



HAL
open science

Modélisation, optimisation et gestion d'énergie d'une centrale hybride à énergie renouvelable

Chaker Ibrahim Omar

► **To cite this version:**

Chaker Ibrahim Omar. Modélisation, optimisation et gestion d'énergie d'une centrale hybride à énergie renouvelable. Autre. Normandie Université, 2023. Français. NNT : 2023NORMC254 . tel-04459272

HAL Id: tel-04459272

<https://theses.hal.science/tel-04459272>

Submitted on 15 Feb 2024

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.

THÈSE

Pour obtenir le diplôme de doctorat

Spécialité **GENIE ELECTRIQUE**

Préparée au sein de l'**Université de Caen Normandie**

Modélisation, optimisation et gestion d'énergie d'une centrale hybride à énergie renouvelable

Présentée et soutenue par
CHAKER IBRAHIM OMAR

Thèse soutenue le 12/12/2023

devant le jury composé de :

MME ANNE MIGAN-DUBOIS	Professeur des universités - Université Paris Saclay	Rapporteur du jury
M. THIERRY TALBERT	Maître de conférences HDR - UNIVERSITE PERPIGNAN VIA DOMITIA	Rapporteur du jury
M. STEPHANE DUCHESNE	Professeur des universités - UNIVERSITE ARTOIS	Membre du jury
M. JEAN-MICHEL REBOUL	Maître de conférences - Université de Caen Normandie	Membre du jury
M. ABDERREZZAK CHERIFI	Professeur des universités - UNIVERSITE VERSAILLES ST QUENT	Président du jury
M. DAVID HOUIVET	Maître de conférences HDR - Université de Caen Normandie	Directeur de thèse

Thèse dirigée par **DAVID HOUIVET** (Laboratoire universitaire des sciences appliquées de Cherbourg (Caen))

Cette thèse a été réalisée au Laboratoire Universitaire des Sciences Appliquées de Cherbourg (LUSAC).



Je tiens à exprimer ma gratitude et ma sincère reconnaissance à l'Université de Djibouti et Campus France pour le financement de ma thèse.



Je tiens également à exprimer ma gratitude au Centre d'Excellence Africain en Logistique et Transport (CEALT) de l'Université de Djibouti qui a financé ma participation à la conférence internationale ICSREE 2023 à Nice du 11 au 13 mai 2023.



Directeur de thèse

David HOUIVET
Université de Caen-Normandie

Co-encadrant de thèse

Jean-Michel REBOUL
Université de Caen-Normandie

Hassan ALI BARKAD
Université de Djibouti

Résumé

La transition énergétique impose aujourd'hui aux réseaux d'électricité des profondes mutations. La croissance des besoins couplée à l'intégration massive de sources de production renouvelables et intermittentes met leur stabilité en péril. Associées aux solutions informatiques développées par la filière Smart Grids, le recours aux technologies de stockage constitue l'une des solutions pour pallier les périodes de sur- ou de sous-production. Il faut donc gérer des situations nouvelles : surproduction d'électricité en période de faible consommation et sous-production en période de pointe. Pour répondre à cette problématique, cette thèse se concentre sur l'analyse et l'optimisation de la gestion d'énergie d'un système hybride à énergie renouvelable, installé à l'Université de Djibouti. Le système intègre des composants tels qu'une installation photovoltaïque de 19 kW, une éolienne de 7,5 kW et un parc de batteries de 52kWh le tout reliés au réseau électrique. Cette étude, débute par une évaluation du potentiel énergétique à partir des données recueillies par une station météo spécialement installée sur le site. Pour l'année 2022, le potentiel solaire exploitable pour une surface de 125 m² s'élève à 332,875 MWh/an, tandis que le potentiel éolien, d'une surface balayée de 22 m², est évalué à 2,771 MWh. Ensuite, une modélisation minutieuse des flux énergétiques du site, validée au moyen de simulations adaptées à chaque composant, a été réalisée. Pour le système éolien, un modèle basé sur les équations fondamentales de la puissance éolienne a été choisi et validé sous Matlab/Simulink en déterminant un coefficient approprié, puis en l'utilisant pour simuler la puissance de sortie de l'éolienne avec des données réelles. En ce qui concerne le système solaire, les modèles basés sur des équations mathématiques ont été employés pour simuler l'installation photovoltaïque, puis les résultats ont été comparés à l'installation réelle. Quant aux stockages, nous avons simulé l'état de charge des batteries en utilisant les données réelles de consommation ainsi que les données météorologiques du site, puis nous avons comparé le SOC simulé au SOC réel des batteries installées sur site. Enfin, cette recherche propose trois stratégies de gestion d'énergie basées sur une approche hybride intégrant deux algorithmes de gestion : la programmation linéaire et un algorithme basé sur des règles logiques. Ces stratégies ont pour objectif d'améliorer l'anticipation et l'optimisation du flux énergétique du site. Pour évaluer les performances des deux algorithmes, trois scénarios extrêmes basés sur la réalité du site ont été définis. L'objectif de ces scénarios étaient d'évaluer les performances et la robustesse des algorithmes de gestion d'énergie et de mieux comprendre comment gérer efficacement l'excédent d'énergie tout en minimisant la dépendance au réseau électrique. Les résultats des simulations mettent en évidence la supériorité de la stratégie qui fixe l'état de charge SOC_{min} à 30 % en minimisant les coûts d'énergie provenant du réseau et en maximisant l'excès d'énergie injectée vers l'université.

