement énergétique. Compte tenu de l'augmentation rapide des prix du carburant importés, les sources d'énergie renouvelable sont de plus en plus

intéressantes. Ces sources respectueuses de l'environnement sont abondantes au Mali et deviennent une condition préalable de plus en plus compétitive et essentielle au développement de la société malienne. À l'heure actuelle, la demande d'électricité augmente d'environ 10 % par an et le transport de carburant augmente encore davantage (Banque africaine de développement 2010). Cette situation entraîne d'énormes difficultés pour le gouvernement malien et les opérateurs nationaux qui cherchent à réduire les importations de combustibles fossiles, ainsi que pour les services publics et les investisseurs privés qui s'efforcent de fournir suffisamment d'électricité à un prix raisonnable. Une grande partie de la production d'énergie provient de la grande centrale hydroélectrique produite sur les fleuves du Sénégal et du Niger.

Cependant, les petits et moyens générateurs diesel fournissent encore environ 20% de la production totale. Bien que des interconnexions soient planifiées et installées pour répondre à une partie de la demande avec l'électricité produite à partir de gaz naturel au Ghana et en Côte d'Ivoire, il existe encore de bonnes raisons politiques et économiques d'exploiter les abondantes ressources énergétiques renouvelables du pays, telles que l'hydro-énergie, l'énergie solaire et l'énergie éolienne. Fin 2012, la capacité installée mondiale cumulée était estimée à plus de 100 GWc selon l'Association européenne de l'industrie photovoltaïque (Masson *et al.*, 2013).

Dans ce contexte, la réalisation de centrales solaires à grande échelle connectées au réseau électrique est pertinente. En outre, une fois que ces centrales hybrides réalisées, la gestion de l'énergie solaire produite en fonction de la disponibilité de l'irradiation solaire pose un problème important. Plusieurs études ont été menées sur des centrales solaires photovoltaïques installées dans le monde entier. (Kymakis *et al.*, 2009) ont mené une étude sur l'analyse des performances d'une usine raccordée au réseau de 171,36 kW de l'île de Crète en 2002. (Makrides *et al.*, 2010), ont évalué treize technologies photovoltaïques différentes dans deux localités (Nicosie, Chypre et Stuttgart, Allemagne), toutes reliées au réseau d'une puissance nominale de 1 KWc. Une étude de (Sharma *et al.*, 2013b) s'est concentrée sur l'évaluation de la performance de différentes rangées de technologies PV composées de silicium polycristallin, de film mince et de silicium amorphe au Solar Energy Center en Inde. (DJIBOUTI, 2014) ont évalué les performances d'une centrale solaire photovoltaïque de 300 KWc connectée au réseau à

DJIBOUTI en utilisant les différentes méthodes mentionnées ci-dessus. (Anurag *et al.*, 2015) ont analysé la fiabilité d'un convertisseur à phase unique avec injection de puissance réactive la nuit, compte tenu des profils de mission. (Ma *et al.*, 2016) ont fait une nouvelle approche de l'étude de la fiabilité. (Blaabjerg *et al.*, 2017) ont mené une étude sur la fiabilité des systèmes d'énergie renouvelable. (de Nazareth Ferreira *et al.*, 2018) ont fait une étude de conception et une sélection de convertisseurs fiables pour les applications PV connectées au réseau. (Blaabjerg *et al.*, 2018) ont discuté d'une étude sur la flexibilité de contrôle de puissance des systèmes solaires. (Perea-Moreno *et al.*, 2018) ont étudié un système photovoltaïque autonome dans une zone urbaine du Mexique. (Chen *et al.*, 2018), ont fait une étude sur la re-configuration d'un convertisseur multi-états. La plupart de ces études ont été réalisées sur l'évaluation de la performance des centrales solaires, la fiabilité des convertisseurs et le suivi du point de puissance maximale de la production des modules PV installées.

Notre travail sera axé sur la modélisation de la disponibilité de la production solaire, pour aider le dispatcher à prédire une estimation fiable des achats auprès des fournisseurs de Manantali et l'interconnexion de Côte d'Ivoire. Ce travail reposera principalement sur l'usage du formalisme des réseaux bayésiens. Un objectif supplémentaire est de permettre aussi au système interconnecté de répondre à trois exigences essentielles : la stabilité, l'économie et surtout la continuité du service ce qui n'est pas toujours le cas. La raison est que le réseau est souvent exposé à des incidents qui peuvent interrompre ce service et causer des pertes financières importantes pour l'industrie et des inconvénients pour les consommateurs ordinaires.

## 5.2 Réseaux Bayésiens

### 5.2.1 Définition

La représentation des connaissances et du raisonnement associé a donné lieu à de nombreux modèles et formalismes. Les modèles graphiques probabilistes, et plus particulièrement les réseaux bayésiens (BN), initiés par Judea Pearl dans les années 1980, se sont

avérés être des outils très utiles pour la représentation de connaissances et de raisonnements incertains à partir d'informations incomplètes, dans de nombreux secteurs tels que bio-informatique, gestion des risques, marketing, sécurité informatique, transport, etc. Les réseaux bayésiens sont un moyen de combiner des informations connues (ou observées) avec des informations inconnues et incertaines (ou cachées). Ils permettent, grâce aux informations fournies par des experts ou une base de données, d'établir les causes possibles des événements et ainsi éviter d'avoir à calculer toutes les relations potentielles. Ce sont des modèles dits graphiques, où nous donnons - avec l'aide d'un expert - les dépendances entre les événements. La structure utilisée pour les dépendances est un graphe dirigé et acyclique :

- Graphe : connexions entre les causes et les effets possibles,
- Acyclique : un nœud ne peut pas (même indirectement) influencer sa probabilité,
- Chaque nœud contient un tableau de probabilités conditionnelles.

Autrement-dit, pour chaque variable, nous associons un nœud et un tableau de probabilités conditionnelles. Pour chaque relation de dépendance entre deux variables, nous associons une flèche reliant les deux nœuds apparentés.

### Exemple

La figure 5.1 reprend un exemple d'application que nous avons produit volontairement sur le sujet du réseau électrique dont lequel s'intègre une source PV.

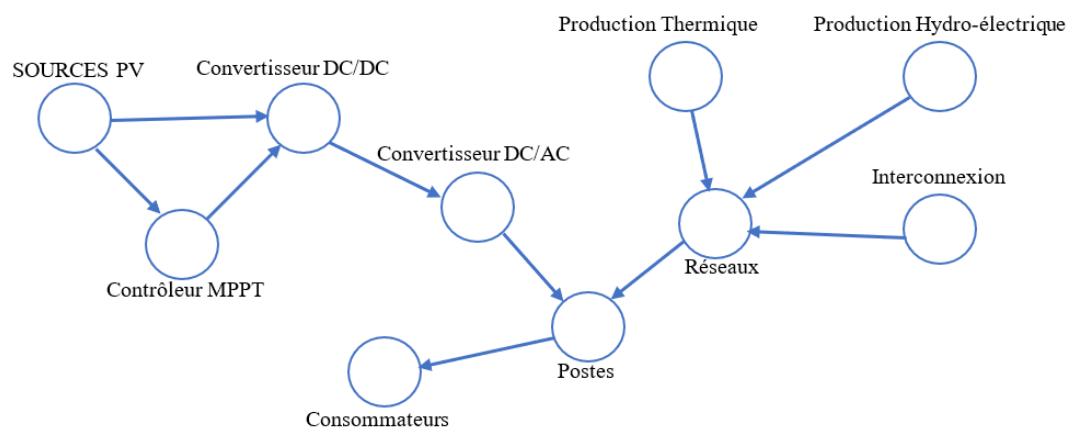


FIGURE 5.1 – Exemple de modélisation d'un système PV connecté au réseau électrique.

Le nœud de générateur PV représente la source photovoltaïque qui a pour nœuds d'enfant, le contrôle MPPT et le convertisseur DC/DC. Le nœud de commande MPPT

contrôle le convertisseur DC/DC pour maintenir le générateur PV à sa production maximale. Il se base sur les informations du PV pour conduire le convertisseur DC/DC. Le nœud d'onduleur DC/AC dont le nœud parent est le nœud de convertisseur DC/DC, convertit le courant direct produit par le générateur PV en courant alternatif de la même nature que le réseau. Les nœuds de la production thermique, la production hydroélectrique et l'interconnexion sont des différentes sources de production qui constituent les enfants du nœud du réseau. Le nœud "réseau" représente la somme de ses nœuds d'enfant afin d'avoir un seul point de production. Le nœud poste qui est le point de distribution est le nœud parent des nœuds d'onduleur DC/AC et du réseau. Il relie les deux sources et les distribue aux consommateurs.

De ce réseau bayésien, avec l'aide de connaissances d'experts et la disponibilité d'une base de données, nous pouvons agir sur la production thermique qui est une source de pollution en fonction de la disponibilité de sources alternatives photovoltaïques et la demande des consommateurs. En outre, le dispatcher, peut se baser sur les heures de production des sources PV pour réduire les achats quotidien, mensuel voir annuel auprès des fournisseurs interconnectés.

## **5.2.2 Applications des RB dans la littérature**

Dans la littérature, les réseaux bayésiens ont été appliqués dans plusieurs études. Une partie conséquente de ces études concernent les domaines de la maintenance et la fiabilité. (May *et al.*,2015) ont mené une étude sur la maintenance prédictive à l'aide de réseaux probabilistes dynamiques. (Ozgür-Unlüakın et Bilgiç,2006), ont fait de la maintenance prédictive de systèmes multi-états complexes avec une structure de fiabilité. (Kareem et Owolabi,2012) ont optimisé la planification de la maintenance dans le secteur de la production industrielle avec le réseau bayésien. (Ghorbel,2013) a abordé une étude de recherche sur la gestion des réapprovisionnements périodiques de pièces de rechange sous incertitudes pour le MCO<sup>1</sup> d'un parc de machines-outils dans le but de maîtriser le risque de rupture des stocks. (Danioko *et al.*,2014) ont fait une étude d'aide

---

1. Maintien en Condition Opérationnelle



à la décision pour la politique de maintenance des systèmes multi-états en utilisant les réseaux bayésiens.

Néanmoins, certaines études ont utilisé des réseaux bayésiens dans le secteur de l'énergie. Nous pouvons mentionner entre autres, ([Sica et al.,2015](#)) qui ont étudié un système cognitif pour le pronostic des défauts dans les transformateurs de puissance et ([Lee et Pan,2017](#)) ont analysé les coûts et avantages de l'énergie éolienne. Cependant, le réseau bayésien peut être utilisé dans plusieurs domaines pour faire de la prédiction et du diagnostic. Dans notre travail, nous l'avons utilisé dans le système photovoltaïque connecté au réseau électrique. Nous avons appliqué notre approche aux réseaux de fournitures d'énergies du Mali.

Dans ce cadre, la réalisation des centrales solaires à grande échelle raccordées au réseau électrique sont pertinentes. Par ailleurs, une fois ces centrales hybrides installées, le problème de gestion de la variabilité de l'énergie solaire produite en fonction de la disponibilité du soleil pose un problème majeur. Le réseau bayésien peut combiner les modèles analytiques et probabilistes afin d'avoir un véritable outil d'aide à la décision qui permet, au service de dispatching, de faire une meilleure précision d'achat des énergies et des productions thermiques. De ce fait, l'évolution de la recherche sur les algorithmes d'inférence bayésienne est importante et est discuté dans la section suivante.

### **5.2.3 Réseaux Bayésiens Dynamiques (RBD)**

Les RB sont souvent statiques, c'est-à-dire qu'ils transcrivent un raisonnement à un moment donné et compte-tenu de l'ensemble des connaissances expertes et statistiques accumulées. Il représente ainsi un réseau topologique qui met en relations l'ensemble des variables liées d'un problème modélisé. Il n'a pas, cependant, l'aptitude à traduire, l'enchaînement et la succession d'un ensemble d'événements qui ponctue le problème modélisé. En d'autres termes, il n'a pas la faculté de reproduire un comportement dynamique d'un système ou d'un problème. C'est de ce constat que sont apparus les réseaux bayésiens dynamiques (RBD).

Les RBD mettent en évidence non seulement des relations d'indépendance topologique

entre les variables mais temporelles. Ils fournissent une représentation structurée et concise de processus évoluant dans le temps. En particulier, les RBD sont de plus en plus utilisés pour représenter les modèles Markoviens ([Weber et al.,2004](#)). Ils combinent les avantages des méthodes par apprentissage, où les modèles sont estimés à partir d'observations, aux intérêts des méthodes à base de connaissance où les relations de dépendance entre variables peuvent s'imposer du fait d'avis d'experts ([Samé et al.,2007](#)). Bien qu'adaptés au traitement de séquences d'évènements discrets et régulièrement espacés dans le temps ou dans l'espace, les RBD nécessitent d'être adaptés lorsque les évènements sont irréguliers ou continuellement espacés.

Parmi les approches déjà abordées pour modéliser la dynamique d'évènements continuellement espacés, nous pouvons citer les réseaux bayésiens dynamiques à temps continu proposés par Nodelman ([Nodelman et al.,2002](#)), qui sont des représentations compactes des chaînes de Markov à temps continu. Cependant, ces modèles supposent que les temps de transition soient exponentiellement distribués, ce qui n'est pas toujours le cas en pratique. Les extensions des réseaux bayésiens dynamiques à temps continu aux distributions d'Erlang-Cox ([Gopalratnam et al.,2005](#)) puis aux distributions de type phase, adaptées à plusieurs applications ont été proposées récemment pour modéliser les temps de transition.

Dans le cadre d'une application de diagnostic dans le domaine ferroviaire ([Oukhellou et Akinin,1999](#)), ce travail propose une nouvelle méthode permettant de prendre en compte des distances continues entre évènements dans les RBD. Pour cela, une variable exogène codant les distances entre évènements est utilisée. Les tables de probabilités conditionnelles ou matrices de transition sont désormais paramétrées par un vecteur de distance. Les mélanges de lois, utilisés comme densités conditionnelles de la variable d'entrée et estimés par l'algorithme d'estimation métaheuristique (EM), permettent de déterminer les tables de probabilités conditionnelles.

Un RBD est composé d'une suite de tranches de temps, où chaque tranche contient un ensemble de variables représentant l'état de l'environnement pour ce laps de temps. Chaque tranche est un réseau bayésien (RB) et la même structure de réseau est répliquée au fur et à mesure que le temps avance ([Ghorbel,2013](#)). La dynamique temporelle de l'environnement qui modélise le passage d'une tranche à l'autre est caractérisée par des

matrices de transitions et représentée par des arcs reliant les différentes tranches entre elles. La figure 5.2 illustre exemple de RBD sur 4 tranches de temps.

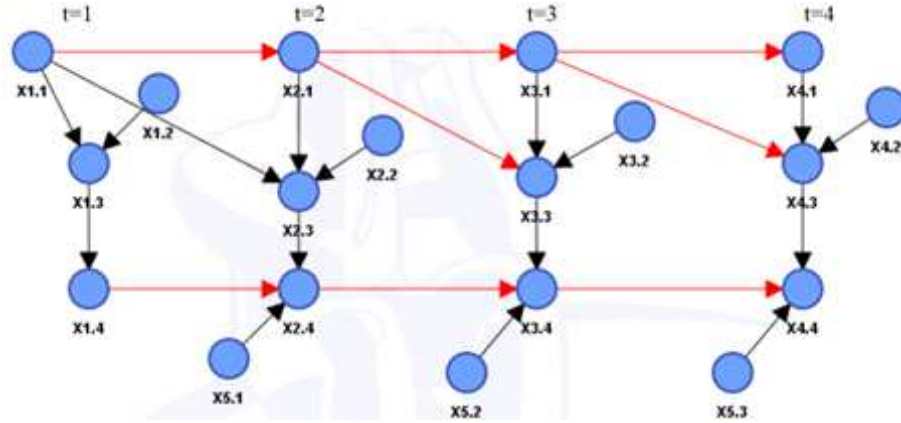


FIGURE 5.2 – Exemple de réseau bayésien dynamique (Ghorbel,2013)

Un RBD code la distribution jointe de probabilités d'un ensemble de variables  $(X_t)_{1 \leq t \leq T} = (X_{1,t}, \dots, X_{N,t})_{1 \leq t \leq T}$  évaluant dans le temps sur une séquence de longueur  $T$ .  $X_t$  qui représente l'état du système à un instant  $t$  donné. En raison de la nature non déterministe des systèmes étudiés, on utilise des processus stochastiques pour les modéliser. On définit une distribution de probabilité jointe  $P((X_t)_{1 \leq t \leq T})$  sur l'ensemble des états possibles qu'à pu prendre le système au cours du temps. Du fait du nombre important d'états, et donc du nombre important de paramètres pour représenter cette loi, il est nécessaire d'utiliser certaines propriétés des RB pour le calculer. En effet, en admettant que le processus soit markovien et invariant dans le temps, il est possible de représenter la loi de probabilité jointe de manière compacte à l'aide d'une loi à priori  $P(X_1)$  qui représente la distribution de l'état initiale  $X_1$  du système et un modèle de transition  $P(X_t | X_{t-1})$ ,  $t > 1$  qui donne la probabilité que le système passe dans l'état  $X_t$  sachant qu'il était dans l'état  $X_{t-1}$  au pas précédent.

Trois techniques différentes sont utilisées pour modéliser l'évolution d'un système complexe dans le temps :

- La première technique associe les processus stochastiques indépendants aux nœuds parents du réseau bayésien. Dans ce cas, le réseau pourra effectuer les calculs à tout moment, par injection dans le réseau des distributions de probabilités des nœuds parents.

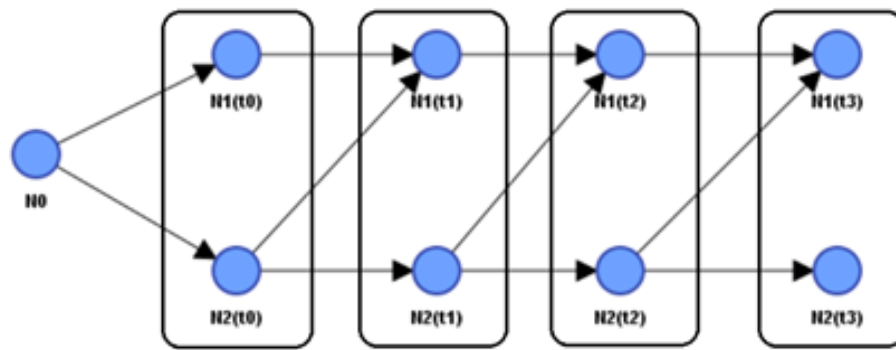


FIGURE 5.3 – Clonage d'un réseau bayésien en fonction du temps sur un horizon fini.

- La deuxième technique modélise les systèmes non réparables (Boudali et Dugan, 2005), représentant une variable booléenne qui dépend du temps  $B(t)$  par un nœud du réseau. Ce nœud est associé à une variable aléatoire entière  $N$ . Cette dernière peut avoir une valeur comprise entre 0 et  $n$  avec  $N = i$  qui signifie que « entre  $t_i$  et  $t_{i+1}$ ,  $B(t)$  passe de 0 à 1 et  $t_n = +\infty$  ». Cette technique est complexe et peu utilisée.
- La troisième technique permet de prendre en compte le temps (sur un horizon bien déterminé) en clonant les réseaux bayésiens. Il s'agit de cloner une partie du réseau et nous représentons par réplique les variables à modéliser à un instant donné. La figure 5.3 illustre un exemple où nous modélisons deux variables nommées  $N_1$  et  $N_2$  sur quatre temps. Dans un premier temps, un nœud commun  $N_0$  pour les deux nœuds enfants définit la loi sur le couple  $(N_1, N_2)$ . Cette technique est à la base du développement du réseau bayésien dynamique mais reste limitée par un temps fini.

### 5.2.4 Diagramme d'influence

Les réseaux Bayésiens, statiques ou dynamiques, constituent un outil d'aide à la décision dans le sens où ils permettent de calculer la probabilité des états en fonction des connaissances disponibles. Cette aide peut toutefois être considérablement améliorée en enrichissant ces réseaux Bayésiens avec d'autres types de nœuds, qui sont les nœuds Utilité et les nœuds Décision. Un diagramme d'influence est un graphe orienté contenant, en plus des nœuds probabilistes (bayésiens), trois autres types de nœuds :

- des nœuds d'Utilité (les losanges);
- des nœuds de Décision (les carrés);
- des nœuds contraintes (les ronds).

**Les nœuds Utilité :** un diagramme d'influence permet d'étudier les différentes réactions d'un système modélisé par le Réseaux Bayésiens en fonction des actions prises sur le système. Ainsi, grâce aux nœuds d'utilité, il est possible de comparer les performances de telle ou telle action (voir leur combinaison) sur le système et d'optimiser par la suite les différentes décisions à prendre par les nœuds de décision. Le nœud Utilité permet d'associer une valeur numérique aux états constitués par la combinaison des différentes modalités de ses parents. Ces valeurs numériques représentent alors la qualité ou le coût de ces états. Exemple, un nœud d'utilité attaché à une politique de maintenance peut en représenter le coût.

**Les nœuds Décision :** comme les nœuds classiques, l'effet de chacune des actions relatives par les nœuds de décision, est décrit par l'intermédiaire des tables de probabilités associées aux enfants. Par contre, un nœud de Décision n'a pas de table de probabilités mais une table de qualités indiquant la politique à suivre. Cette table de qualités peut être remplie par expertise, et/ou apprise automatiquement. L'outil BayesiaLab utilisé dans nos travaux intègre de fait la fonction d'apprentissage qui permet de générer le plan de décision le plus favorable compte-tenu des indicateurs (nœuds utilité) mis en évidence. Plus précisément, un algorithme d'apprentissage par renforcement permet de mettre à jour la qualité de chaque état/action en fonction de l'utilité globale espérée<sup>2</sup>.

**Les nœuds Contrainte :** sont des nœuds discrets ayant les particularités d'être des nœuds logiques (deux modalités : Faux, Vrai) et sont toujours observés à la valeur Vrai. Comme leur nom le suggère, ces nœuds servent à exprimer une contrainte entre leurs nœuds parents. Pour illustrer l'utilisation de ce type de nœuds, nous renvoyons à la modélisation d'un problème bien connu en Intelligence Artificielle, le coloriage d'une carte. Dans cette problématique, les contraintes à respecter sont de colorier une carte géographique avec un nombre limité de couleurs en n'affectant pas la même couleur à deux éléments voisins.

---

2. Les paramètres de cet algorithme sont modifiables par l'intermédiaire des préférences (phase d'initialisation, taux d'apprentissage et d'exploration et nombre de pas d'apprentissage)

Dans ce qui suit, nous développerons un diagramme d'influence temporisé où la distribution sera injectée dans chaque nœud d'intérêt à chaque instant. Cela correspond à la première technique d'évolution d'un système, évoqué dans la section 5.2.3.

## 5.3 Modélisation bayésienne du réseau d'interconnexion

Pour appliquer notre approche bayésienne au réseau d'interconnexion énergétique du Mali (EDM-Sa), il est nécessaire de tracer d'abord le périmètre de définition de ce réseau et des éléments pris en compte.

### 5.3.1 Périmètre de modélisation pour le réseau Malien

Le réseau de fourniture d'électricité du Mali est un système interconnecté comprenant des unités de production, des organes de transmission (lignes et sous-stations) et des charges (figure 5.4). Il permet la transmission de l'énergie électrique produite dans les centrales électriques aux consommateurs. Pour cela, le réseau électrique doit répondre à trois exigences essentielles : *la stabilité, l'économie et surtout, la continuité du service.*

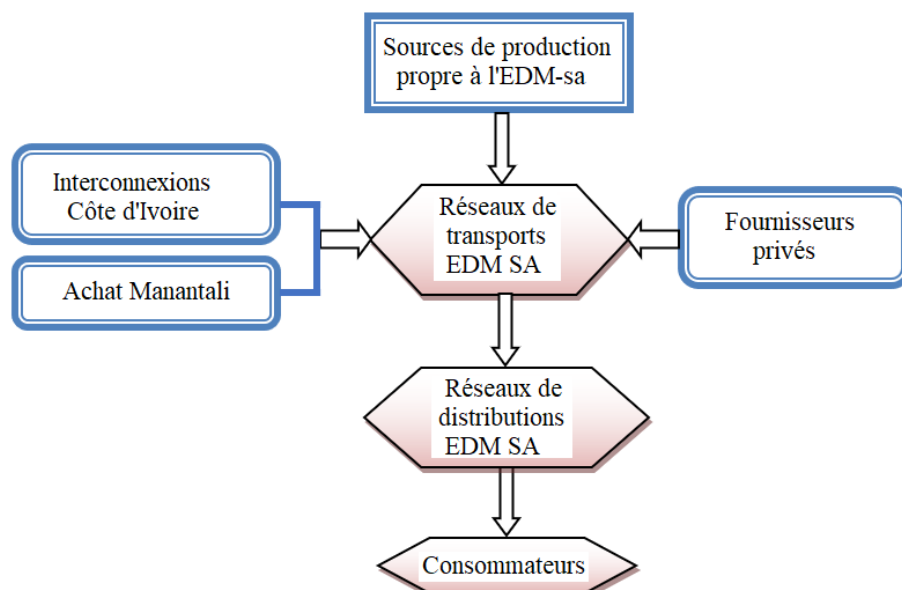


FIGURE 5.4 – Aperçu du réseau électrique interconnecté du Mali.

La demande d'énergie électrique varie tout au long de la journée et des saisons. Il est représenté par une courbe de charge, que le Centre National de Commande et plus précisément la prévision de service et l'achat d'énergie élabore tous les jours. Il veille à ce que les programmes de production prévus par les fournisseurs d'électricité permettent de satisfaire la consommation totale. En outre, il existe des services auxiliaires structurés sur la figure 5.5 pour permettre au réseau électrique de répondre aux exigences essentielles.

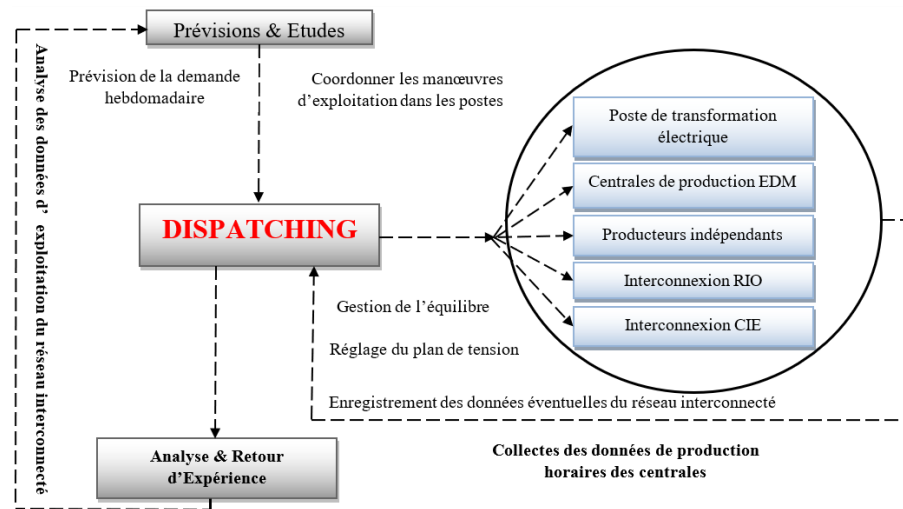


FIGURE 5.5 – Principe de fonctionnement du réseau national interconnecté du Mali.

L'approche est appliquée sur le réseau d'interconnexion de l'énergie du Mali (EDM-Sa). Ce réseau est représenté sur la figure 5.6. La demande en électricité est assurée par des centrales hydroélectrique propres à l'EDM, des centrales thermiques et en grande partie achetés au près d'un pays voisin la Côte d'Ivoire et de la production de Manantali. Nous avons connecté trois centrales solaires de 30 MW au niveau de trois postes notamment (Kayes, Kita et Fana).

Ce réseau d'interconnexion assure la fourniture en électricité de quatre (4) régions et ces grandes villes plus la capitale du Mali. Il comporte des différentes sources de production y compris les points d'achat (Côte d'Ivoire et Manantali), des postes de distributions et des points de consommations. Les sources de productions hydroélectriques propres à l'EDM-sa sont codifiées en bleu, la production thermique en rouge, les productions photovoltaïques en vert et les points d'achat en violet. Les postes de distributions sont codifiés en jaune et les points de consommations sont en noir. Le réseau est divisé en

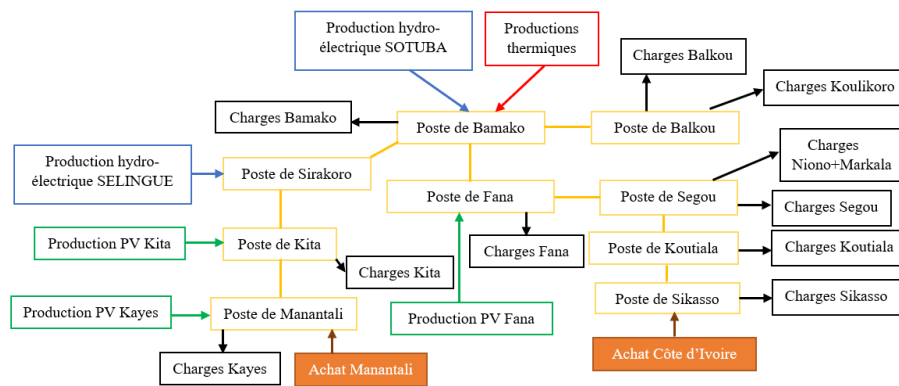


FIGURE 5.6 – Réseau d'interconnexion de la fourniture d'électricité du Mali.

deux parties (Est et Ouest) par rapport à Bamako. Le réseau Est s'étale du poste de Fana jusqu'au niveau de l'achat au près du réseau d'interconnexion de la Côte d'Ivoire et le réseau Ouest du poste de Sirakoro jusqu'au niveau du réseau d'interconnexion de Manantali. Le poste de Bamako est le point de relais des deux parties, il peut également permettre aux productions de ces deux parties de se soutenir mutuellement.

### 5.3.2 Analyse des données de l'historique des données

Pour ce travail, nous avons exploité les données de la base de données sur la période d'une année au niveau du Centre National de la Commande, qui est le service de régulation de l'EDM. Dans le tableau 5.1, nous avons récapitulé les données annuelles que les agents du Centre National de la Commande nous ont remises avec l'outil Excel. Les données sont résumées en énergie mensuelle produites par chaque point de production. L'énergie totale produite est de 1 726,164 GWh/an dont 237,046 GWh/an achetée chez le pays voisin la Côte d'Ivoire soit 14% de la production totale et 697,818 GWh/an achetée sur le réseau interconnecté du Manantali soit 40% de la production totale. L'énergie totale achetée par le service de fourniture du Mali en électricité a été 934,864 GWh/an (soit 75% pour Manantali et 25% pour la Côte d'Ivoire). Les productions thermiques étaient de 589,839 GWh/an soit 34% de la production totale et les productions hydro-électriques propres à l'EDM Sélingué et Sotuba étaient respectivement 169,73 GWh/an et 31,731 GWh/an soient 10% et 2% de la production totale figure 5.8.

D'après l'analyse de ces données, nous avons constaté que le service de fourniture en



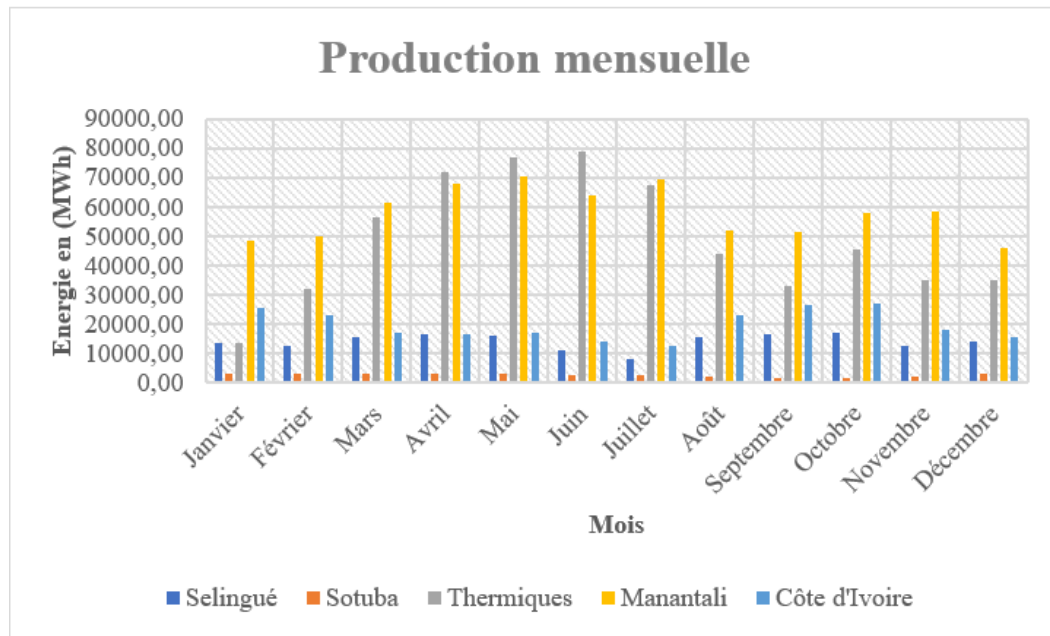


FIGURE 5.7 – Productions mensuelles des différentes sources de production.

électricité du Mali a acheté 54% contre 46% de ces propres sources de production. Et parmi ces 46%, les productions thermiques occupent 34% et de production hydroélectrique 12% qui est relativement insignifiante. La figure 5.7 représente les différentes productions mensuelles et cette figure nous montre que la part d'énergie achetée avec la Manantali était la plus importante, suivie de celle des productions thermiques. On peut

TABLE 5.1 – Les données annuelles des différentes productions de l'énergie du Mali.

| Mois            | Selingué (MWh)   | Sotuba (MWh)    | Thermiques (MWh) | Manantali (MWh)  | Côte d'Ivoire (MWh) | Total Mensuel (MWh) |
|-----------------|------------------|-----------------|------------------|------------------|---------------------|---------------------|
| Janvier         | 13 579           | 3 400,49        | 13451,86         | 48496,05         | 25 648              | 104 575,40          |
| Février         | 12 459           | 2 989,87        | 32178,05         | 49778,31         | 23 031              | 120 436,23          |
| Mars            | 15 629           | 3 214,04        | 56680,11         | 61523,36         | 17 129              | 154 175,51          |
| Avril           | 16 762,77        | 2 968,32        | 71825,62         | 67959,39         | 16 433              | 175 949,09          |
| Mai             | 16 065           | 3 247,83        | 76790,88         | 70571,91         | 17 070              | 183 745,62          |
| Juin            | 10 981           | 2 573,41        | 78954,24         | 63836,34         | 13 902              | 170 247,00          |
| Juillet         | 8 215            | 2 442,03        | 67240,86         | 69708,19         | 12 703              | 160 309,07          |
| Août            | 15 643           | 2 185,01        | 43814,06         | 51921,07         | 23 141              | 136 704,15          |
| Septembre       | 16 448           | 1 606,60        | 33089,22         | 51440,86         | 26 661              | 129 245,69          |
| Octobre         | 17 072           | 1 715,26        | 45692,29         | 58242,60         | 27 183              | 149 905,15          |
| Novembre        | 12 844           | 2 152,46        | 35076,50         | 58514,75         | 18 361              | 126 948,71          |
| Décembre        | 14 031,93        | 3 235,33        | 35045,25         | 45825,56         | 15 784              | 113 922,07          |
| <b>Annuelle</b> | <b>169729,70</b> | <b>31730,65</b> | <b>589838,94</b> | <b>697818,39</b> | <b>237046</b>       | <b>1726163,69</b>   |

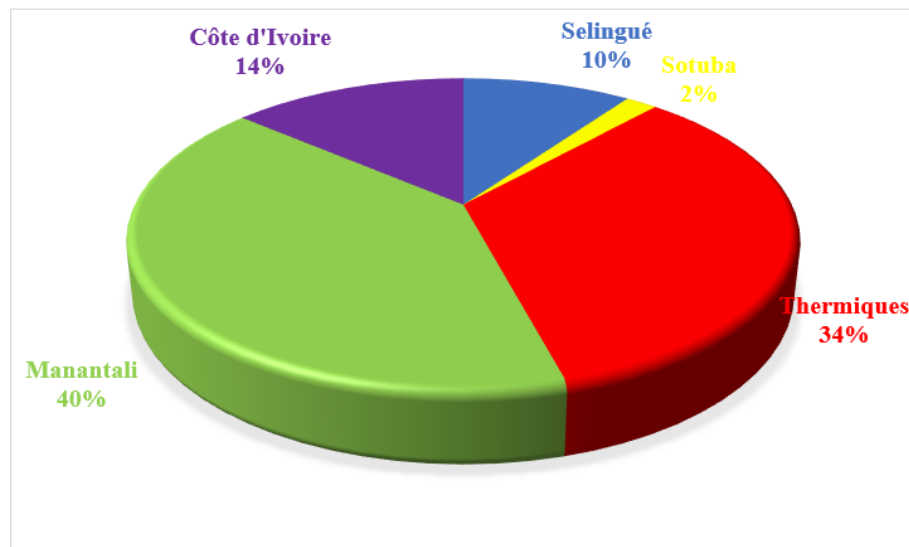


FIGURE 5.8 – La répartition des productions annuelles.

aussi remarquer que du mois de Mars au mois de Juillet, les productions ont été fortes et le mois où la demande a été la plus importante est celle du mois de Mai. Nous nous sommes fixés comme objectif de réduire les achats et les productions thermiques par l'utilisation des centrales solaires.

### 5.3.3 Etude des critères d'optimisation

#### 5.3.3.1 Coût des productions thermiques

Le modèle de simulation qui va suivre recherche la solution optimale sur la base des coûts que la section ci-après détaille. Pour les calculs des coûts des productions thermiques, nous nous sommes basés sur les consommations spécifiques mensuelles et ensuite nous avons calculé la moyenne. Ces données sont obtenues par les agents de l'EDM (source EDM-sa) et représentent une consommation moyenne de 0.293 l/kWh.

- Consommation en carburant des Générateurs : connaissant la consommation spécifique en gasoil qui est de 0,293 litre/kWh et de celles des productions thermiques annuelles qui sont de 589 838,94 MWh<sup>3</sup> tableau 5.1, nous avons déduit la consommation en gasoils (en litres). Le tableau 5.2 nous résume ces calculs.

---

3. On rappelle que 1MWh est égal à 1000 kWh

Nous avons constaté une consommation de 172 822 809,42 litres par les groupes

TABLE 5.2 – Récapitulatif des calculs de la consommation en carburant.

| Désignation | Consommation spécifique en Gasoil (litre/kWh) | Energie annuelle produite (MWh) | Consommation annuelle en Gasoil (litre) |
|-------------|---|---------------------------------|---|
| Générateurs | 0,293   | 589 838,94                      | 172 822 809,42                          |

électrogènes.

- Coût annuel du gasoil :  $C_{ag}$  (FCFA) Ce coût est égal à la consommation annuelle en gasoils multiplié par le prix d'un litre de gasoil sachant que : 1litre de gasoil est environ 500FCFA en cette période.

$$C_{ag} = 172\,822\,809,42 \times 500$$

$$C_{ag} = 86\,411\,405\,124 \text{ FCFA}$$

- Coût de maintenance annuel des centrales :  $C_{maint}$  (FCFA) Ce coût constitue l'entretien des diverses composantes de la centrale, que nous avons approximativement estimé à 5% du coût de la consommation annuelle des centrales par an, soit :  $C_{maint} = 86\,411\,405\,124 \times 5\% = 4\,320\,570\,236 \text{ FCFA}$  Le cout d'exploitation sera :

$$C_{exp} = C_{ag} + C_{maint}$$

$$C_{exp} = (86\,411\,405\,124 + 4\,320\,570\,236) \text{ FCFA}$$

$$C_{exp} = \mathbf{90\,731\,975\,360 \text{ FCFA}}$$

### 5.3.3.2 Coût des énergies achetées

Pour les calculs des coûts d'énergies achetées par le service de fourniture en électricité du Mali, nous avons exploité les informations ci-après obtenues au niveau de l'EDM. D'après ces informations l'EDM achète le kWh à 50 FCFA auprès de Manantali et 80 FCFA au niveau de la Côte d'Ivoire. Connaissant les énergies annuelles achetées à Manantali et à la Côte d'Ivoire qui sont respectivement 697 818,39 MWh et 237 046 MWh tableau 5.1, nous pourrions obtenir les coûts des énergies achetées en multipliant ces énergies annuelles par leurs prix unitaires respectifs.