Mots-clés : *Micro-réseau hybride, Stratégie de gestion d'énergie, Prédiction énergétique, Programmation linéaire, Algorithme basé sur des règles logiques.*

Abstract

The energy transition is currently imposing profound changes on electricity networks. The growth in demand, coupled with the extensive integration of renewable and intermittent production sources, puts their stability at risk. Alongside the IT solutions developed in the Smart Grid sector, the use of storage technologies is one of the solutions to mitigate periods of over- or under-production. Therefore, there is a need to manage new situations : overproduction of electricity during periods of low consumption and underproduction during peak times. To address this issue, this thesis focuses on the analysis and optimization of energy management in a renewable energy hybrid system installed at the University of Djibouti. The system includes components such as a 19 kW photovoltaic installation, a 7.5 kW wind turbine, and a 52 kWh battery park, all connected to the electrical grid. This study begins with an evaluation of the energy potential based on data collected by a specially installed weather station on the site. For the year 2022, the exploitable solar potential for an area of 125 m² is estimated at 332,875 MWh/year, while the wind potential, with a swept area of 22 m², is assessed at 2,771 MWh. Subsequently, a meticulous modeling of the energy flows on the site, validated through component-specific simulations, was conducted. For the wind system, a model based on fundamental wind power equations was chosen and validated using Matlab/Simulink by determining an appropriate coefficient, then using it to simulate the turbine's output power with real data. Regarding the solar system, models based on mathematical equations were employed to simulate the photovoltaic installation, and the results were compared to the actual installation. As for the storage, we simulated the state of charge of the batteries using real consumption data and site-specific meteorological data, then compared the simulated state of charge to the actual state of charge of the batteries installed on-site. Finally, this research proposes three energy management strategies based on a hybrid approach integrating two management algorithms : linear programming and a rule-based algorithm. These strategies aim to enhance the anticipation and optimization of the site's energy flow. To evaluate the performance of the two algorithms, three extreme scenarios based on the site's reality were defined. The objective of these scenarios was to assess the performance and robustness of the energy management algorithms and to better understand how to efficiently manage excess energy while minimizing reliance on the electrical grid. The simulation results highlight the superiority of the strategy that sets the state of charge SOC_{min} to 30%, minimizing energy costs from the grid and maximizing the surplus energy injected into the university.

Keywords : *Hybrid Microgrid, Energy Management Strategy, Energy Prediction, Linear Programming, Rule-Based Algorithm.*

Remerciement

Les travaux de recherche présentés dans cette mémoire ont été réalisés au Laboratoire Universitaire des Sciences Appliquées de Cherbourg (LUSAC), ainsi qu'à la Centrale hybride de l'Université de Djibouti. Cette thèse a bénéficié d'un financement accordé par l'Université de Djibouti à travers Campus France, et je tiens à les remercier chaleureusement pour leur soutien financier. Sans leur contribution généreuse, cette thèse n'aurait pas pu être menée à bien. Je suis reconnaissant de voir les résultats de leurs investissements.