- Coût annuel acheté au niveau de Manantali

$$C_{achat\_M} = 697\,818,39 \times 1000 \times 50 = 34\,890\,919\,500 \text{ FCFA}$$

— Coût annuel acheté au niveau de la Côte d'Ivoire

$$C_{achat\_C}=237\,046 \times 1000 \times 80=18\,963\,680\,000 \text{ FCFA}$$

Le coût global des énergies achetées est de :

$$C_{\text{énergie\_achetées}}= (34\,890\,919\,500+18\,963\,680\,000) \text{ FCFA}$$

$$C_{\text{énergie\_achetées}} = \mathbf{53\,854\,599\,000 \text{ FCFA}}$$

Le tableau 5.3 résume les coûts de production des énergies thermiques et des énergies

TABLE 5.3 – Coûts de production des énergies thermiques et des énergies importées.

| Productions   | Energies annuelle (MWh) | Prix par MWh (FCFA) | Coût de Productions (FCFA) | Coût de Maintenance (FCFA) | Coût Total de production (FCFA) |
|---------------|-------------------------|---------------------|----------------------------|----------------------------|---------------------------------|
| Thermiques    | 589 838,94              | 146 500             | 86 411 405 124             | 4 320 570 236              | 90 731 975 360                  |
| Manantali     | 697 818,39              | 50 000              | 34 890 919 500             | -                          | 34 890 919 500                  |
| Côte d'Ivoire | 237 046                 | 80 000              | 18 963 680 000             | -                          | 18 963 680 000                  |
| <b>Total</b>  |                         |                     |                            |                            | <b>144 587 000 000</b>          |

importées. En analysant ce tableau, nous constatons qu'à peu près 90,731 milliards de FCFA ont été investis pour les productions thermiques et 53,854 milliards de FCFA pour les énergies achetées soit une dépense estimée à 144,587 milliards de FCFA par an : ce qui est énorme pour un pays comme le Mali. Dans ce tableau, nous n'avons pas traité les productions de Selingué et Sotuba qui sont des sources de production hydroélectriques de l'EDM et dont nous les avons considérés permanent dans notre cas de simulation.

### 5.3.3.3 Bilan environnemental

Le bilan environnemental consiste à faire une étude sur les quantités de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) émises par les différentes sources de production, qui est un facteur important du réchauffement climatique.

Il s'agit du deuxième facteur conditionnant l'optimalité de la solution produite par le modèle de simulation présenté plus bas.

Les émissions liées à la production et à la combustion d'une tonne de charbon, de pétrole ou de gaz naturel sont connues. Par contre, en ce qui concerne l'électricité, le sujet est complexe et nécessite une méthodologie adaptée pour éviter des erreurs d'analyse

selon une étude d'équilibre des énergies<sup>4</sup>. En effet, la comparaison des émissions de CO<sub>2</sub> par les énergies est nécessaire, car ce sont des éléments majeurs sur la base de laquelle on doit définir les enjeux énergétiques et suivre leur mise en œuvre par les acteurs concernés. L'utilisation de l'électricité par le consommateur n'entraîne pas d'émission de CO<sub>2</sub>, c'est plutôt les combustibles utilisés pour produire l'électricité, la construction et l'entretien des centrales de production, ainsi que les réseaux de transport et de distribution qui sont à l'origine des émissions. Le contenu carbone (ou facteur d'émission)

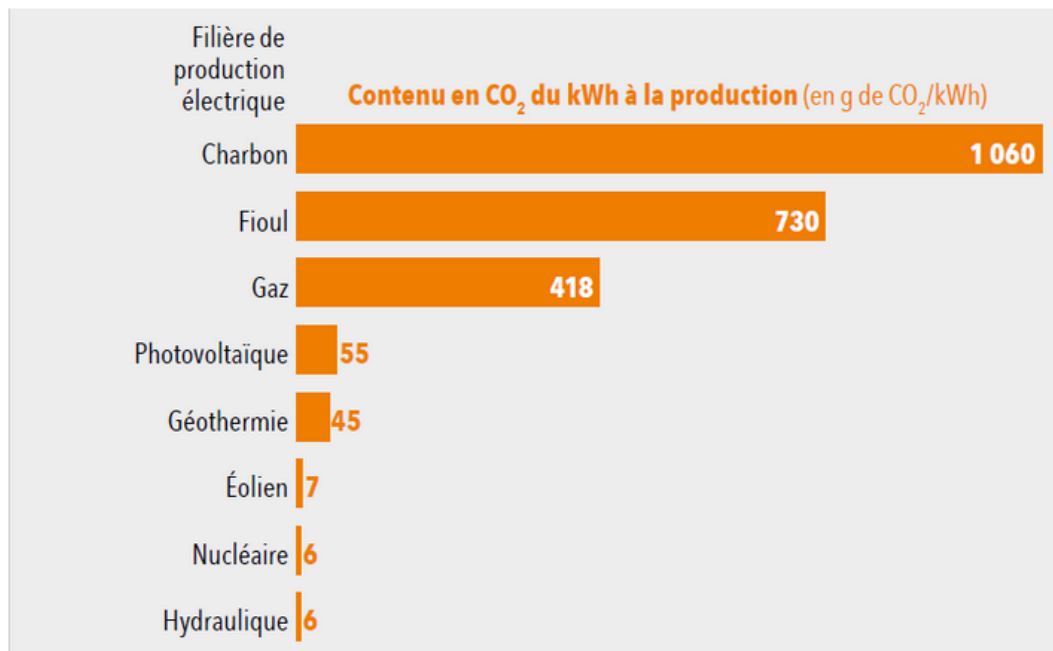


FIGURE 5.9 – Contenu en CO<sub>2</sub> du kWh à la production selon les filières Source : Base carbone Ademe. Nota : Ces sources intègrent les émissions directes et indirectes à la production (\*).

d'un kWh d'énergie correspond à la quantité de CO<sub>2</sub> émise, sur un intervalle de temps déterminé et sur un périmètre donné par un kWh d'énergie électrique mise à la disposition d'un consommateur. Nous connaissons la teneur en CO<sub>2</sub> de la production, qu'il s'agisse d'une centrale électrique ou d'un parc de production. L'hydraulique, l'énergie nucléaire, l'énergie solaire et l'énergie éolienne ne génèrent pas d'émissions directes de CO<sub>2</sub> pendant la production et très peu d'émissions indirectes (construction des centrales notamment); les centrales thermiques à gaz émettent environ 400 g/kWh et les centrales à charbon environs de 1 000 g/kWh produit figure 5.9.

4. <https://www.equilibredesenergies.org/12-10-2018-le-contenu-en-co2-du-kwh>

Dans le cas de notre étude, les centrales de productions thermiques utilisent le fioul comme source de carburant donc leur taux d'émission est de 730 g/kWh et sur cette base, nous pourrions calculer la quantité de CO<sub>2</sub> émise par les sources de production thermiques de l'énergie du Mali. Ce taux sera multiplié par l'énergie annuelle produite par les productions thermiques qui est de 589 838,94 MWh tableau 5.1. D'après les calculs les centrales thermiques ont émis 430582428 kg de CO<sub>2</sub> pendant une année. Le taux d'émission pour les hydroélectriques est 6g/kWh (figure 5.9) et faisant la somme de toutes les productions hydroélectriques de notre système, nous aurons 1 136,325 GWh/an. Selon les calculs les émissions des productions hydroélectriques sont de 6 817 950 kg/an. L'émission totale du CO<sub>2</sub> est de 437 400 378 kg/an.

### **5.3.4 Construction du modèle Bayésien**

Les réseaux bayésiens peuvent être utilisés sous deux aspects (topologique causale et décisionnel) pour représenter des connaissances. Cette représentation consiste simplement à relier des causes et des effets par des flèches. Il est souvent plus facile de formaliser ces connaissances sous forme de graphe causal.

#### **5.3.4.1 Représentation de la structure causale**

Le réseau bayésien figure 5.10 est le modèle typique de notre réseau d'interconnexion. La transition vers le réseau bayésien se fait de telle sorte qu'au niveau du poste de distribution de Bamako, si la production thermique et les centrales hydroélectriques propres ne suffisent pas à prendre les charges de la ville de Bamako, le poste de la ville de Fana viendra en soutien pour compenser la surcharge. Au niveau du poste de Fana, si la charge de la ville de Fana et la demande du poste de Bamako sont plus élevées que la production solaire disponible de Fana, alors le poste de Ségou viendra en appui. Le poste de Sikasso fonctionne de la même façon que Fana. Si aucune production PV et thermique n'est disponible, toutes les charges seront alimentées par les productions hydroélectriques propre et les réseaux d'interconnexions Côte d'Ivoire et Manantali.

L'hypothèse est que les disponibilités de la production thermique et des énergies solaires doivent réduire les achats aux niveaux de Manantali et la Côte d'Ivoire.

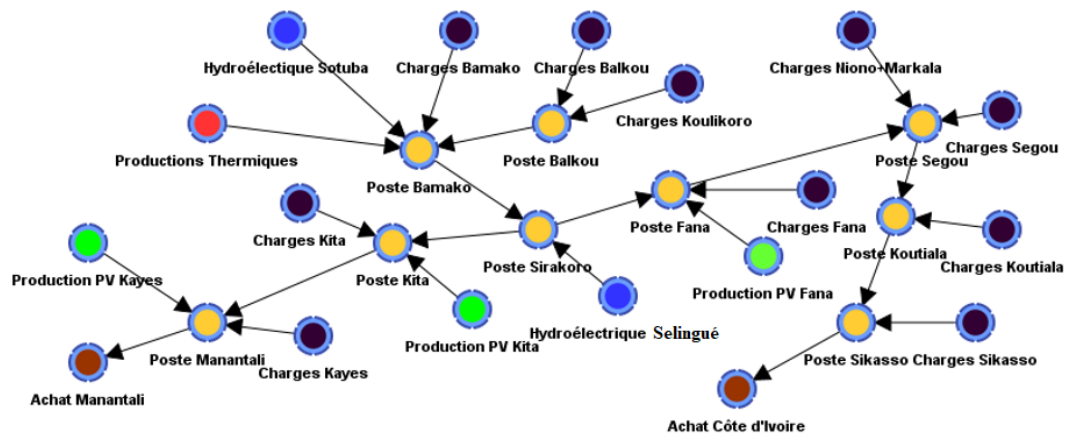


FIGURE 5.10 – Modèle Bayésien du réseau d'interconnexion du Mali.

Dans notre étude de cas, les nœuds des productions solaires ayant chacun une capacité de production de 30 MW qui n'ont pas de nœuds parentaux ont été discrétisés à l'aide de dix intervalles continus équidistants suivant des relations probabilistes. Leurs distributions de probabilité sont faites sur la base des données de la production solaire du chapitre précédant. Les nœuds des différentes charges sont discrétisés sur des intervalles continus avec une distribution probabiliste. Les nœuds des postes ont suivi des relations déterministes avec des équations conditionnelles et ont été discrétisés sur des intervalles équidistants. Les nœuds des achats Manantali et Côte d'Ivoire qui peuvent prendre toutes les charges en cas de non-disponibilité des autres sources sont discrétisés sur des intervalles équidistants et suivent des relations probabilistes.

Les probabilités pour tous les intervalles doivent être égales à 1. Dans le cas des variables qui ont des nœuds parents, comme par exemple Poste Bamako utilise les intervalles définis pour les nœuds Productions Thermiques, Hydroélectrique Sotuba et Charges Bamako. L'utilisateur doit être suffisamment expert pour déterminer les intervalles appropriés pour chaque variable de contexte afin que tous les scénarios (une combinaison d'intervalles parents et enfants) incluent des données représentatives pour les calculs de fonction de probabilité. Le processus de calcul des fonctions de probabilité du modèle est appelé formation lorsque BN définit les fonctions de probabilité en fonction des valeurs observées à partir des données. En utilisant des valeurs de probabilité avec

un raisonnement possible, les nœuds peuvent déduire en fonction des preuves (données observées). En effet, une fois formés, les BN peuvent répondre à la question suivante : « Quelle est la probabilité de la présence d'un nœud cible (par exemple, Achat Côte d'Ivoire), compte tenu des valeurs observées pour le contexte variable (par exemple, la production thermique et solaire) ». Pour le travail, nous nous sommes appuyés sur la base de données d'un an recueillies au niveau de la structure de distribution d'électricité au Mali.

### 5.3.4.2 Déclinaison en diagramme d'influence

Dans cette partie, nous avons ajouté des nœuds supplémentaires, notamment huit (8) nœuds de décision correspondant aux sources de production d'énergie de notre modèle qui vont permettre au dispatcheur de décider à quelle heure il faut activer ou pas les systèmes photovoltaïques, mettre en marche les centrales thermiques ou pas et acheter ou pas des énergies au niveau de Manantali et de la Côte d'Ivoire.

Dans notre modèle, les nœuds des décisions sont influencés par l'état à l'instant  $t$  qui à

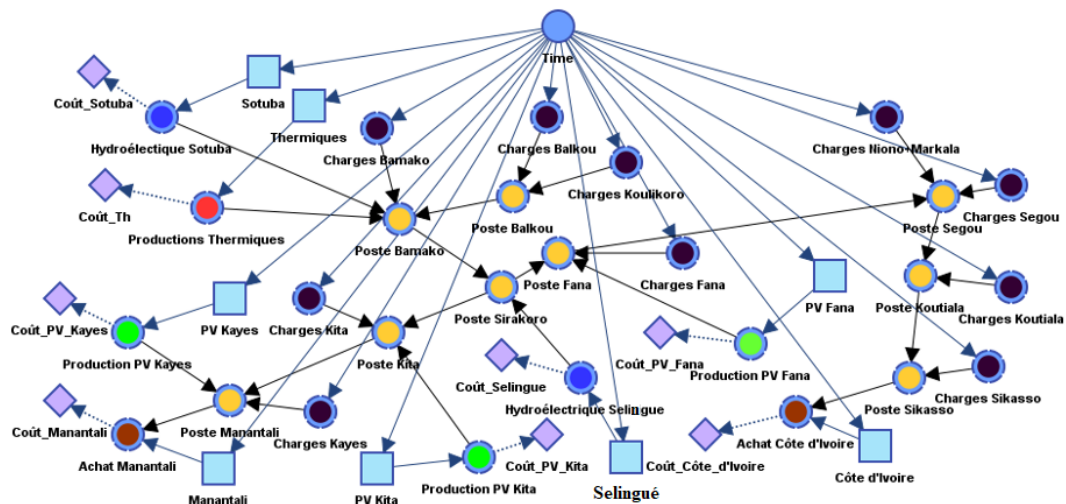


FIGURE 5.11 – Modèle Bayésien Dynamique du réseau d'interconnexion du Mali.

son tour influencera ou déterminera l'état de ce système à l'instant  $(t+1)$  figure 5.11. En outre, nous avons huit (8) nœuds des coûts qui nous permettront de renseigner les coûts de production de chaque source de production. Pour l'apprentissage de ces nœuds de coûts, nous avons utilisés les données des coûts de productions des énergies thermiques



et des énergies importées tableau 5.3. Ces nœuds des coûts sont des indicateurs de performance pour l'évaluation et la simulation du choix optimal.

## **5.4 Simulation et analyse du modèle bayésien**

Dans notre étude de simulation, nous nous intéresserons en premier lieu à l'analyse du processus sans les centrales solaires et dans un deuxième temps nous utilisons ces centrales solaires pour voir l'impact de ces productions sur les productions d'énergie thermique et les énergies achetées.

### **5.4.1 Optimisation itérative - Simulation de Monte-carlo**

Pour la simulation, nous avons examiné trois cas de scénario en utilisant les données annuelles obtenues près des agents du service de fourniture du Mali en électricité. Le premier scénario est de maintenir les productions thermiques comme nous l'avons trouvées afin de voir l'impact des productions solaires sur les énergies achetées. Le deuxième scénario est de maintenir les énergies achetées et faire ressortir les impacts économiques et écologiques des productions thermiques. Le troisième scénario sera de jouer simultanément sur les productions thermiques et les énergies achetées afin de réduire le coût d'investigation du service de fourniture en électricité du Mali. Mais avant de procéder à la simulation de ces trois scénarios, nous avons effectué une simulation sans les systèmes PV, l'objectif de cette simulation est de valider notre modèle par une comparaison des résultats de la simulation avec les données des tableau 5.1 et 5.3, qui sont les productions annuelles des différents systèmes de production obtenues par les mesures des agents de l'EDM. Pour la simulation, nous avons injecté les 8760 données de chaque système de production (équivalent d'une année de mesure) dans notre modèle. Les résultats de cette simulation sont résumés dans le tableau 5.4.

En comparant, le tableau 5.4 au tableau 5.1, nous observons que les valeurs sont presque toutes les mêmes. Nous pouvons néanmoins constater des légères différences entre les valeurs, qui peuvent être dues aux erreurs humaines lors des mesures, ces différences

sont négligeables vu qu'elles sont minimales. Les valeurs pour la simulation nous donnent comme production totale 1748,48 GWh/an contre 1726,164 GWh/an tableau 5.1 dont une énergie totale achetée de 955,68 GWh/an contre 934,864 GWh/an (soit 75% pour Manantali et 25% pour la Côte d'Ivoire). Les productions de SELINGUE et SOTUBA sont respectivement 171,725 GWh/an et 31,197 GWh /an contre 169,73 GWh/an et 31,731 GWh/an tableau 5.1. Le coût total de production est de 145,76 milliards de FCFA contre 144,587 milliards de FCFA par an tableau 5.3. Vu l'écart minime entre nos valeurs obtenues par la simulation et les valeurs mesurées sur une période d'une année par les agents de l'EDM-SA, nous pouvons valider notre modèle et considérer nos valeurs de simulation comme valeurs de référence pour le reste de l'étude de la simulation. Nous rappelons que pour les études des coûts, nous nous sommes intéressés seulement aux productions thermiques et d'énergies achetées. Les coûts de productions des systèmes de production de Sélingué et de Sotuba n'ont pas été examinés vu qu'elles sont des productions hydroélectriques propres de l'EDM-SA et qui ont des impacts écologiques négligeables comparativement aux productions thermiques. Le tableau 5.5, illustre les différentes émissions des gaz à effet de serre en utilisant des productions thermiques et des énergies achetées qui ont des impacts écologiques. Nous constatons à travers le tableau 5.5, que les productions thermiques ont des impacts plus conséquents sur le changement climatique comparativement aux énergies achetées. Les émissions du CO<sub>2</sub> sont de 430 615 887 kg/an pour les productions thermiques, 5 749 096 kg/an pour les énergies achetées et 22 138 542 kg/an pour les autres productions soit une émission totale de 458 503 525 kg/an. En plus, les productions thermiques émettent d'autres polluants comme le monoxyde de carbone, les hydrocarbures non brûlés et des particules

TABLE 5.4 – Les différentes énergies annuelles produites et leurs coûts de production sans les systèmes PV.

| Centrales     | Production (kWh/an)  | Pourcentage (%) | Coûts de Production (FCFA) |
|---------------|----------------------|-----------------|----------------------------|
| Manantali     | 718 637 010          | 41,10           | 41 213 590 340             |
| Côte d'Ivoire | 239 545 670          | 13,70           | 13 737 863 447             |
| SELINGUE      | 171 724 700          | 9,82            | -                          |
| SOTUBA        | 31 196 600           | 1,78            | -                          |
| THERMIQUES    | 589 884 103          | 33,6            | 90 809 372 850             |
| <b>Total</b>  | <b>1 748 482 860</b> | <b>100</b>      | <b>145 760 826 637</b>     |

que les productions hydroélectriques n'émettent pas tableau 5.5. En conclusion la production thermique est la plus polluante et fatale pour les changements climatiques ; elle est une des problématiques mondiales de nos jours.

## 5.4.2 L'impact des productions photovoltaïques sur les énergies achetées

Dans cette partie, nous avons fait une simulation en utilisant les systèmes PV. L'objectif est de voir comment les productions solaires peuvent contribuer à réduire les énergies achetées avec le pays voisin et Manantali. Nous avons résumé les résultats de simulation dans le tableau 5.7. Nous rappelons, que nous avons utilisé un système de PV de 30MW au niveau de trois villes sur le réseau de fourniture en électricité du Mali. Nous avons fait une simulation de prédimensionnement de ce système PV avec l'outil de modélisation et simulation pour les systèmes photovoltaïques (PVsyst). Le but de cette simulation est d'avoir le coût d'investissement d'un système PV de 30MW ainsi que leurs surfaces d'implantation pour les trois technologies possibles à savoir le monocristallin, polycristallin et la technologie avec le film mince tableau 5.6. La technologie la

TABLE 5.5 – Les différentes polluants pour la simulation sans les systèmes PV.

| Polluants                | Thermiques<br>(kg/an) | Energie achetées<br>(kg/an) | Les autres productions<br>(kg/an) |
|--------------------------|-----------------------|-----------------------------|-----------------------------------|
| Dioxyde de carbone       | 430 615 887           | 5 749 096                   | 22 138 542                        |
| Monoxyde de carbone      | 2 646 817             | 0                           | 207 192                           |
| Hydrocarbures non brûlés | 111 643               | 0                           | 12 896                            |
| Particules               | 16 041                | 0                           | 1 256                             |
| Dioxyde de soufre        | 1 610 007             | 2 625 421                   | 508 146                           |
| Oxyde d'azote            | 2 486 404             | 1 283 965                   | 2 954 619                         |

TABLE 5.6 – Le coût d'investissement d'un système PV de 30MW pour les différentes technologies.

| Technologies    | Coût Investigation (FCFA) | Surface m <sup>2</sup> |
|-----------------|---------------------------|------------------------|
| Polycristalline | 43 882 988 695            | 200 000                |
| Monocristalline | 42 571 074 695            | 187 500                |
| Film mince      | 54 378 300 695            | 300 000                |

plus coûteuse est le film mince qui est à peu près 54,38 milliards de FCFA soit 83 millions d'euro (1euro=655,957 FCFA) implantable sur une surface de 300 000 m<sup>2</sup> et le moins cher est la technologie du monocristallin qui est de l'ordre de 42,57 milliards de FCFA soit 65 millions d'euro réalisable sur une surface de 187 500 m<sup>2</sup>. La technologie des PV à polycristallin coûte à peu près 43,88 milliards de FCFA soit 67 millions d'euro avec une surface d'implantation de 200 000 m<sup>2</sup>. A travers le tableau 5.6, nous constatons que la technologie des PV à monocristallin est le moins coûteux et qui demande une surface d'implantation inférieure aux deux autres technologies. Pour notre cas d'étude, nous avons alors utilisé la technologie des PV à monocristallin. En compa-

TABLE 5.7 – Les différentes énergies annuelles produites et leurs coûts de production avec les systèmes PV en jouant sur les énergies achetées.

| Centrales        | Production (kWh/an)  | Pourcentage (%) | Coûts de Production (FCFA) |
|------------------|----------------------|-----------------|----------------------------|
| Manantali        | 602 518 035,75       | 34,65           | 34 906 761 549             |
| Côte d'Ivoire    | 200 839 345,25       | 11,55           | 11 635 587 183             |
| SELINGUE         | 171 724 700          | 9,80            | -                          |
| SOTUBA           | 31 196 600           | 1,78            | -                          |
| THERMIQUES       | 589 840 573          | 33,50           | 89 469 188 025             |
| Système_PV_KITA  | 49 721 762           | 2,84            | -                          |
| Système_PV_KAYES | 48 852 313           | 2,80            | -                          |
| Système_PV_FANA  | 53 796 455           | 3,08            | -                          |
| <b>Total</b>     | <b>1 748 489 783</b> | <b>100</b>      | <b>136 554 984 868</b>     |

rant les tableaux 5.7 et 5.4, nous verrons que les systèmes PV ont contribué à réduire les énergies achetées totales de 955,68 GWh/an à 803,357 GWh/an soit une différence de 152,323 GWh/an. Ce qui a réduit le coût total de production de 145,76 milliards de FCFA à 136,555 milliards de FCFA par an tableau 5.7 soit un gain de 9,205 milliards de FCFA. Sur la figure 5.12, nous pouvons remarquer une réduction des émissions à effet de serre mais qui restent encore importantes ; ces valeurs sont uniquement les émissions des sources des productions des énergies achetées. Le CO<sub>2</sub> total émis a été réduit de 458 503 525 kg/an à 455 358 714 kg/an.

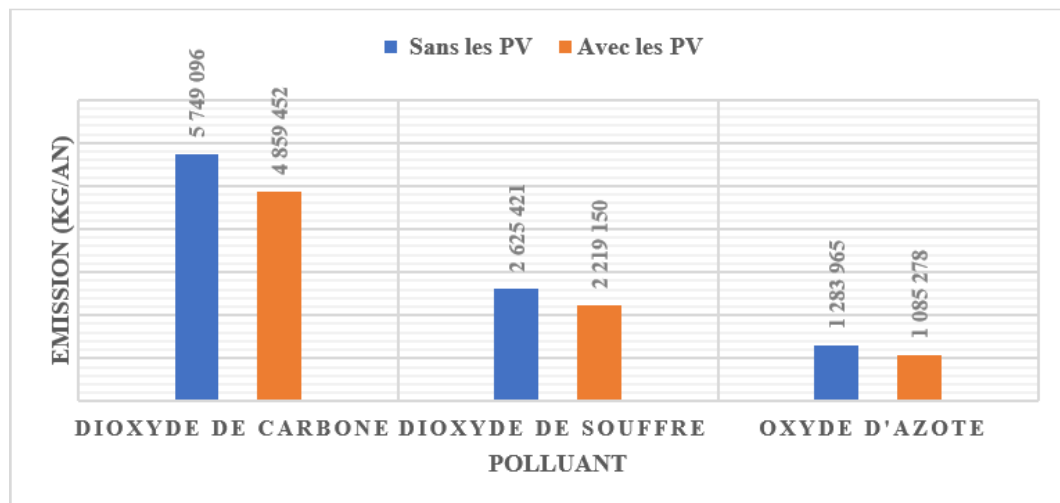


FIGURE 5.12 – Les émissions des gaz à effet de serre avant et après l'utilisation des systèmes PV.

### 5.4.3 L'impact des productions photovoltaïques sur les productions thermiques

L'objectif de cette partie est de voir comment les productions solaires peuvent contribuer à réduire les productions thermiques et les impacts écologiques. Le tableau 5.8 résume les résultats de simulation. En observant les tableaux 5.8 et 5.4, nous remarquons

TABLE 5.8 – Les différentes énergies annuelles produites et leurs coûts de production avec les systèmes PV en jouant sur les productions thermiques.

| Centrales        | Production (kWh/an)  | Pourcentage (%) | Coûts de Production (FCFA) |
|------------------|----------------------|-----------------|----------------------------|
| Manantali        | 716 774 001,75       | 40,43           | 41 214 504 838             |
| Côte d'Ivoire    | 238 924 667,25       | 13,48           | 13 738 168 279             |
| SELINGUE         | 171 724 700          | 9,67            | -                          |
| SOTUBA           | 31 196 600           | 1,76            | -                          |
| THERMIQUES       | 437 499 284          | 26,10           | 67 510 402 575             |
| Système_PV_KITA  | 49 721 762           | 2,80            | -                          |
| Système_PV_KAYES | 48 852 313           | 2,75            | -                          |
| Système_PV_FANA  | 53 796 455           | 3,02            | -                          |
| <b>Total</b>     | <b>1 748 489 783</b> | <b>100</b>      | <b>122 463 075 693</b>     |

une diminution considérable de l'utilisation des systèmes PV aux niveaux des productions thermiques. Les productions thermiques totales annuelles à diminuer de 589,884 GWh/an à 437,499 GWh/an soit une réduction de 152,385 GWh/an. Cette diminution à

occasionner une baisse de coût de production de 145,75 milliards de FCFA à 122,463 milliards de FCFA par an tableau 5.8 soit un bénéfice de 23,287 milliards de FCFA. Le tableau 5.9 montre les différentes émissions à effet des productions thermiques avant et après l'utilisation des systèmes PV.

Sur le tableau 5.9, nous observons une réduction de 116 166 979 kg d'émission du dioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ ), une réduction de 732 253 kg d'émission du monoxyde de carbone (CO). Une diminution de 31 953 kg et 4 438 kg respectivement des hydrocarbures non brûlés et des particules ont été apportée. Les émissions du dioxyde de soufre et de l'oxyde d'azote ont été également réduit respectivement de 284 408 kg et 687 785 kg. En regardant toutes ces réductions, nous pourrions conclure que l'utilisation des systèmes PV ont contribué considérablement à réduire les impacts économiques et écologiques des productions thermiques comparativement aux achats d'énergies. Donc nous pourrions conclure qu'il est utile d'utiliser les systèmes PV pour réduire les productions thermiques que les achats d'énergies.

TABLE 5.9 – Les différentes polluants pour la simulation sans les systèmes PV.

| Polluants                | Thermiques<br>(kg/an) | Energie achetées<br>(kg/an) |
|--------------------------|-----------------------|-----------------------------|
| Dioxyde de carbone       | 458 503 525           | 342 336 546                 |
| Monoxyde de carbone      | 2 854 009             | 2 121 756                   |
| Hydrocarbures non brûlés | 124 539               | 92 586                      |
| Particules               | 17 297                | 12 859                      |
| Dioxyde de soufre        | 3 727 282             | 3 442 874                   |
| Oxyde d'azote            | 6 724 988             | 6 037 203                   |

#### 5.4.4 L'utilisation des systèmes PV simultanément avec des productions thermiques et des énergies achetées

Ici, nous avons fait une simulation en utilisant les systèmes PV sans jouer sur aucune des productions (thermiques et énergies achetées). L'objectif est de voir s'il serait bénéfique de répartir entre les énergies achetées et les productions thermiques, les énergies produites par les systèmes PV. Un autre objectif important de cette partie est de faire

une idée de combien de MW par jour le service de la fourniture doit acheter pour rester dans les scénarios précédents. Pour la simulation, nous avons fixé la valeur des achats d'énergies en l'augmentant progressivement de façons à équilibrer la répartition des productions solaires. Pour le premier scénario, le service doit acheter a peu 136,135 MW/j par jour. Pour le deuxième scénario, le service doit prévoir d'acheter 164,157 GWh/an pour rester dans ce scenario. Après avoir trouvé les conditions d'achat pour les deux scenarios, nous avons procédé à des séries de simulation en augmentant les puissances à acheter. Ces simulations ont pour objectifs de jouer sur le coût d'exploitation, nous avons analysé les cas de prévision de 175MW, 200MW, 250MW et 300MW sur les figures 5.13, 5.14 et 5.15. La figure 5.13 illustre la tendance des différentes productions en fonction de la puissance demander. Nous constatons que plus la prévision d'achat des énergies augmente plus la production des énergies thermiques diminue. Les productions thermiques deviennent inférieures aux productions solaires lorsqu'on prévoit d'acheter 250MW/j. Pour une prévision d'achat de 300MW/j, les productions thermiques sont presque insignifiantes figure 5.13. La figure 5.14 résume le bilan des

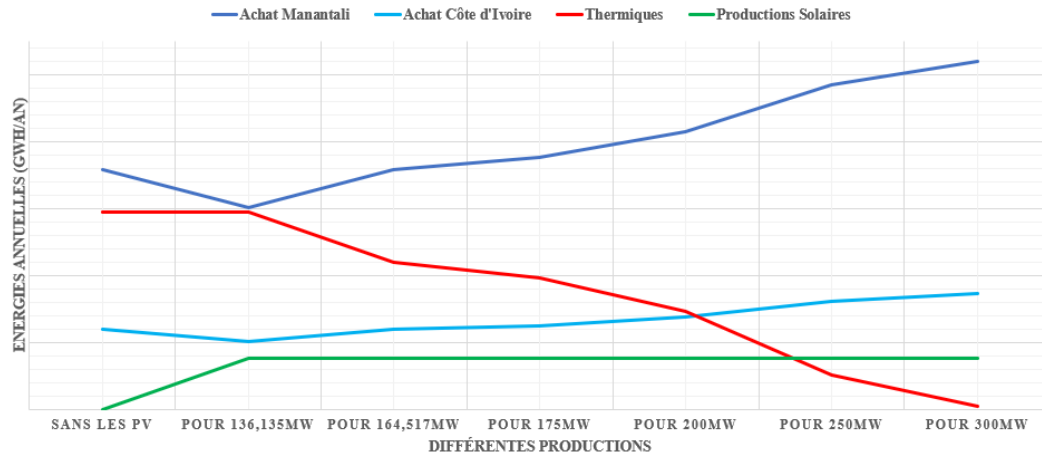


FIGURE 5.13 – La tendance des différentes productions en fonction des prévisions.

émissions du dioxyde de carbone ( $\text{CO}_2$ ) qui est l'élément le plus polluant des gaz à effet de serre. Nous observons que l'émission de  $\text{CO}_2$  est proportionnelle à la production thermique et inversement proportionnelle à l'achat d'énergie. Pour une prévision d'achat de 136,135MW/j, il y a eu un achat d'énergie annuelle de 803,36 GWh/an et une production thermique de 589,84 GWh/an occasionnant une émission de 458 500 000 kg/an.

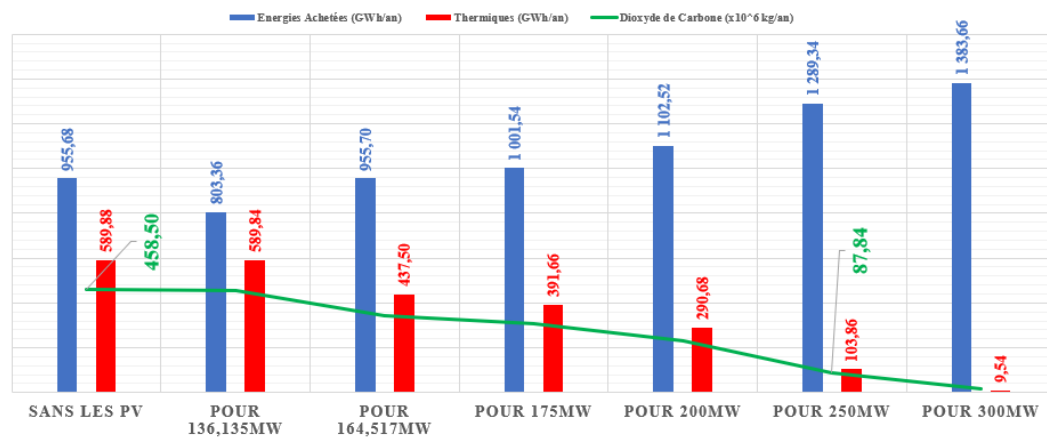


FIGURE 5.14 – La quantité de dioxyde de carbone émise pour les différentes prévisions.

Cette émission a diminué jusqu'à 87 840 000 kg/an et 15 660 000 kg/an pour une prévision d'achat de 250MW et 300MW correspondant respectivement à une production thermique annuelle de 103,86 GWh/an et 9,54 GWh/an. La figure 5.15 montre les coûts de productions thermiques, les coûts des énergies achetées et le coût total d'utilisation de ces sources d'énergie par le service de fourniture en électricité du Mali. Elle montre que l'utilisation des systèmes PV ont contribué à réduire les coûts de productions. Il peut être observé clairement qu'en augmentant la prévision d'acheter plus d'énergie, le coût total d'utilisation diminue considérablement. La prévision d'acheter 136,135 MW/j est le plus coûteux soit environs 136,55 milliards de FCFA pour un coût des productions thermiques de 90,36 milliards et un coût des énergies acheter de 46,19 milliards. En augmentant la prévision d'acheter, le coût des productions thermiques diminue en réduisant le coût total d'utilisation. Ce coût total sera réduit à 90,2 milliards et 80,035 milliards de FCFA pour une prévision de 250MW et 300MW par jour respectivement. A travers l'analyse des figures 5.14 et 5.15, nous remarquons que pour la prévision d'acheter 300MW/j, les productions thermiques ont diminué de 103,86 GWh/an à 9,54 GWh/an (figure 5.14) mais le coût des productions thermiques n'a diminué que de 16 milliards à 14,75 milliards de FCFA (figure 5.15), le rapport est vraiment faible. Donc il serait souhaitable de ne pas dépasser une prévision d'achat 250 MW/j. Nous remarquons aussi que c'est les productions thermiques qui coûtent chers, donc elles sont déconseillées au service de fourniture d'énergie.



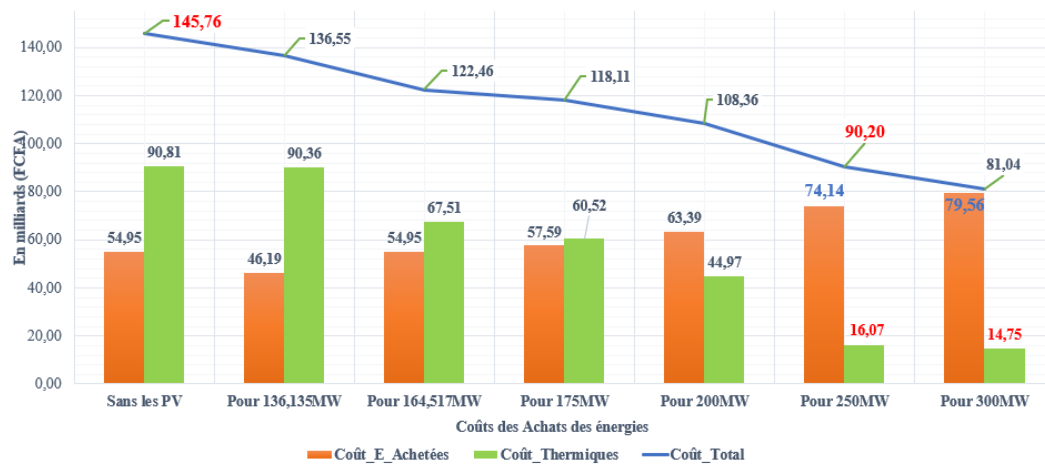


FIGURE 5.15 – Les coûts de production annuel des différentes productions.

### 5.4.5 Discussion et conclusion

Le service de fourniture en électricité du Mali nommé énergie du Mali (EDM-sa) comporte des systèmes de productions propres constituant des centrales hydroélectriques et des centrales thermiques, des systèmes de productions dont le service achète des énergies soit Manantali et le réseau d'interconnexion avec la Côte d'Ivoire. L'énergie totale produite durant l'année 2018 était de 1 726,164 GWh/an dont 237,046 GWh/an achetée avec la côte d'Ivoire soit 14% de la production totale et 697,818 GWh/an achetée sur le réseau interconnecté du Manantali soit 40% de la production totale. L'énergie totale achetée par le service de fourniture du Mali en électricité a été 934,864 GWh/an (soit 75% pour Manantali et 25% pour la Côte d'Ivoire). Les productions thermiques étaient de 589,839 GWh/an soit 34% de la production totale et les productions hydro-électriques propres à l'EDM Sélingué et Sotuba étaient respectivement 169,73 GWh/an et 31,731 GWh/an soient 10% et 2% de la production totale figure 5.8. Une première simulation a été faite sans les systèmes photovoltaïques pour faire le bilan économique et écologique de l'année. Les émissions du CO<sub>2</sub> ont été de 458 503 525 kg/an pour les productions thermiques et le coût des productions thermiques a été environ 90,81 milliards de FCFA, les énergies achetées avec Manantali environ 41,21 milliards et les énergies achetées avec la Côte d'Ivoire ont été environ 13,74 milliards soit un coût total de production de 145,76 milliards de FCFA.

Ensuite, nous avons effectué une simulation avec les systèmes photovoltaïques en envisageant trois cas de scénario. Le premier scénario était de maintenir les productions thermiques comme nous l'avons trouvée afin de voir l'impact des productions solaires sur les énergies achetées. La simulation de ce scénario n'apporte pas assez d'effet en maintenant les productions thermiques et jouer sur les énergies achetées. Le coût total des productions a seulement réduit de 145,76 milliards de FCFA à 136,55 milliards de FCFA par an tableau 5.4 et 5.7 soit un gain de 9,21 milliards de FCFA et les émissions de CO<sub>2</sub> ont été réduites de 458 503 525 kg/an à 455 358 714 kg/an.

Le deuxième scénario était de maintenir les énergies achetées et faire ressortir les effets de l'utilisation des systèmes PV sur les impacts économiques et écologiques des productions thermiques. Cette simulation nous a montré une réduction du coût total de 145,76 milliards de FCFA à 122,46 milliards de FCFA par an tableau 5.8 soit une réduction considérable 23.3 milliards comparativement au premier scénario. Les émissions du CO<sub>2</sub> ont aussi été réduites de 458 503 525 kg/an à 342 336 546 kg/an tableau 5.9, soit une différence importante de 116 166 979 kg/an contre seulement 3 144 811 kg/an pour le premier scénario.

Le troisième scénario était de jouer simultanément sur les productions thermiques et les énergies achetées afin de réduire le coût d'investissement du service de fourniture en électricité du Mali en utilisant les PV. Dans cette partie, nous avons augmenté la prévision des énergies à acheter et observer les effets économiques et écologiques. Les résultats de la simulation nous ont montré qu'en augmentant la prévision d'achat, le coût total d'investissement diminue ainsi que les émissions de CO<sub>2</sub> figures 5.14 et 5.15. Ce coût total peut être réduit de 145,76 milliards de FCFA initialement jusqu'à 90,2 milliards et 80,035 milliards de FCFA pour une prévision de 250MW et 300MW par jour respectivement et les émissions de CO<sub>2</sub> pourront être réduites jusqu'à 87 840 000 kg/an et 15 660 000 kg/an pour ces prévisions. Mais d'après une analyse des figures 5.14 et 5.15, nous avons constaté que la prévision d'acheter 300MW/j n'est pas bénéfique, car les productions thermiques à diminuer de 103,86 GWh/an à 9,54 GWh/an (figure 5.14) mais le coût des productions thermiques n'a diminué que de 16 milliards à 14,75 milliards de FCFA (figure 5.15), donc le rapport est faible. Il serait dans ce cas souhaitable de ne pas dépasser une prévision d'achat de 250MW/j.

En conclusion, les productions thermiques sont les plus coûteuses économiquement et écologiquement.