Tout d'abord, je tiens à exprimer ma profonde reconnaissance envers mon directeur de thèse, M. David HOUIVET, d'avoir accepté de diriger cette thèse. Votre soutien tout au long de cette aventure académique a été essentiel pour la réussite de ce travail. Je tiens également à remercier mes co-encadrants de thèse à Cherbourg et à Djibouti, à savoir M. Jean-Michel REBOUL et M. Hassan Ali BARKAD, pour tous vos efforts, conseils et les discussions que nous avons eues toutes ces années. Je vous dis merci infiniment. Je souhaite également remercier chaleureusement les membres de mon jury, la Professeure Anne MIGAN-DUBOIS, le Professeur Abderrezzak CHERIFI, le Professeur Stéphane DUCHESNE et M. Thierry TALBERT MCF-HDR pour avoir accepté de consacrer leur temps et leur expertise à évaluer mon travail. Vos commentaires constructifs ont contribué à améliorer cette thèse.

Mes collègues du laboratoire méritent une mention spéciale pour leur collaboration, leur enthousiasme et leur amitié. Nos discussions et nos échanges d'idées ont enrichi mon expérience de recherche et ont rendu cette aventure académique plus mémorable. Je pense tout particulièrement à Kabir, Morgane, Hamza, Israa, Anju, Kim, Ibrahim, Ricardo, Fatiha, Laurie et Julie. Je ne manquerai de remercier le directeur du laboratoire LUSAC M. Sylvain GUILLOU ainsi que Adeline et les enseignants permanents du laboratoire.

Je tiens à exprimer ma profonde gratitude envers mes parents (Ibrahim Omar & Deka Yacin) pour leur amour, leur soutien inébranlable et leurs sacrifices tout au long de ma vie. Leur dévouement a été la pierre angulaire de mon parcours, et je ne saurais jamais assez les remercier pour tout ce qu'ils ont fait pour moi. Votre amour et votre soutien sont inestimables, et je suis infiniment reconnaissant de vous avoir comme parents. Je souhaite exprimer ma sincère reconnaissance envers ma famille (Abdichakour, Aden, Souleiman, Amoun, Hamda, Abdirahman, Yacin, Mous-Ab, Awo, Imran, Fatouma, Omar, Kadir & Malyoun) pour leur amour inconditionnel, leur soutien constant et les moments précieux que nous avons partagés ensemble. Vous êtes la source de ma force et de mon bonheur, et je ne pourrais pas demander une famille meilleure. Merci pour tout ce que vous avez fait et continuez de faire pour moi.

Je tiens à adresser un message de gratitude profonde à ma femme Oubah et à mes enfants (Moubine & Mahfoud) pour leur amour, leur soutien inébranlable et les précieux moments que nous avons passés ensemble. Votre présence dans ma vie est un cadeau inestimable, et je suis reconnaissant chaque jour de vous avoir à mes côtés. Votre amour et votre soutien sont la lumière de ma vie, et je vous remercie du fond du cœur pour tout ce

que vous apportez à ma vie. Je vous ♥ énormément.

Enfin, je tiens à remercier toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à cette thèse, une pensée à mes étudiants de l'Université de Djibouti et l'ESIX Normandie, les collègues de l'Université de Djibouti et mes amis de longue date. Cette thèse est le fruit d'efforts collectifs et de dévouement. Je suis honoré de l'avoir menée à bien et reconnaissant envers tous ceux qui m'ont soutenu. Merci encore à chacun d'entre vous pour votre contribution à l'aboutissement de ce travail mémorable de ma vie académique.

Chaker Ibrahim Omar

Dédicace

À

Mon père Ibrahim Omar Ahmed

Ma mère Dekka Yacin Beyleh

À

Ma femme Oubah Aden Khaireh

Mes enfants Moubine & Mahfoud

À

Mes frères & Soeurs

Table des matières

Résumé	iii
Abstract	v
Remerciement	vii
Dédicace	ix
Acronymes	xv
1 Introduction Générale	1
1.1 Contexte général	1
1.1.1 Les enjeux énergétiques actuels et les défis liés à la transition éner- gétique	1
1.1.2 Contexte énergétique mondial	1
1.1.3 Contexte énergétique à Djibouti	2
1.1.4 Contexte énergétique dans les pays limitrophes	3
1.2 Impact environnemental, social, économique des énergies renouvelables	4
1.3 Les ressources énergétiques renouvelables disponibles à Djibouti	4
1.3.1 L'énergie photovoltaïque	4
1.3.2 L'énergie éolienne	6
1.3.3 L'énergie géothermique	6
1.3.4 L'énergie marémotrice	7
1.4 Objectif de la thèse	8
2 État de l'art	11
2.1 Introduction	11
2.2 Généralité des systèmes Micro-Réseau (MR)	11
2.2.1 Définition et intérêt de l'hybridation	11
2.2.2 Évolution du réseau électrique	11
2.2.3 Les différents mode de fonctionnement	12
2.2.4 Avantages et limites des systèmes multi-source	13
2.3 Description des différentes sources d'énergies	14
2.3.1 Les panneaux photovoltaïques	14
2.3.2 Les systèmes Éoliens	20
2.4 Description des différents types de systèmes de stockage	24
2.4.1 Les batteries	24
2.5 La gestion des flux d'énergie dans un MR	25
2.5.1 Configuration des systèmes multi-source	25
2.5.2 Différent contrôle d'un MR	29
2.6 Différent système de gestion de l'énergie d'un MR	30
2.6.1 Systèmes de Gestion d'Énergie (SGE) basé sur des méthodes classiques	30
2.6.2 SGE basé sur les méthodes d'intelligence artificielle	32
2.6.3 SGE basé sur des méthodes métaheuristiques	33

2.6.4	SGE basé sur les méthodes hybrides	34
2.7	Les stratégies des commandes et supervisions d'un MR	34
2.7.1	Les stratégies des commandes des sources	34
2.7.2	Les stratégies de commande des systèmes de stockage	37
2.7.3	Les stratégies de supervision d'un MR	37
2.8	Conclusion	39
3	Évaluation du potentiel énergétique et des besoins électriques du site	41
3.1	Introduction	41
3.2	Présentation du site	41
3.2.1	Architecture du site	41
3.2.2	Les panneaux photovoltaïques	42
3.2.3	Boîte de jonction	43
3.2.4	Les onduleurs photovoltaïques	43
3.2.5	L'éolienne	45
3.2.6	La génératrice éolien	45
3.2.7	Les batteries	46
3.2.8	Onduleur à batterie	47
3.2.9	Multicluster-Box : 6.3	48
3.2.10	Système d'acquisition des données	48
3.3	Collecte des données météorologiques	50
3.3.1	Les données du vent	50
3.3.2	Les données de l'irradiance solaire	53
3.3.3	Les autres données météorologiques enregistrées sur site	56
3.4	Évaluation du potentiel énergétique du site	60
3.4.1	La puissance énergétique Éolienne disponible du site	60
3.4.2	Le potentiel Solaire du site	65
3.5	Évaluation de la consommation énergétique du site	65
3.5.1	Estimation du besoin énergétique du site	65
3.5.2	Estimation des profils de charge	66
3.5.3	Acquisition des profils de charge du site	69
3.6	Conclusion	70
4	Modélisation et simulation des flux énergétiques du MR	73
4.1	Introduction	73
4.2	Modélisation du système Éolien	73
4.2.1	Étude simplifié du système	73
4.2.2	Courbe de puissance des éoliennes	75
4.2.3	Diverses approches de modélisation du système éolien	75
4.3	Modélisation du système Photovoltaïque	76
4.3.1	Modèle basé sur les équations mathématiques	76
4.3.2	Modèle de convertisseur statique	76
4.4	Modélisation du système de stockage sur batterie	77
4.4.1	Différents modèles des batteries	77
4.4.2	Estimations de l'état de charge des batteries	78
4.4.3	Les approches de chargement des batteries	80
4.4.4	Modèle de convertisseur bidirectionnel	83
4.5	Simulation du flux énergétique du système d'étude	84
4.5.1	Simulation du système éolien	84