## 5.5 Aide à la décision pour l'implantation des systèmes solaires

L'objectif de cette partie est de permettre au service de fourniture en électricité de connaître la ville la plus bénéfique pour l'implantation d'un système photovoltaïque. Nous avons analysé l'irradiation globale horizontale (GHI), l'irradiation diffuse horizontale (DHI) et l'irradiation normale diffuse (DNI) utilisant les données recueillies sur quatre sites choisis à savoir (Fana Kayes, Kita et Segou), nous avons pris les différentes localités avec les différentes topologies en sorte de tester et comparer la performance solaire de chaque ville. L'aperçu du potentiel d'énergie solaire de ces quatre villes se trouve dans le tableau 5.10. Les valeurs moyennes mensuelles du GHI, DNI, et DHI pour tous les douze mois de l'année 2019 ont été analysées. Cette analyse vise à explorer la disponibilité des ressources solaires basé sur les données disponibles de ces différents sites.

Les figures 5.16 et 5.17 comparent les valeurs mesurées du GHI et DNI pour les quatre

TABLE 5.10 – Les coordonnées géographiques des différentes villes.

| Sites | Longitude (E) | Latitude (N) |
|-------|---------------|--------------|
| Fana  | -6,961        | 12,779       |
| Kayes | -11,433       | 14,433       |
| Kita  | -9,467        | 13,067       |
| Segou | -6,150        | 13,400       |

villes. L'irradiation globale horizontale maximale a été produite entre le mois de Mars et Avril, avec approximativement  $6,40 \text{ kWh/m}^2$  comme maximale pour Kayes,  $6,30 \text{ kWh/m}^2$  pour Kita et  $6,84 \text{ kWh/m}^2$  pour Fana et Segou. La GHI minimale pour Kayes était  $4,74 \text{ kWh/m}^2$ ,  $5,06 \text{ kWh/m}^2$  pour Kita,  $5,35 \text{ kWh/m}^2$  pour Ségou et  $5,45 \text{ kWh/m}^2$  pour Fana, tous observées au mois de Décembre. Les maximales de l'irradiation diffuse ont été observés entre le mois de Mars et Avril à part la ville de kayes qui a été observé

au mois de Juin et les minimales au mois de Novembre.

Pour les l'irradiation normale diffuse, nous avons observé les maximales au mois de

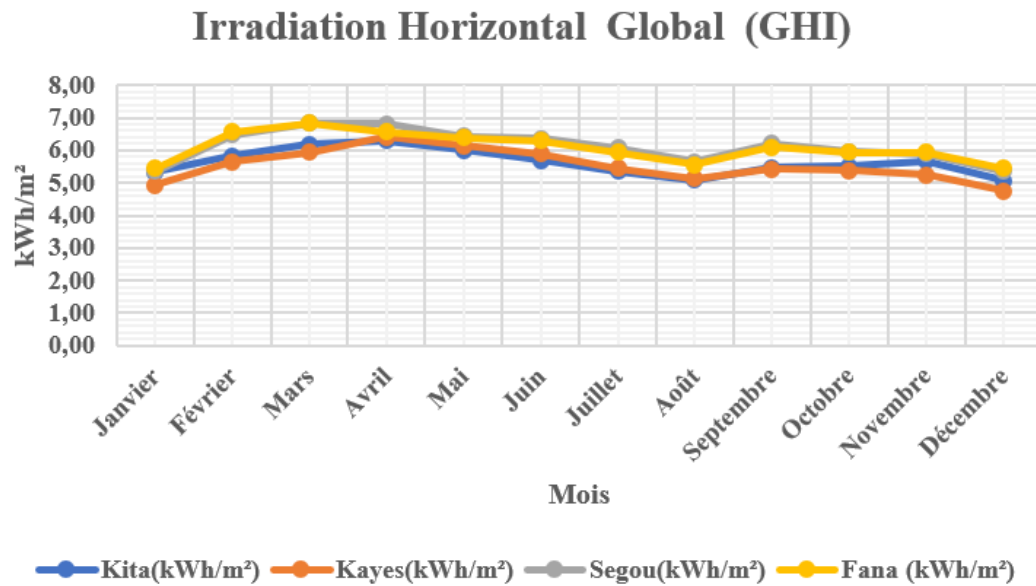


FIGURE 5.16 – Les différentes irradiances globales horizontales des quatre villes.

Novembre et les minimales au mois d'Août. Les irradiances solaires ont commencé à augmenter à partir du mois de Janvier pour atteindre leurs maximales aux mois de Mars et Avril pour décroître en suite pour atteindre leurs minimales pour une première fois entre le mois d'Août et Septembre. Une nouvelle augmentation a été observée à partir du mois de Septembre jusqu'au mois de Novembre pour décroître une fois de plus (figure 5.18). nous avons observé la plus petite irradiation normale diffuse moyenne annuelle à Kayes et la grande à Fana. L'irradiation horizontale diffuse annuelle minimale a été observée dans la ville de Kita du mois de Janvier au mois de Mai, à Fana du Septembre au Décembre et le maximale dans les villes de Fana et Segou entre le mois de Janvier au mois d'Avril, dans la ville de Kayes entre le mois de Mai au mois de Décembre figure 5.17. La figure 5.20 illustre les température max et min des différentes villes. La température max varie entre 24,5 °C observée dans la ville de Fana et Kita au mois de Décembre et 33,7 °C dans la ville Kayes. La température minimale varie entre 1,4°C dans la ville de Segou et 23,5 °C dans la ville de Kayes. Nous observons également la ville de Kayes est la ville la plus chaude des quatre ville et Fana la moins chaude. Les températures de la ville de Segou et de Fana sont presque similaires. Les

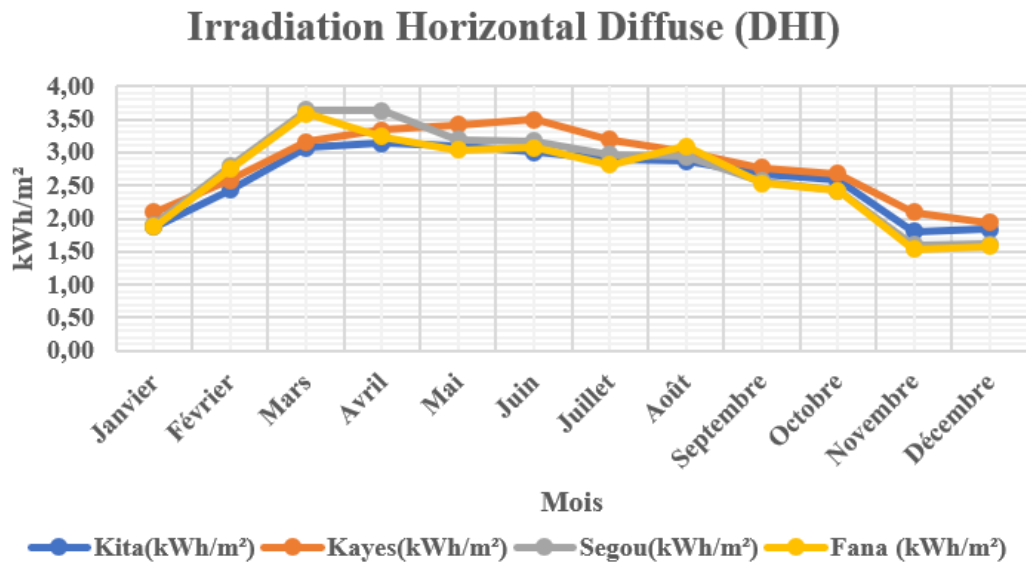


FIGURE 5.17 – Les différentes irradiances diffuses horizontales des quatre villes.

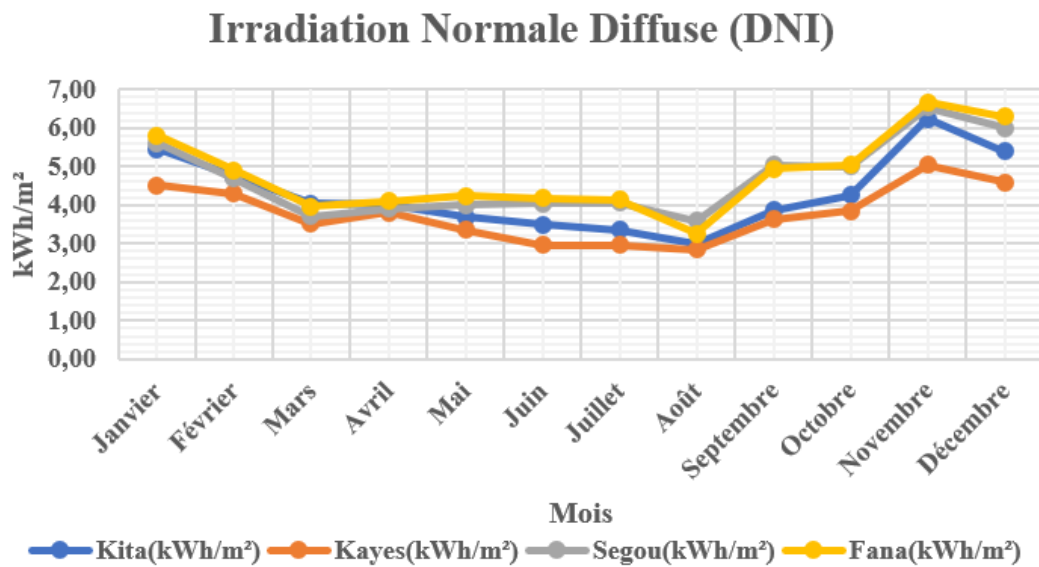


FIGURE 5.18 – Les différentes irradiances normales diffuses des quatre villes.

données de l'irradiation solaire pour un site spécifique peuvent être extraites en utilisant les différentes moyennes, par exemple elles peuvent être obtenues par des stations météorologiques qui sont réparties à travers le pays en question ou en les transportant sur le site web de la NASA à partir des coordonnées latitude et longitude de la région. Les données solaires utilisées pour notre cas d'étude sont obtenues sur @meteonorm figure 5.19. Nous pouvons remarquer que ces données sont favorables dans les villes de Segou et Fana, ensuite Kita et kayes occupent la dernière position.

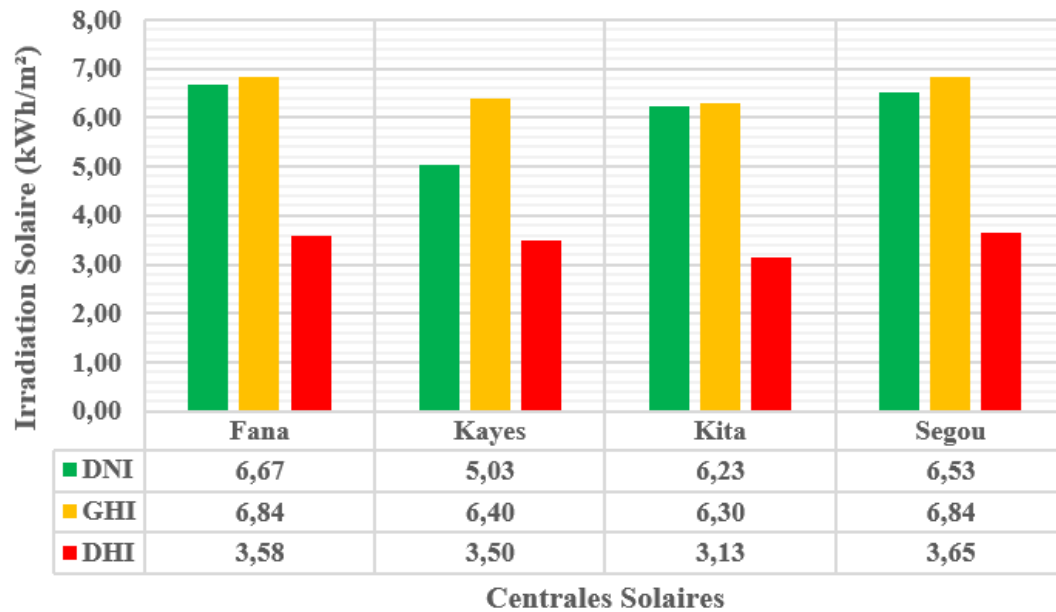


FIGURE 5.19 – L'histogramme comparatif des différentes irradiances solaires des quatre villes.

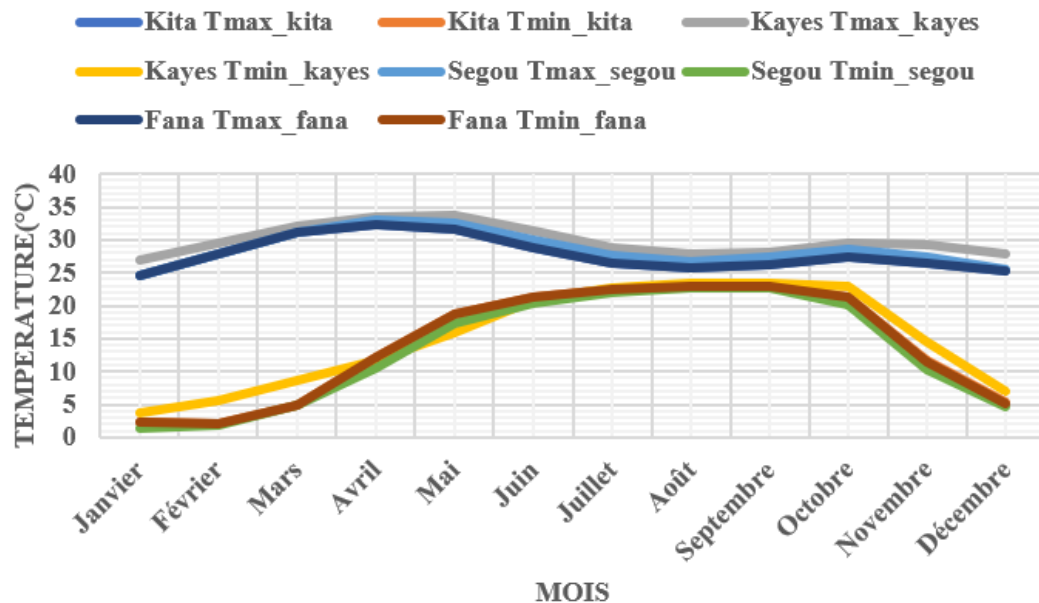


FIGURE 5.20 – Les températures maximale et minimale des quatre villes.

Pour la simulation nous avons utilisé l'outil de simulation PVsyst qui est un logiciel pour les systèmes photovoltaïques. Nous avons dimensionné un système PV d'une capacité de 36 MW et le faire une simulation sous les conditions climatiques des différentes villes de notre cas d'étude. L'objectif de la simulation est de voir dans quelle ville la

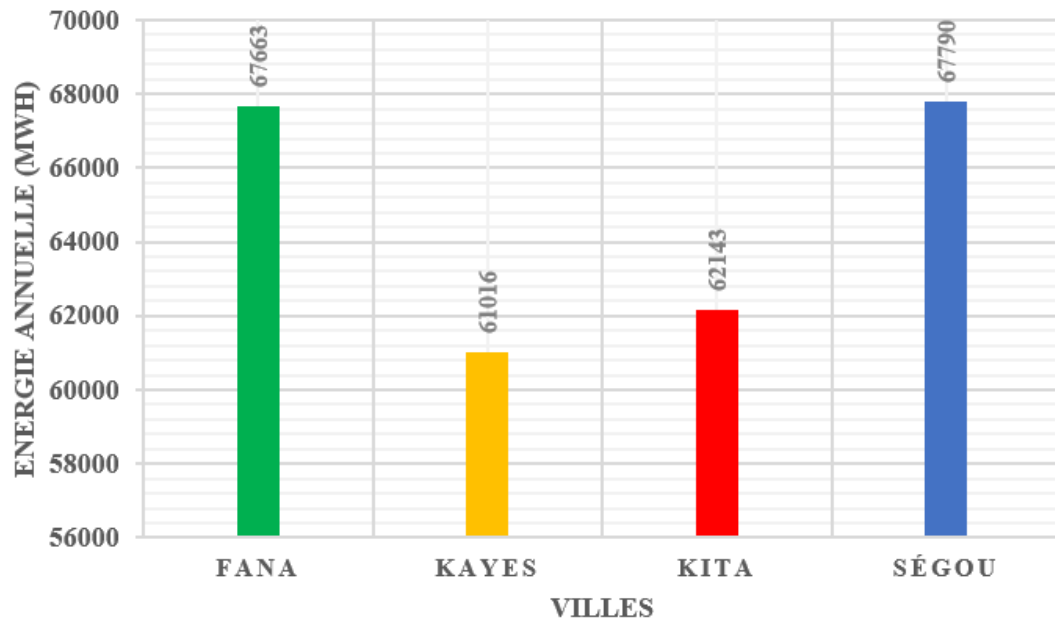


FIGURE 5.21 – Les énergies annuelles du système solaire de 36 MW, si on l'implante dans les différentes villes.

production sera importante l'un par rapport à l'autre. Le tableau 5.11 résume les productions mensuelles et annuelles des différentes villes où  $E_{PV}$  est l'énergie produite par les modules PV et  $E_R$  est l'énergie injectée sur le réseau après conversion. Nous avons observé une production d'énergie annuelle injectée sur le réseau de 62 143 MWh pour la ville de Kita, 61 016 MWh pour Kayes, 67 790 MWh pour Segou et 67 663 MWh pour la ville de Fana figure 5.21.

La figure 5.22 illustre les productions mensuelles maximale et minimale des différentes villes. Pour la ville de Kita la production maximale est de 6 304 MWh et la production minimale est de 4 985 MWh. Une production maximale de 5 611 MWh a été observée dans la ville de Kita et sa production minimale est de 4 635 MWh, une production maximale de 5 714 MWh pour la ville Kita avec une production minimale de 4 572 MWh. Il a été observé dans la ville de Segou, une production maximale de 6 295 MWh et une production minimale de 5 068 MWh. Les productions maximales ont été tous observé au mois de Mars et les productions minimales au mois d'Août figure 5.23. D'après l'analyse des figures 5.22 et 5.23, nous pourrions conclure que l'installation du système de 36 MW sera plus bénéfique dans les villes de Segou et Fana, moins bénéfique dans la

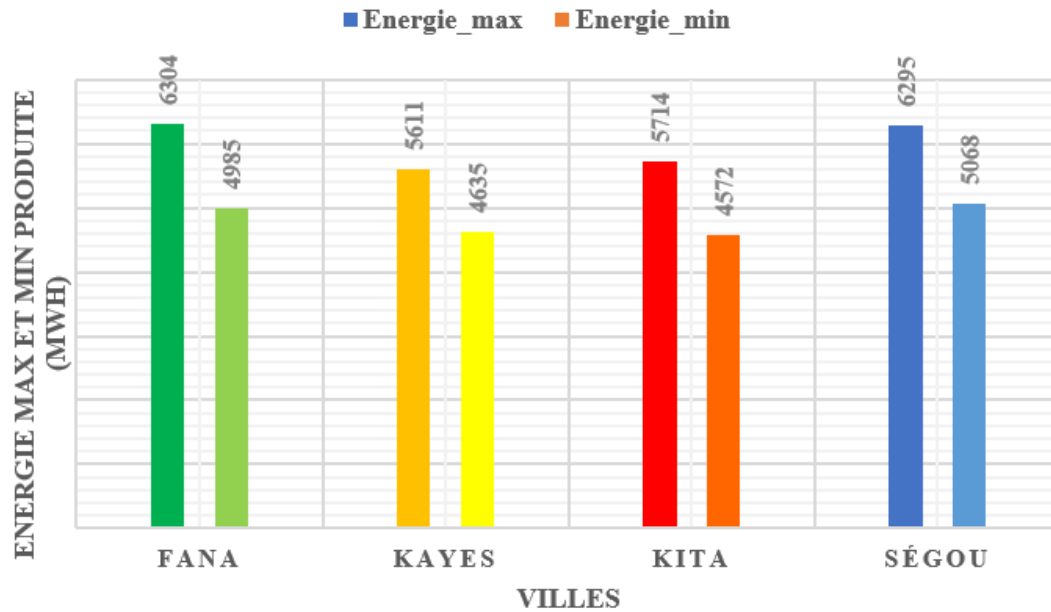


FIGURE 5.22 – Les productions maximale et minimale des différentes villes.

ville de Kita par rapport aux deux villes précédentes. De Mars à Septembre la production de Kayes est inférieure à celle de Kita mais sa production est supérieure celle du Kita d'Octobre à Mars. On peut conclure que la ville de Kayes est la plus défavorable parmi les quatre villes étudiées.

TABLE 5.11 – Les coordonnées géographiques des différentes villes.

| Mois      | Kita       |           | Kayes      |           | Segou      |           | Fana       |           |
|-----------|------------|-----------|------------|-----------|------------|-----------|------------|-----------|
|           | E_PV (MWh) | E_R (MWh) | E_PV (MWh) | E_R (MWh) | E_PV (MWh) | E_R (MWh) | E_PV (MWh) | E_R (MWh) |
| Janvier   | 5817       | 5589      | 5349       | 5143      | 6105       | 5869      | 6179       | 5939      |
| Février   | 5469       | 5257      | 5215       | 5012      | 6161       | 5923      | 6157       | 5919      |
| Mars      | 5948       | 5714      | 5846       | 5611      | 6543       | 6295      | 6554       | 6304      |
| Avril     | 5502       | 5284      | 5645       | 5421      | 5947       | 5716      | 5905       | 5676      |
| Mai       | 5264       | 5045      | 5405       | 5183      | 5629       | 5402      | 5601       | 5374      |
| Juin      | 4880       | 4672      | 5042       | 4831      | 5385       | 5162      | 5365       | 5146      |
| Juillet   | 4792       | 4579      | 4910       | 4695      | 5446       | 5219      | 5388       | 5166      |
| Août      | 4782       | 4572      | 4848       | 4635      | 5287       | 5068      | 5202       | 4985      |
| Septembre | 5157       | 4949      | 5165       | 4956      | 5832       | 5601      | 5742       | 5514      |
| Octobre   | 5586       | 5363      | 5548       | 5331      | 6074       | 5834      | 6066       | 5827      |
| Novembre  | 5890       | 5662      | 5399       | 5186      | 6141       | 5908      | 6173       | 5937      |
| Décembre  | 5682       | 5457      | 5219       | 5012      | 6027       | 5793      | 6112       | 5876      |
| Annuelle  | 64769      | 62143     | 63591      | 61016     | 70577      | 67790     | 70444      | 67663     |



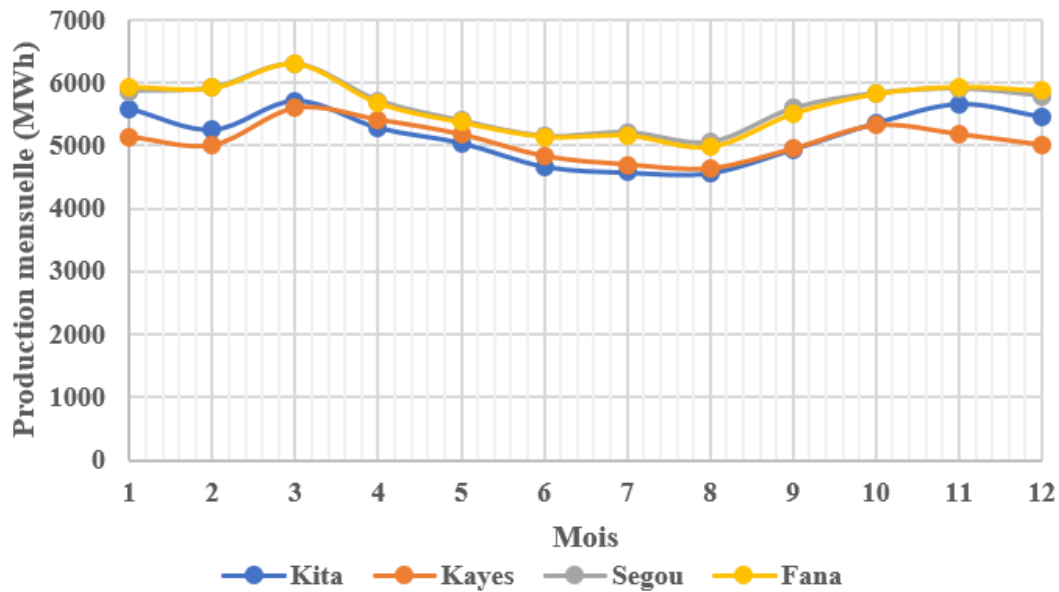


FIGURE 5.23 – La courbe des différentes productions mensuelles durant les douze (12) mois.

## 5.6 Conclusion

Le service de fourniture en électricité du Mali importe 54% d'énergie et produit par leurs sources propres 46%. Parmi les sources propres de production, les sources thermiques occupent un part très important soit 34% de la production générale qui a comme conséquence majeure l'émission considérable du CO<sub>2</sub> soit 458 503 525 kg/an (tableau 5.5). Seulement 12% des productions propres de l'EDM sont produites par des centrales hydroélectriques qui sont, des sources moins couteuses économiquement et écologiquement. Par contre, 88% des productions coûtent chères pour le service de fourniture avec environ 90,81 milliards de FCFA pour les productions thermiques et 54,95 milliards des énergies achetées soit un coût total de production de 145,76 milliards de FCFA tableau 5.4. C'est dans l'objectif de réduire ces coûts économiques et écologiques que nous avons abordé ce chapitre, qui est de coupler trois systèmes solaires avec le réseau de distribution d'énergie du Mali.

Dans la première partie de ce chapitre, nous avons présenté une étude sur les réseaux bayésiens statiques et dynamiques qui ont été utilisés après pour modéliser notre modèle. En seconde partie, nous avons appliqué notre approche. Pour cela nous avons présenté le réseau d'interconnexion de l'énergie du Mali, ensuite analysé la base d'une

année des données que nous avons obtenues auprès des agents de service de l'EDM-SA dont les résultats ont été résumés dans les tableaux 5.1 et 5.3.

Une troisième partie, comporte les différentes simulations et leurs résultats. Nous avons envisagé trois (3) scenarios possibles, le premier scenario était de maintenir les productions thermiques comme nous les avons trouvées et jouées sur les énergies achetées par les productions solaires. Ce scenario pourra nous apporter une réduction économique de 145,76 milliards de FCFA à 136,55 milliards de FCFA par an tableau 5.7 soit un gain de 9,21 milliards de FCFA et une réduction des émissions de CO<sub>2</sub> de 458 503 525 kg/an à 455 358 714 kg/an.

Le second scenario était d'agir sur les productions thermiques tout en maintenant les énergies achetées comme elles étaient. Ce scenario peut réduire les coûts d'investitions de 145,76 milliards de FCFA à 122,46 milliards de FCFA par an tableau 5.8 soit une réduction considérable de 23,3 milliards comparativement au premier scenario et réduire les émissions du CO<sub>2</sub> de 458 503 525 kg/an à 342 336 546 kg/an, soit une différence importante de 116 166 979 kg/an contre seulement 3 144 811 kg/an pour le premier scenario.

Un troisième scenario était d'agir simultanément sur les productions thermiques et les énergies achetées afin de réduire le coût d'investigation. Dans ce scenario, nous avons augmenté la prévision des énergies à acheter et observer les effets économiques et écologiques. Les résultats de la simulation nous ont montré qu'il est possible de réduire le coût total d'investigation diminue ainsi que les émissions de CO<sub>2</sub> figures 5.14 et 5.15 en augmentant la prévision d'achat. Ce coût total peut être réduit de 145,76 milliards de FCFA initialement jusqu'à 90,2 milliards et 80,035 milliards de FCFA pour une prévision de 250MW et 300MW par jour respectivement et les émissions de CO<sub>2</sub> peuvent être réduites jusqu'à 87 840 000 kg/an et 15 660 000 kg/an pour ces prévisions. Dans la dernière partie, nous avons fait une étude d'aide à la décision pour permettre au service de fourniture de voir dans quelle ville il serait bénéfique d'implanter un système PV. Dans cette optique, nous avons fait une étude d'un système de 36 MW sous les différentes conditions climatiques de quatre villes (Fana, Kayes, Kita et Segou). Après simulations et analyses des résultats, les villes de Ségou et Fana sont les mieux indiquées que celle de Kayes.

# Conclusions et Perspectives

Dans cette thèse, nous avons tenté de proposer une démarche d'amélioration de politique d'utilisation des systèmes photovoltaïques dans le réseau de distribution d'électricité et en particulier le cas du Mali. Ces systèmes peuvent évoluer dans des contextes variés et même contraignants selon les conditions climatiques variables. Alors, compte tenu de ces contraintes de production imposées aux systèmes, nous avons fait une simulation sur le réseau d'interconnexion du Mali afin de l'étudier et l'analyser correctement. Pour ce faire, des scénarii de simulation ont été proposés dans le but d'offrir aux services de dispatching un véritable d'outil d'aide à la décision pour les points d'implantation des systèmes PV. En effet, notre étude de recherche vise à promouvoir l'intégration des systèmes PV dans les systèmes de productions d'énergie du Mali afin de réduire les impacts économiques et écologiques et s'articule autour de la modélisation et l'optimisation des énergies produites par les systèmes PV.

En effet, notre étude de recherche vise à promouvoir l'intégration des systèmes PV dans les systèmes de productions d'énergie du Mali afin de réduire les impacts économiques et écologiques et s'articule autour de la modélisation et l'optimisation des énergies produites par les systèmes PV.

Dans le premier chapitre, nous avons présenté une étude sur (a) les modules photovoltaïques notamment les cellules et ces caractéristiques, (b) la fiabilité des composants électroniques constituant les systèmes de conversions qui relient les modules PV aux réseaux électriques. (c), nous avons fait un aperçu sur les différents effets qu'un système PV peut apporter sur le réseau lors du couplage, les objectifs et structures de contrôle général, et les objectifs du gouvernement du Mali pour les énergies renouvelables surtout le solaire. Enfin (d) une revue de la littérature sur les systèmes photovoltaïques a été dressée.

Dans le deuxième chapitre, nous avons présenté une étude sur les différentes techniques de poursuite du point de puissance maximale réalisé dans la revue et littérature. Une comparaison de ces différentes techniques a été faite afin de ressortir les limites de ces méthodes.

Les trois derniers chapitres concernent notre contribution et application. Nous avons

mené une étude des systèmes hybrides photovoltaïques/réseaux électriques pour répondre aux défis de l'enjeu énergétique et la problématique de la protection environnementale ; bref assurer le développement durable. L'objectif est d'utiliser les systèmes photovoltaïques pour : réduire les productions thermiques, diminuer les émissions de CO<sub>2</sub> et assurer un coût d'investissement relativement acceptable et supportable. Les résultats de simulation de notre modèle proposé nous ont permis, d'une part d'observer et analyser les différentes sources de production utilisées par le service de fourniture en électricité du Mali et d'autre part de proposer des scénarii pour permettre au service de dispatching de faire des prévisions raisonnables afin de réduire le coût total d'investigation et les émissions des gaz à effet de serre notamment le CO<sub>2</sub>. Ces résultats pourront permettre en particulier à l'EDM (l'énergie du Mali) de connaître la ville la plus favorable pour l'implantation d'un système photovoltaïque.

Les enjeux de cette thèse restent méthodologiques à travers la démarche proposée dans un environnement soumis à des contraintes énergétiques. Le travail de recherche ainsi déployé dans cette thèse est un véritable d'outil d'aide à la décision et notre contribution touche à :

- Une modélisation d'un contrôleur de poursuite du point de puissance maximale utilisant un système hybride des réseaux de neurone ;
- Une optimisation d'un système hybride photovoltaïque connecté au réseau électrique : cas d'étude du Mali ;
- Une modélisation d'un réseau électrique hybride sous contrainte de disponibilité des sources d'énergies par un réseau bayésien dynamique.

Ce travail promet beaucoup de perspectives et est applicable par les responsables des productions d'énergie électrique. Il leur permettra l'amélioration de leurs stratégies des productions thermiques, des énergies achetées et l'analyse des données solaires afin de connaître les villes où l'implantation d'un système photovoltaïque pourrait être bénéfique par rapport à une autre ville. Parmi ces perspectives, on peut citer :

- L'utilisation probable des systèmes de stockage pour stocker des énergies pendant la journée et les utiliser pendant la nuit au moment où les modules photovoltaïques ne produisent plus ;
- L'élargissement de notre modèle à d'autres énergies renouvelables comme l'éolienne ou la biomasse par exemple ;

— L'intégration de l'étude de la fiabilité dans notre modèle si possible.

Par ailleurs, une analyse plus poussée reste envisageable et intéressante pour connaître et apprécier l'impact d'une source de production sur les autres sources de production dans le modèle.

# Bibliographie

- [1] ADLY, M. et BESHEER, A. (2012). An optimized fuzzy maximum power point tracker for stand alone photovoltaic systems : Ant colony approach. *In 2012 7th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA)*, pages 113–119. IEEE.
- [2] AFGHOUL, H., KRIM, F., CHIKOUCHE, D. et BEDDAR, A. (2013). Tracking the maximum power from a pv panels using of neuro-fuzzy controller. *In 2013 IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, pages 1–6. IEEE.
- [3] AGRAWAL, J. et AWARE, M. (2012). Golden section search (gss) algorithm for maximum power point tracking in photovoltaic system. *In 2012 IEEE 5th India International Conference on Power Electronics (IICPE)*, pages 1–6. IEEE.
- [4] AHMED, J. et SALAM, Z. (2016). A modified p&o maximum power point tracking method with reduced steady-state oscillation and improved tracking efficiency. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 7(4):1506–1515.
- [5] AL GARNI, H., KASSEM, A., AWASTHI, A., KOMLJENOVIC, D. et AL-HADDAD, K. (2016). A multicriteria decision making approach for evaluating renewable power generation sources in saudi arabia. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 16:137–150.
- [6] ALHARTHI, Y. Z., SIDDIKI, M. K. et CHAUDHRY, G. M. (2017). The new vision and the contribution of solar power in the kingdom of saudi arabia electricity production. *In 2017 Ninth Annual IEEE Green Technologies Conference (GreenTech)*, pages 83–88. IEEE.
- [7] ALMASOUD, A. et GANDAYH, H. M. (2015). Future of solar energy in saudi arabia. *Journal of King Saud University-Engineering Sciences*, 27(2):153–157.

- [8] ANURAG, A., YANG, Y. et BLAABJERG, F. (2015). Reliability analysis of single-phase pv inverters with reactive power injection at night considering mission profiles. *In 2015 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, pages 2132–2139. IEEE.
- [9] BAI, A., POPP, J., BALOGH, P., GABNAI, Z., PÁLYI, B., FARKAS, I., PINTÉR, G. et ZSI-BORÁCS, H. (2016). Technical and economic effects of cooling of monocrystalline photovoltaic modules under hungarian conditions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 60:1086–1099.
- [10] BARTH, C. B. et PILAWA-PODGURSKI, R. C. (2014). Dithering digital ripple correlation control with digitally-assisted windowed sensing for solar photovoltaic mppt. *In 2014 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition-APEC 2014*, pages 1738–1746. IEEE.
- [11] BAZZI, A. M. et KREIN, P. T. (2013). Ripple correlation control : An extremum seeking control perspective for real-time optimization. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 29(2):988–995.
- [12] BLAABJERG, F. et IONEL, D. M. (2017). *Renewable Energy Devices and Systems with Simulations in MATLAB® and ANSYS®*. CRC Press.
- [13] BLAABJERG, F., SANGWONGWANICH, A. et YANG, Y. (2018). Flexible power control of photovoltaic systems. *In Advances in Renewable Energies and Power Technologies*, pages 207–229. Elsevier.
- [14] BLAABJERG, F., TEODORESCU, R., LISERRE, M. et TIMBUS, A. V. (2006). Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems. *IEEE Transactions on industrial electronics*, 53(5):1398–1409.
- [15] BLAABJERG, F., ZHOU, D., SANGWONGWANICH, A. et WANG, H. (2017). Design for reliability in renewable energy systems. *In 2017 International Symposium on Power Electronics (Ee)*, pages 1–6. IEEE.

- [16] BOUDALI, H. et DUGAN, J. B. (2005). A discrete-time bayesian network reliability modeling and analysis framework. *Reliability Engineering & System Safety*, 87(3): 337–349.
- [17] CALISE, F., FIGAJ, R. et VANOLI, L. (2017). Experimental and numerical analyses of a flat plate photovoltaic/thermal solar collector. *Energies*, 10(4):491.
- [18] CARRARO, M., COSTABEBER, A. et ZIGLIOTTO, M. (2013). Convergence analysis and tuning of ripple correlation based mppt : A sliding mode approach. In *2013 15th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE)*, pages 1–10. IEEE.
- [19] CHANDRASEKAR, M., RAJKUMAR, S. et VALAVAN, D. (2015). A review on the thermal regulation techniques for non integrated flat pv modules mounted on building top. *Energy and Buildings*, 86:692–697.
- [20] CHARFI, S. et CHAABENE, M. (2014). A comparative study of mppt techniques for pv systems. In *2014 5th International Renewable Energy Congress (IREC)*, pages 1–6. IEEE.
- [21] CHEN, W., HOTCHKISS, E. et BAZZI, A. (2018). Reconfiguration of npc multilevel inverters to mitigate short circuit faults using back-to-back switches. *CPSS Transactions on Power Electronics and Applications*, 3(1):46–55.
- [22] CHOI, B.-Y., JANG, J.-W., KIM, Y.-H., JI, Y.-H., JUNG, Y.-C. et WON, C.-Y. (2013). Current sensorless mppt using photovoltaic ac module-type flyback inverter. In *2013 IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, pages 1–6. IEEE.
- [23] CRISTALDI, L., FAIFER, M., ROSSI, M. et TOSCANI, S. (2013). An improved model-based maximum power point tracker for photovoltaic panels. *IEEE transactions on instrumentation and measurement*, 63(1):63–71.
- [24] CUCCHIELLA, F., D’ADAMO, I. et GASTALDI, M. (2017). Economic analysis of a photovoltaic system : A resource for residential households. *Energies*, 10(6):814.



- [25] DANIOKO, F., ADDOUCHE, S. A. et ABDERRAHMAN, M. (2014). Formalization of an approach for improvement of maintenance policy on multi-state systems. *Int. J. Eng. Res. Dev.*, 10(8):36–44.
- [26] de NAZARETH FERREIRA, V., CUPERTINO, A. F., PEREIRA, H. A., ROCHA, A. V., SELEME, S. I. et de JESUS CARDOSO FILHO, B. (2018). Design and selection of high reliability converters for mission critical industrial applications : A rolling mill case study. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 54(5):4938–4947.
- [27] DI, X., YUNDONG, M. et QIANHONG, C. (2014). A global maximum power point tracking method based on interval short-circuit current. *In 2014 16th European Conference on Power Electronics and Applications*, pages 1–8. IEEE.
- [28] DJIBOUTI (2014). Suivi experimental des performances d’une centrale solaire photovoltaïque a djibouti.
- [29] DOMINKOVIĆ, D., BAČEKOVIĆ, I., SVEINBJÖRNSSON, D., PEDERSEN, A. et KRAJAČIĆ, G. (2017). On the way towards smart energy supply in cities : The impact of inter-connecting geographically distributed district heating grids on the energy system. *Energy*, 137:941–960.
- [30] DÖTTER, G., ACKERMANN, F., BIHLER, N., GRAB, R., ROGALLA, S. et SINGER, R. (2014). Stable operation of pv plants to achieve fault ride through capability-evaluation in field and laboratory tests. *In 2014 IEEE 5th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*, pages 1–8. IEEE.
- [31] EL KHATEB, A., RAHIM, N. A., SELVARAJ, J. et UDDIN, M. N. (2014). Fuzzy-logic-controller-based sepic converter for maximum power point tracking. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 50(4):2349–2358.
- [32] ELGENDY, M. A., ZAHAWI, B. et ATKINSON, D. J. (2012). Assessment of the incremental conductance maximum power point tracking algorithm. *IEEE Transactions on sustainable energy*, 4(1):108–117.

- [33] ESRAM, T., KIMBALL, J. W., KREIN, P. T., CHAPMAN, P. L. et MIDYA, P. (2006). Dynamic maximum power point tracking of photovoltaic arrays using ripple correlation control. *IEEE Transactions on power electronics*, 21(5):1282–1291.
- [34] EUROPE, S. P. (2015). Global market outlook for solar power 2015–2019. *European Photovoltaic Industry Association, Bruxelles, Tech. Rep.*
- [35] FEMIA, N., PETRONE, G., SPAGNUOLO, G. et VITELLI, M. (2009). A technique for improving p&o mppt performances of double-stage grid-connected photovoltaic systems. *IEEE transactions on industrial electronics*, 56(11):4473–4482.
- [36] GHORBEL, N. (2013). *Gestion des réapprovisionnements périodiques de pièces de rechange sous incertitudes pour le MCO de parcs de matériels : maîtrise du risque de rupture des stocks*. Thèse de doctorat, Paris 8.
- [37] GOPALRATNAM, K., KAUTZ, H. et WELD, D. S. (2005). Extending continuous time bayesian networks. *In Proceedings of the national conference on artificial intelligence*, volume 20, page 981. Menlo Park, CA ; Cambridge, MA ; London ; AAAI Press ; MIT Press ; 1999.
- [38] GREEN, M. A. (2005). Silicon photovoltaic modules : a brief history of the first 50 years. *Progress in Photovoltaics : Research and applications*, 13(5):447–455.
- [39] GREEN, M. A., EMERY, K., HISHIKAWA, Y., WARTA, W., DUNLOP, E. D., LEVI, D. H. et HO-BAILLIE, A. W. (2016). Solar cell efficiency tables (version 47). *Progress in photovoltaics : research and applications*, 24(1):3–11.
- [40] HUA, C., LIN, J. et SHEN, C. (1998). Implementation of a dsp-controlled photovoltaic system with peak power tracking. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 45(1):99–107.
- [41] JEWELL, W. T. et RAMAKUMAR, R. (1988). The history of utility-interactive photovoltaic generation. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 3(3):583–588.
- [42] KAREEM, B. et OWOLABI, H. (2012). Optimizing maintenance planning in the production industry using the markovian approach. *The Journal of Engineering Research [TJER]*, 9(2):46–63.

- [43] KIM, K. A., XU, C., JIN, L. et KREIN, P. T. (2013). A dynamic photovoltaic model incorporating capacitive and reverse-bias characteristics. *IEEE Journal of photovoltaics*, 3(4):1334–1341.
- [44] KJAER, S. B., PEDERSEN, J. K. et BLAABJERG, F. (2005a). A review of single-phase grid-connected inverters for photovoltaic modules. *IEEE transactions on industry applications*, 41(5):1292–1306.
- [45] KJAER, S. B., PEDERSEN, J. K. et BLAABJERG, F. (2005b). A review of single-phase grid-connected inverters for photovoltaic modules. *IEEE transactions on industry applications*, 41(5):1292–1306.
- [46] KOLLIMALLA, S. K. et MISHRA, M. K. (2014). Variable perturbation size adaptive p&o mppt algorithm for sudden changes in irradiance. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 5(3):718–728.
- [47] KORDMAHALEH, A. A., NAGHASHZADEGAN, M., JAVAHERDEH, K. et KHOSHGOFTAR, M. (2017). Design of a 25 mwe solar thermal power plant in iran with using parabolic trough collectors and a two-tank molten salt storage system. *International Journal of Photoenergy*, 2017.
- [48] KOUTROULIS, E., KALAITZAKIS, K. et VOULGARIS, N. C. (2001a). Development of a microcontroller-based, photovoltaic maximum power point tracking control system. *IEEE Transactions on power electronics*, 16(1):46–54.
- [49] KOUTROULIS, E., KALAITZAKIS, K. et VOULGARIS, N. C. (2001b). Development of a microcontroller-based, photovoltaic maximum power point tracking control system. *IEEE Transactions on power electronics*, 16(1):46–54.
- [50] KRAUTER, S. (2004a). Increased electrical yield via water flow over the front of photovoltaic panels. *Solar energy materials and solar cells*, 82(1-2):131–137.
- [51] KRAUTER, S. (2004b). Increased electrical yield via water flow over the front of photovoltaic panels. *Solar energy materials and solar cells*, 82(1-2):131–137.

- [52] KYMAKIS, E., KALYKAKIS, S. et PAPAZOGLU, T. M. (2009). Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of crete. *Energy Conversion and Management*, 50(3):433–438.
- [53] LABOURET, A. et VILLOZ, M. (2006). *Energie solaire photovoltaïque*, volume 4.
- [54] LECCISI, E., RAUGEL, M. et FTHENAKIS, V. (2016). The energy and environmental performance of ground-mounted photovoltaic systems—a timely update. *Energies*, 9(8):622.
- [55] LEE, D. et PAN, R. (2017). Predictive maintenance of complex system with multi-level reliability structure. *International Journal of Production Research*, 55(16):4785–4801.
- [56] LEVRON, Y. et SHMILOVITZ, D. (2013). Maximum power point tracking employing sliding mode control. *IEEE Transactions on Circuits and Systems I : Regular Papers*, 60(3):724–732.
- [57] LI, X., LI, Y., SEEM, J. E. et LEI, P. (2011). Maximum power point tracking for photovoltaic systems using adaptive extremum seeking control. In *ASME 2011 Dynamic Systems and Control Conference and Bath/ASME Symposium on Fluid Power and Motion Control*, pages 803–810. American Society of Mechanical Engineers.
- [58] MA, K., WANG, H. et BLAABJERG, F. (2016). New approaches to reliability assessment : Using physics-of-failure for prediction and design in power electronics systems. *IEEE Power Electronics Magazine*, 3(4):28–41.
- [59] MAKRIDES, G., ZINSSER, B., NORTON, M., GEORGHIOU, G. E., SCHUBERT, M. et WERNER, J. H. (2010). Potential of photovoltaic systems in countries with high solar irradiation. *Renewable and Sustainable energy reviews*, 14(2):754–762.
- [60] MALEK, H. et CHEN, Y. (2014). A single-stage three-phase grid-connected photovoltaic system with fractional order mppt. In *2014 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition-APEC 2014*, pages 1793–1798. IEEE.

- [61] MASSON, G., LATOUR, M., REKINGER, M., THEOLOGITIS, I.-T. et PAPOUTSI, M. (2013). Global market outlook for photovoltaics 2013-2017. *European Photovoltaic Industry Association*, pages 12–32.
- [62] MAY, A., McMILLAN, D. et THÖNS, S. (2015). Integrating structural health and condition monitoring : a cost benefit analysis for offshore wind energy. In *ASME 2015 34th international conference on ocean, offshore and arctic engineering*. American Society of Mechanical Engineers Digital Collection.
- [63] MENESES, D., BLAABJERG, F., GARCIA, O. et COBOS, J. A. (2012). Review and comparison of step-up transformerless topologies for photovoltaic ac-module application. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 28(6):2649–2663.
- [64] Moo, C.-S. et WU, G.-B. (2014). Maximum power point tracking with ripple current orientation for photovoltaic applications. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 2(4):842–848.
- [65] NELSON, J. (2003). *The physics of solar cells*. World Scientific Publishing Company.
- [66] NODELMAN, U., SHELTON, C. R. et KOLLER, D. (2002). Learning continuous time bayesian networks. In *Proceedings of the Nineteenth conference on Uncertainty in Artificial Intelligence*, pages 451–458. Morgan Kaufmann Publishers Inc.
- [67] NOMAN, A. M., ADDOWEESH, K. E. et ALOLAH, A. I. (2017). Simulation and practical implementation of anfis-based mppt method for pv applications using isolated cuk converter. *International Journal of Photoenergy*, 2017.
- [68] OUKHELLOU, L. et AKNIN, P. (1999). Hybrid training of radial basis function networks in a partitioning context of classification. *Neurocomputing*, 28(1-3):165–175.
- [69] OZGÜR-UNLÜAKIN, D. et BILGIÇ, T. (2006). Predictive maintenance using dynamic probabilistic networks. In *proceedings of the 3rd European Workshop on Probabilistic Graphical Models PGM'06*, pages 141–148.

- [70] PAI, F.-S., CHAO, R.-M., KO, S. H. et LEE, T.-S. (2010). Performance evaluation of parabolic prediction to maximum power point tracking for pv array. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2(1):60–68.
- [71] PANER (2015). Disponible sur : Paner.
- [72] PEREA-MORENO, A.-J., HERNANDEZ-ESCOBEDO, Q., GARRIDO, J. et VERDUGO-DIAZ, J. (2018). Stand-alone photovoltaic system assessment in warmer urban areas in mexico. *Energies*, 11(2):284.
- [73] RAHMAN, N. A., OMAR, A. et SAAT, E. M. (2013). A modification of variable step size inc mppt in pv system. In *2013 IEEE 7th International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO)*, pages 340–345. IEEE.
- [74] RAMASAMY, A. et VANITHA, N. S. (2014). Maximum power tracking for pv generating system using novel optimized fractional order open circuit voltage-foinc method. In *2014 International Conference on Computer Communication and Informatics*, pages 1–6. IEEE.
- [75] RAMLI, M. A., HIENDRO, A. et AL-TURKI, Y. A. (2016). Techno-economic energy analysis of wind/solar hybrid system : Case study for western coastal area of saudi arabia. *Renewable energy*, 91:374–385.
- [76] RICCO, M., MANGANIELLO, P., PETRONE, G., MONMASSON, E. et SPAGNUOLO, G. (2014). Fpga-based implementation of an adaptive p&o mppt controller for pv applications. In *2014 IEEE 23rd International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, pages 1876–1881. IEEE.
- [77] SAMÉ, A., BOUILLAUT, L., AKNIN, P. et SALEM, A. B. (2007). Réseaux bayésiens dynamiques à variable exogène continue pour la classification des points singuliers d’une voie ferrée.
- [78] SERA, D., MATHE, L., KERESKES, T., SPATARU, S. V. et TEODORESCU, R. (2013). On the perturb-and-observe and incremental conductance mppt methods for pv systems. *IEEE journal of photovoltaics*, 3(3):1070–1078.

- [79] SHAO, R., WEI, R. et CHANG, L. (2014). A multi-stage mppt algorithm for pv systems based on golden section search method. *In 2014 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition-APEC 2014*, pages 676–683. IEEE.
- [80] SHARMA, V., KUMAR, A., SASTRY, O. et CHANDEL, S. (2013a). Performance assessment of different solar photovoltaic technologies under similar outdoor conditions. *Energy*, 58:511–518.
- [81] SHARMA, V., KUMAR, A., SASTRY, O. et CHANDEL, S. (2013b). Performance assessment of different solar photovoltaic technologies under similar outdoor conditions. *Energy*, 58:511–518.
- [82] SHERAZ, M. et ABIDO, M. A. (2014). An efficient approach for parameter estimation of pv model using de and fuzzy based mppt controller. *In 2014 IEEE Conference on Evolving and Adaptive Intelligent Systems (EAIS)*, pages 1–5. IEEE.
- [83] SICA, F. C., GUIMARÃES, F. G., de OLIVEIRA DUARTE, R. et REIS, A. J. (2015). A cognitive system for fault prognosis in power transformers. *Electric Power Systems Research*, 127:109–117.
- [84] SKOPLAKI, E. et PALYVOS, J. A. (2009a). Operating temperature of photovoltaic modules : A survey of pertinent correlations. *Renewable energy*, 34(1):23–29.
- [85] SKOPLAKI, E. et PALYVOS, J. A. (2009b). Operating temperature of photovoltaic modules : A survey of pertinent correlations. *Renewable energy*, 34(1):23–29.
- [86] SPATARU, S., SERA, D., BLAABJERG, F., MATHE, L. et KEREKES, T. (2013). Firefighter safety for pv systems : Overview of future requirements and protection systems. *In 2013 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, pages 4468–4475. IEEE.
- [87] TAHRI, A., SILVESTRE, S., TAHRI, F., BENLEBNA, S. et CHOUDER, A. (2017). Analysis of thin film photovoltaic modules under outdoor long term exposure in semi-arid climate conditions. *Solar Energy*, 157:587–595.
- [88] TAUSEEF, M. et NOWICKI, E. (2012). A simple and cost effective maximum power point tracker for pv arrays employing a novel constant voltage technique. *In*

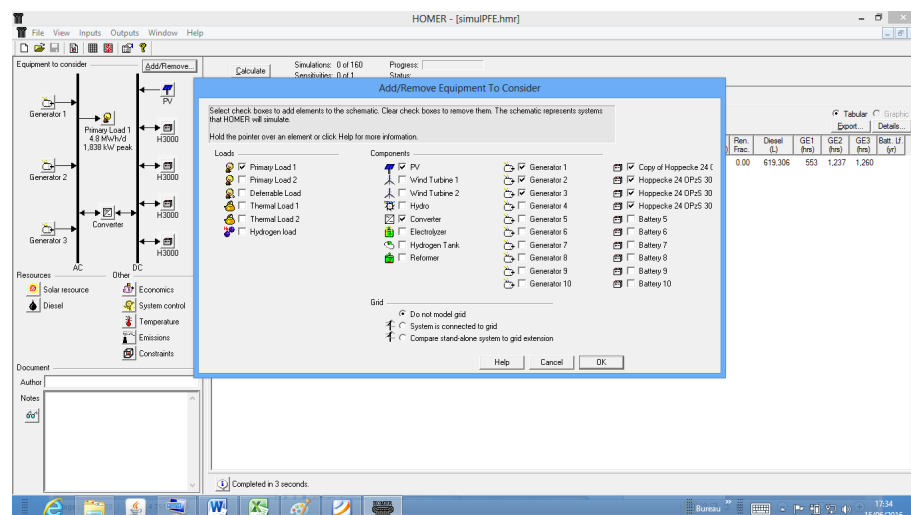
- 2012 25th IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE), pages 1–4. IEEE.
- [89] TEODORESCU, R., LISERRE, M. et RODRIGUEZ, P. (2011a). *Grid converters for photovoltaic and wind power systems*, volume 29. John Wiley & Sons.
- [90] TEODORESCU, R., LISERRE, M. et RODRIGUEZ, P. (2011b). *Grid converters for photovoltaic and wind power systems*, volume 29. John Wiley & Sons.
- [91] TOURÉ, A. F., ADDOUCHE, S. A., DANIOKO, F., DIOURTÉ, B. et MHAMED, A. E. (2019). Hybrid systems optimization : Application to hybrid systems photovoltaic connected to grid. a mali case study. *Sustainability*, 11(8):2356.
- [92] VEERACHARY, M. et SHINYO, K. (2005). V2-based power tracking for nonlinear pv sources. *IEE Proceedings-Electric Power Applications*, 152(5):1263–1270.
- [93] VOYANT, C. (2011). *Prédiction de séries temporelles de rayonnement solaire global et de production d'énergie photovoltaïque à partir de réseaux de neurones artificiels*. Thèse de doctorat, Université Pascal Paoli.
- [94] WEBER, P., MUNTEANU, P. et JOUFFE, L. (2004). Dynamic bayesian networks modelling the dependability of systems with degradations and exogenous constraints. *IFAC Proceedings Volumes*, 37(4):207–212.
- [95] XU, W., MU, C. et JIN, J. (2014). Novel linear iteration maximum power point tracking algorithm for photovoltaic power generation. *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, 24(5):1–6.
- [96] YANG, Y., BLAABJERG, F. et WANG, H. (2013). Low-voltage ride-through of single-phase transformerless photovoltaic inverters. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 50(3):1942–1952.
- [97] YANG, Y., ENJETI, P., BLAABJERG, F. et WANG, H. (2015). Wide-scale adoption of photovoltaic energy : Grid code modifications are explored in the distribution grid. *IEEE Industry Applications Magazine*, 21(5):21–31.

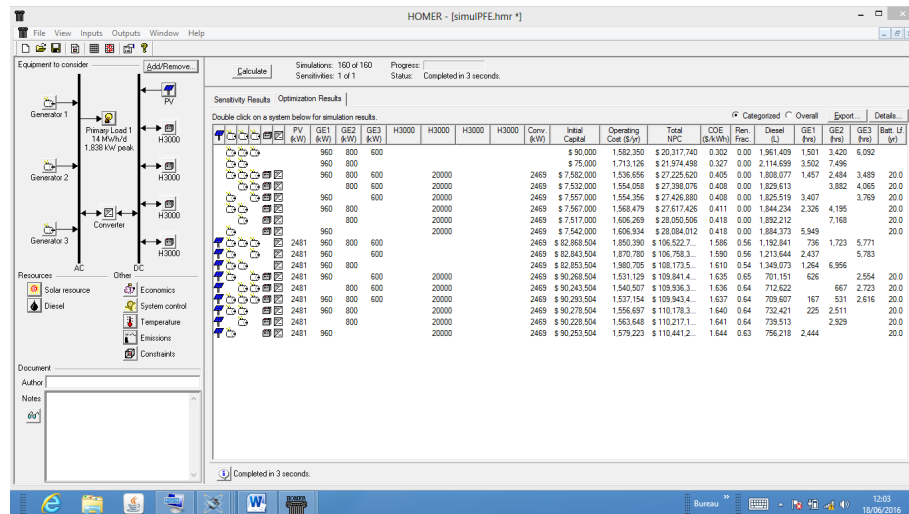


- [98] ZSIBORÁCS, H., HEGEDŰSNÉ BARANYAI, N., CSÁNYI, S., VINCZE, A. et PINTÉR, G. (2019). Economic analysis of grid-connected pv system regulations : A hungarian case study. *Electronics*, 8(2):149.
- [99] ZSIBORÁCS, H., PÁLYI, B., PINTÉR, G., POPP, J., BALOGH, P., GABNAI, Z., PETŐ, K., FARKAS, I., BARANYAI, N. H. et BAI, A. (2016). Technical-economic study of cooled crystalline solar modules. *Solar Energy*, 140:227–235.
- [100] ZSIBORÁCS, H., PINTÉR, G., BAI, A., POPP, J., GABNAI, Z., PÁLYI, B., FARKAS, I., BARANYAI, N., GÜTZER, C., TRIMMEL, H. *et al.* (2018). Comparison of thermal models for ground-mounted south-facing photovoltaic technologies : A practical case study. *Energies*, 11(5):1114.

# Annexe 1 : L'outil de modélisation et de simulation « HOMER »

Accueil et sélection des différents paramètres du système (les sources, les charges et les convertisseurs d'énergies). Lorsqu'on a fini d'enregistrer les données des différents paramètres, on obtient les résultats ci-après en cliquant sur CALCULATE. Ces résultats sont donnés sous forme de scénario et chaque scénario est le résultat d'une optimisation en termes d'énergie.





# Annexe 2 : Réseaux Bayésiens

## 1. Formule de Bayes

### (a) Probabilité conditionnelle :

Soit A et B deux événements de probabilité, la probabilité conditionnelle de A étant donné B notée  $P(A/B)$  est définie par :

$$P(A/B) = \frac{A \cap B}{P(B)}$$

Les trois formules faisant intervenir les probabilités conditionnelles que l'on appelle formule de Bayes sont :

- La règle de rétrodiction

$$P(A/B) = \frac{P(B/A) * P(A)}{P(B)}$$

- La règle de la cause totale

Soit  $(B_n, n \geq 1)$  une partition de  $\Omega$ , alors pour événement A,

$$P(A) = \sum_{n=1}^{\infty} P(A/B_n) * P(B_n)$$

- La formule de Bayes séquentielle

Soit  $(A_n, n \geq 1)$  une suite d'événements on a :

$$P(A_1, A_2, \dots, A_n) = P(A_1) * P(A_2/A_1) * \dots * P(A_n/A_{n-1}, \dots, A_2, A_1)$$

On note  $P(A_1, A_2, \dots, A_n) = P(A_1 \cap A_2 \cap \dots \cap A_n)$  La formule de Bayes peut-être conditionnée par un fait X :

$$P(A/B, X) = \frac{P(B/A, X) * P(A, X)}{P(B/X)}$$

Si  $P(\bar{A})$  et  $P(\bar{B})$  sont les probabilités que les événements A et B ne se réalisent pas et en utilisant la règle de la cause totale on a :

$$P(B) = P(B/A) * P(A) + P(B/\bar{A}) * P(\bar{A})$$

Si on utilise cette formule P(B) dans la formule de règle de rétrodiction on obtient :

$$P(A/B) = \frac{P(B/A) * P(A)}{P(B/A) * P(A) + P(B/\bar{A}) * P(\bar{A})}$$

$$= \frac{P(A, B)}{P(A, B) + P(\bar{A}, B)}$$

Il est aussi utile de connaître que :

$$P(A/B) + P(\bar{A}/B) = 1$$

$$P(B) = P(A, B) + P(\bar{A}, B)$$

**(b) Indépendance :**

A et B sont indépendants si et seulement si :

$$P(A \cap B) = P(A) * P(B)$$

$$P(A/B) = P(A)$$

$$P(B/A) = P(B)$$

En général :  $P(A_1, A_2, \dots, A_n) = P(A_1) * P(A_2) * \dots * P(A_n)$

**(c) Indépendance conditionnelle :**

A et B sont indépendants conditionnellement à C si et seulement si :

$$P(A/B, C) = P(A/C)$$

**2. Table de probabilité jointe :**

Soient 3 variables A, B, C pouvant valoir vrai ou faux. On peut écrire une table listant toutes les combinaisons de ces 3 variables. Il y a  $2^3$  combinaisons. Pour chacune de ces combinaisons, on peut donner la probabilité jointe de la combinaison. La table constitue donc la distribution de probabilité jointe des variables A, B, C. La somme des probabilités dans la table vaut 1.

Si on cherche la probabilité que A soit vrai, il suffit de sommer les probabilités des combinaisons de la table pour lesquelles A est vrai.

Si on cherche la probabilité que A soit vrai et B vrai, il suffit de sommer les probabilités des combinaisons de la table pour lesquelles A est vrai et B vrai.

Si on cherche la probabilité que A soit vrai sachant que B est vrai, d'après (1), il suffit de sommer toutes les probabilités des combinaisons de la table pour lesquelles A est vrai et B est vrai et de diviser par la somme des probabilités des combinaisons de la table pour lesquelles B est vrai.

**La bonne nouvelle :** Si on a la distribution de probabilité jointe dans une table, on peut en déduire n'importe quelle probabilité conditionnelle.

**La mauvaise nouvelle :** Dès que le nombre de variables augmente, la table

devient impossible à construire car sa taille est exponentielle en fonction du nombre de variables.

### 3. Réseaux Bayésien :

Les réseaux Bayésiens sont un moyen de combiner de l'information connue (ou observé) avec de l'information inconnue (ou caché). Ils permettent, grâce à l'information fourni par des experts d'établir de causes possibles pour des événements et ainsi d'éviter de devoir calculer toutes les relations possibles. Les réseaux bayésiens sont des modèles dites graphiques, où nous (avec l'aide d'un expert) donnons les dépendances entre des événements.

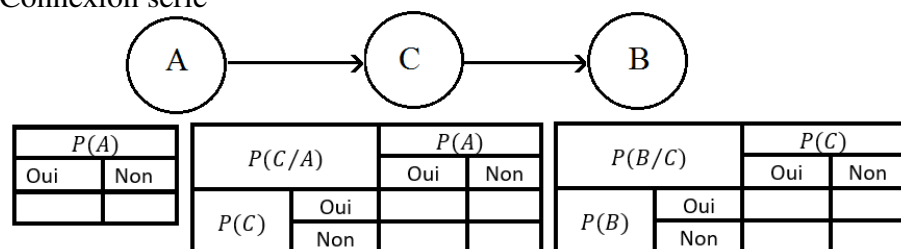
La structure utilisée pour les dépendances est un graphe dirigé et acyclique :

- Graphe : connexions entre les causes et les effets possibles,
- Acyclique : un nœud ne peut pas (même indirectement) influencer sa probabilité,
- Chaque nœud contient un tableau de probabilités conditionnelles.

#### (a) Notation graphique :

A chaque variable, on associe un nœud. Et à chaque relation de dépendance entre deux variables, on associe une flèche reliant les deux nœuds associés. Soit  $A$ ,  $B$  et  $C$  trois variables, il peut y avoir trois (3) types de connexion (simple) entre  $A$ ,  $B$  et  $C$ .

\* Connexion série

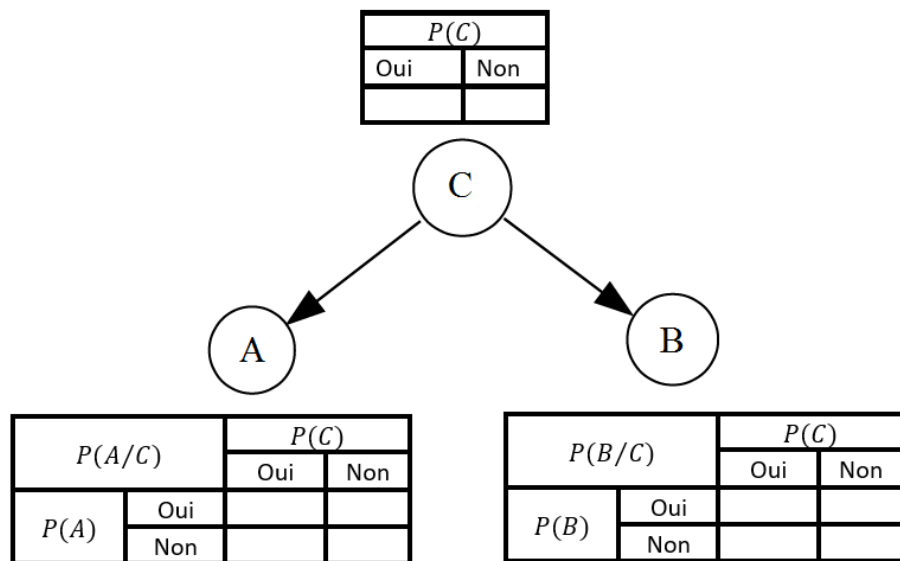


- $A$  et  $B$  sont dépendants
- $A$  et  $B$  sont indépendants conditionnellement à  $C$ ,

Si  $C$ , est connue  $A$ , n'apporte aucune information sur  $B$

$$P(B/(A, C)) = P(B/C) = P(B/\text{parents}(B))$$

\* Connexion divergente

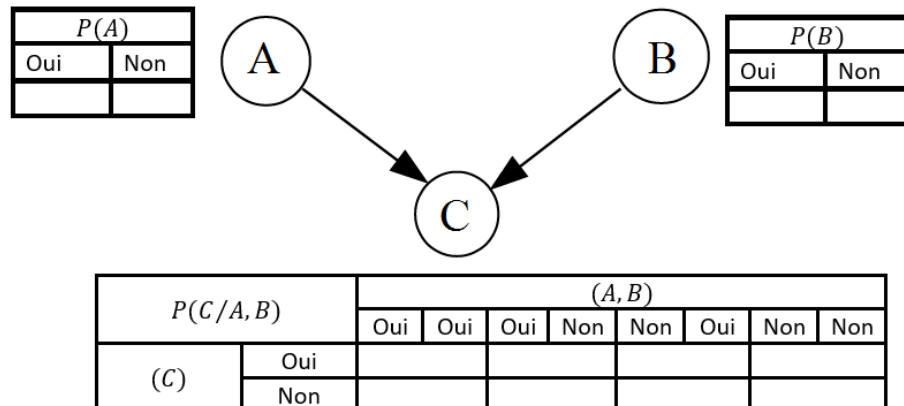


—  $A$  et  $B$  sont dépendants

—  $A$  et  $B$  sont indépendants conditionnellement à  $C$ ,

$$P(B/(A, C)) = P(B/C) = P(B/\text{parents}(B))$$

\* Connexion convergente



—  $A$  et  $B$  sont indépendants

—  $A$  et  $B$  sont dépendants conditionnellement à  $C$ ,

Si  $C$ , est connue  $A$ , apporte une information sur  $B$ . On peut aussi dire

$C$ , est le fils de  $A$  et  $B$  ou  $A$  et  $B$  sont les parents de  $C$ .

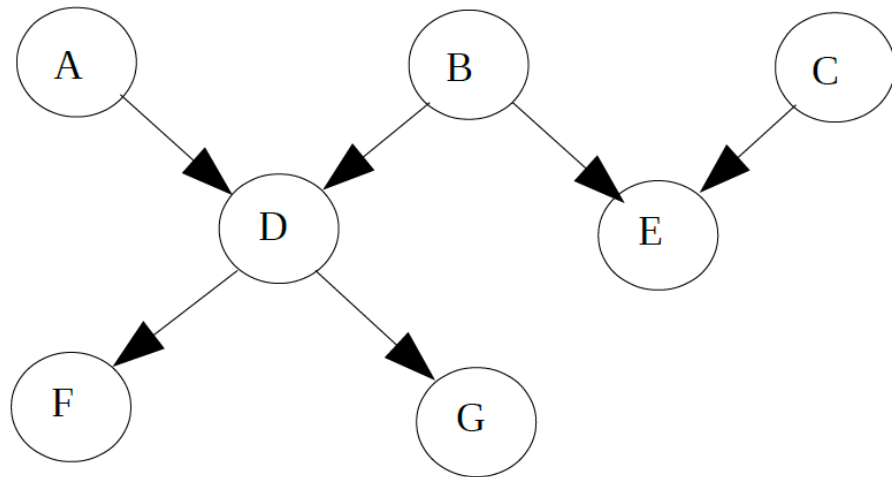
**(b) Indépendance de variables et influence de variable sur une autre :**

Dans un réseau bayésien, il faut distinguer l'indépendance de variables et l'absence d'influence d'une variable sur une autre au sein d'un réseau bayésien. Donc il faut bien noter que lorsque deux variables sont reliées par une flèche elles sont dépendantes l'une de l'autre. Ensuite, dans le cas d'un réseau avec trois variables, par exemple, celui de la série,  $A$  influence  $C$  qui

influence  $B$ . Il ne faut pas penser que  $A$  et  $B$  sont indépendants. Tout ce que l'on peut dire est que si on connaît  $C$ , alors  $B$  ne dépend que de  $C$  et donc est indépendant de  $A$ .

(c) **La d-séparation :**

La «d-séparation» est un critère pour dire si deux variables d'un réseau bayésien sont indépendantes l'une de l'autre. Un nœud est conditionnellement indépendant de ses non descendants étant donnés ses parents.



Dans le réseau ci-dessus, avec le critère de la d-séparation, on peut dire que :  
 $A$ ,  $B$  et  $C$  sont indépendants.

Etant donnés  $A$  et  $B$ ,  $D$  est indépendant de  $C$  et  $E$ .

Etant donnés  $B$  et  $C$ ,  $E$  est indépendant de  $A$ ,  $D$ ,  $F$  et  $G$ .

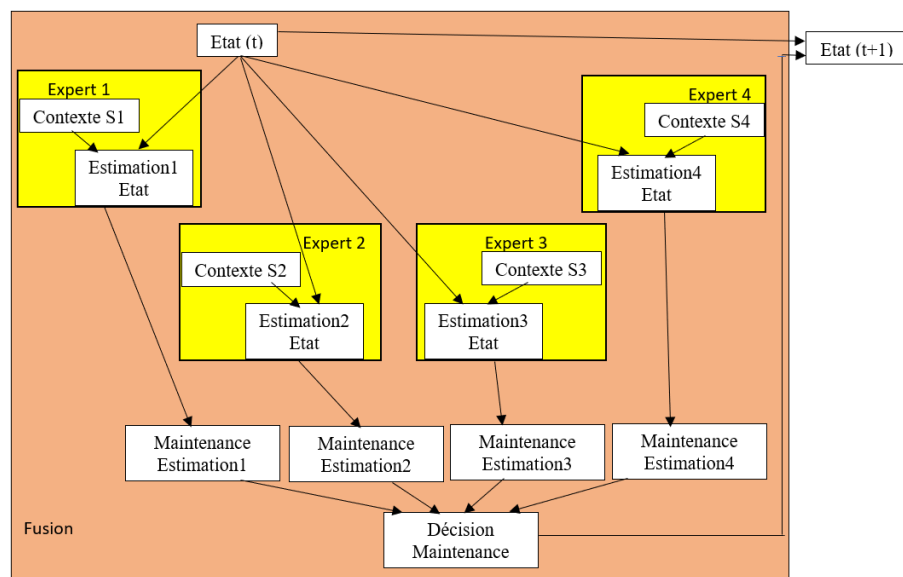
Etant donnés  $D$ ,  $F$  est indépendant de  $A$ ,  $B$ ,  $C$ ,  $E$  et  $G$ .

Etant donnés  $D$ ,  $G$  est indépendant de  $A$ ,  $B$ ,  $C$ ,  $E$  et  $F$ .

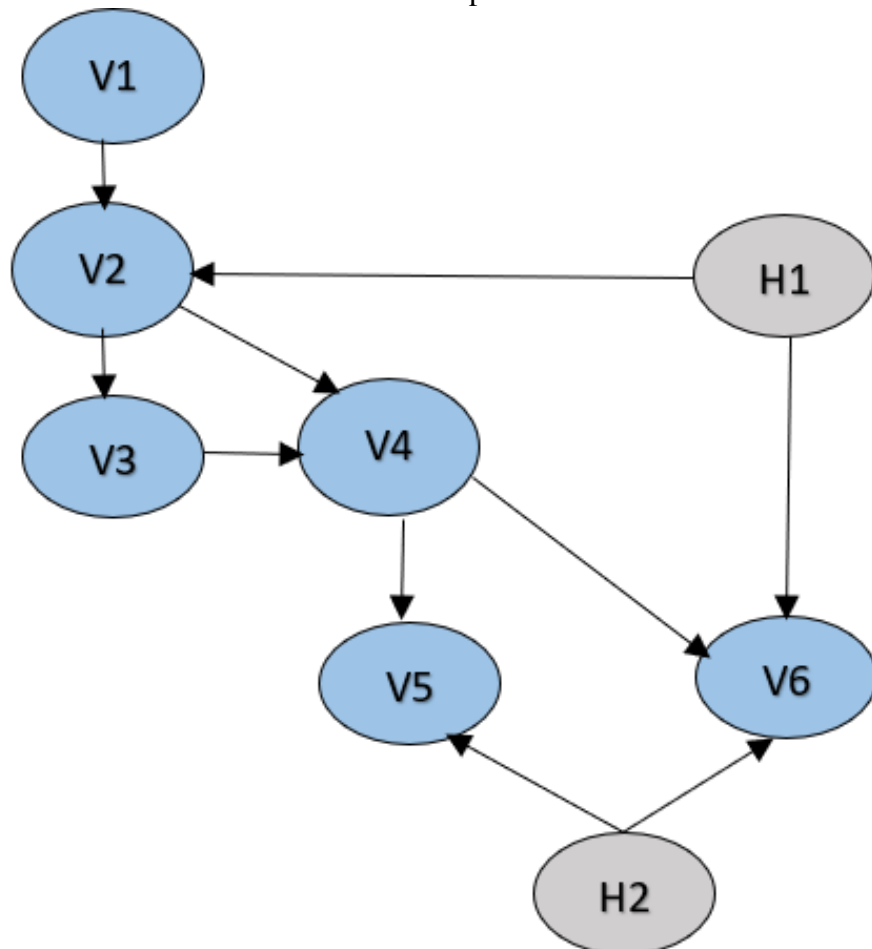
#### 4. *Intérêts des réseaux bayésiens*

- Outil de représentation graphique des connaissances ;
- Représentation de l'incertain ;
- Raisonnement à partir de données incomplètes : inférence





— Outil de découverte de connaissances à partir de données



### 5. Des domaines d'application variés

- Diagnostic, fiabilité, maintenance, sécurité informatique ;
- Psychologie, sciences de la cognition, maîtrise des risques.

Les réseaux Bayésiens permettent la combinaison entre l'information fourni par les experts (structure de graphe) et les probabilités déduites des données qui sont difficiles à estimer correctement.

## 6. Les limites des RB

Calcul des probabilités conditionnelles impraticable en général pour les réseaux assez grands :

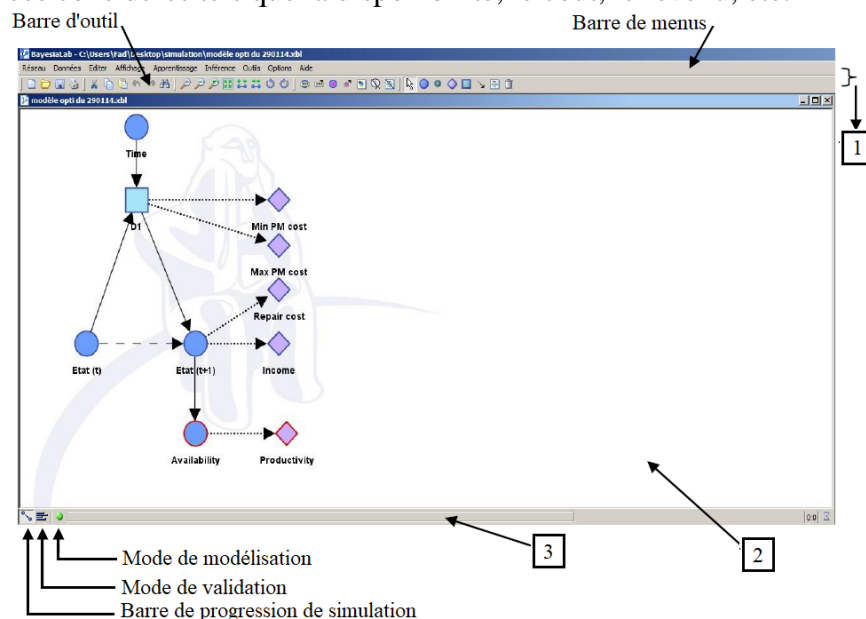
- Complexité dans le pire cas exponentielle dans le nombre de variables ;
- Et problème des boucles dans le réseau.

Il faut utiliser des méthodes de simplification des calculs (en simplifiant les graphes) :

- Méthode de D-séparation ;
- Méthode de regroupement (« arbres de jonction ») ;
- Méthode d'approximation dans les calculs (Monte carlo).

## 7. L'outil de modélisation et de simulation « Bayesialab »

Le logiciel Bayesialab est un environnement qui permet de construire notre modèle et de faire les simulations. La simulation nous permet d'une part d'analyser le modèle d'un système à étudier de façon dynamique et d'autres de voir quelles sont les bonnes actions à décider par périodes au regard des indicateurs de performances considérés tels que la disponibilité, le coût, le revenu, etc.



Bayesialab offre un excellent rendu graphique interactif dans la modélisation et simulation des systèmes complexes. Il possède de nombreux algorithmes d'apprentissage et de supervision et utilise le formalisme de la théorie de Bayes. Dans cet environnement une variable d'état est modélisée par un nœud et les liens de causalités sont matérialisés par des arcs. Pour la modélisation d'un système, on doit se trouver dans le mode « modélisation » et par contre la simulation se passe dans le mode de « validation ». Tous ces modes sont visibles dans la barre de tâche de l'outil.

L'environnement de travail de Bayesialab se divise en trois parties (zones) :

- (a) La zone des menus et commandes formée deux barres (menus et commandes) ;
- (b) La zone de graphes où l'on fait la modélisation et la simulation selon le mode de modélisation et de validation ;
- (c) La zone de barre de tâche qui affiche les trois boutons (mode de modélisation, mode de validation et le bouton de progression de simulation).

## **Annexe 3 : Exemple de centrale Hybride « OUELESSEBOUGOU »**

### **Composition**

La centrale se compose de deux générateurs :

1. Le générateur thermique
  - 2 groupes électrogènes de  $2 * 275$  KVA ;
  - 1 groupe de dépannage de 455 KVA.
2. Le générateur solaire
  - Champ photovoltaïque de 216 kW (1080 modules SUNTECH de 200Wc) ;



- 4 onduleurs de 100 KW.



— Des batteries composées de 196 éléments de 2,5V/2000 AH



## Caractéristiques des onduleurs SUNY ISLAND

| Caractéristiques générales | SUNNY ISLAND 5048 Multicluster Box6 | SUNNY ISLAND 5048 Multicluster Box12 | SUNNY ISLAND 5048 Multicluster Box36 |
|----------------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|
| Nombre de phases           | Triphasé                            | Triphasé                             | Triphasé                             |
| Tension nominale AC        | 230 V (LN), 400 V (L1, L2)          | 230 V (LN), 400 V (L1, L2)           | 230 V (LN), 400 V (L1, L2)           |
| Plage de tension AC        | 172,5 V – 265 V<br>300 V – 433 V    | 172,5 V – 265 V<br>300 V – 433 V     | 172,5 V – 250 V<br>300 V – 433 V     |
| Fréquence                  | 50Hz/40Hz-70 Hz                     | 50Hz/40Hz-70 Hz                      | 50Hz/40Hz-70 Hz                      |

|                                 |        |        |                 |
|---------------------------------|--------|--------|-----------------|
| Puissance nominale AC           | 30 kW  | 60 kW  | 180 kW          |
| Courant nominal AC à 25°C       | 3x44 A | 3x87 A | 3x260 A         |
| Puissance nominale AC           | 24 kW  | 48 kW  | 144 kW          |
| Courant nominal AC à 45°C       | 3x35 A | 3x70 A | 3x209 A         |
| Puissance AC (25°C, 30 minutes) | 40 kW  | 80 kW  | 234 kW/ 3x340 A |
| Puissance AC (25°C, 1 minute)   | 50 kW  | 100 kW | 300 kW/ 3x440 A |

## Entrée DC batterie

|  |                               |
|--|-------------------------------|
| Tension de la batterie/plage             | 48V/41V-63V                   |
| Courant de charge de la batterie max     | 100A/120A                     |
| Type de batterie/Capacité de la batterie | Plomb, NiCd/100Ah... 10000 Ah |
| Rendement                                | 95%                           |

## Conditions ambiantes

|  |               |               |               |
|--|---------------|---------------|---------------|
| Température ambiante                   | -25°C à +50°C | -25°C à +50°C | -25°C à +60°C |
| Indice de protection (selon CEI 60529) | IP65          | IP65          | IP54          |
| Humidité de l'air                      | 0% à 100%     | 0% à 100%     | 0% à 100%     |

## Dispositif de protection

Protection inversion de polarité DC/Fusible

Court-circuit AC/surcharge AC/surchauffe/décharge excessive de la batterie

Commande et affichage/Relais

## Équipement /Fonction

|  |           |
|--|-----------|
| Commande et affichage/Relais multifonction                   | interne/2 |
| By-pass intégré/fonctionnement sur multicluster              | oui       |
| Calcul l'état de charge des batteries                        | oui       |
| Démarrage progressif intégré                                 | oui       |
| Capteur de température de la batterie/câble de communication | oui       |

## Accessoires

Câble de batterie/Fusible de batterie

Interface (RS485/Multicluster PB)

Protection de délestage/Mesure du courant de batterie externe.