4.5.2	Simulation de la puissance Photovoltaïque	89
4.5.3	Simulation de la puissance de Batterie	95
4.6	Conclusion	100
5	Optimisation et Gestion des flux énergétique du site	101
5.1	Introduction	101
5.2	Architecture du MR étudié	101
5.3	Formulation du problème de gestion du site	103
5.4	Évaluation du flux énergétique du site sans SGE	104
5.4.1	Scénario 1 : ancienne batterie chargé initialement à 100%	106
5.4.2	Scénario 2 : ancienne batterie chargée initialement à 0%	106
5.4.3	Scénario 3 : nouvelle batterie chargée initialement à 100%	107
5.4.4	Scénario 4 : nouvelle batterie chargée initialement à 0%	109
5.5	Méthodologie d'optimisation du systèmes de gestion d'énergie du site	111
5.5.1	Formulation des stratégies de gestion d'énergie	111
5.5.2	Algorithme de gestion d'énergie choisi	112
5.5.3	Description du système de gestion d'énergie du cas d'étude	113
5.5.4	Contraintes et limites du système	116
5.6	Simulation du flux énergétique du site avec SGE	117
5.6.1	Validation des stratégies de gestion d'énergie	117
5.6.2	Comparaison des algorithmes de gestion d'énergie	125
5.7	Conclusion	127
6	Conclusions Générales et Perspectives	129
	Bibliography	131
	List of Publications	141

Acronymes

TIC Technologies de l'Information et de la Communication

EdD Électricité de Djibouti

IDC Islande Drilling Corporation

STEG Société Tunisienne d'Électricité et de Gaz

GERD Grand Renaissance Éthiopienne

CERD Centre d'Étude et de Recherche de Djibouti

SOC État de Charge (Stat Of Charge)

SOH État de Santé (State Of Charge)

EnR Energie Renouvelable

ASEAN Association des nations de l'Asie du Sud-Est

IRENA Agence Internationale des Énergies Renouvelables (International Renewable Energy Agency)

LCOE Coût Actualisé de l'Électricité (Levelized Cost Of Energy)

CA Courant Alternatif

CC Courant Continu

SGE Systèmes de Gestion d'Énergie

PSO Optimisation par essaim de Particules (Particle Swarm Optimization)

GA Algorithme Génétique (Genetic Algorithm)

LP Programmation Linéaire (Linear Programming)

DER Ressource d'Énergie Distribuées (Distributed Energy Resources)

ESS Systèmes de Stockage d'Énergie (Energy Storage Systems)

FC Pile à Combustible (Fuel Cell)

HRES Système Hybride d'Énergies Renouvelables (Hybrid Renewable Energy Systems)

GWO Optimiseur du Loup Gris (Grey Wolf Optimizer)

SCA Algorithme du Cosinus Sinusoïdal (Sine Cosine Algorithm)

CSA Algorithme de Recherche de Foule (Common Scrambling Algorithm)

MR Micro-Réseau

MPPT Suivi du point de puissance maximale (Maximum Power Point Tracking)

HC Escalade de Collines (Hill Climbing)

NN Réseau Neuronal (Neural Network)

PV Panneaux Photovoltaïque

OCV Tension à Circuit Ouvert (Open Circuit Voltage)

EM Modèle Electrochimique (Electrochemical Model)

ECM Modèle de Circuit Equivalent (Equivalent Circuit Model)

EIM Modèle d'Impédance Electrochimique (Electrochemical Impedance Model)

FKE Filtre de Kalman Étendu

CV Tension Constante

MCC Multi-étape à Courant Constant (Multi-stage Constant Current)

SB Sunny Boy

SCADA Système de Contrôle et d'Acquisition de Données

STP Sunny Tripower

SI Sunny Island

MPC Contrôle Prédicatif Modélisé (Model Predictive Control)

STC Standard Test Conditions

MGWO Algorithme d'Optimisation du Loup Gris Modifié (Modified Gray Wolf Optimization)

PNGV Partenariat pour une Nouvelle Génération de Véhicules (Partnership for a New Generation of Vehicles)

PI Proportion-Intégration

GEMS Système Générique de Modélisation des Erreurs (Generic Error Modeling System)

ODDEG Office Djiboutien de Développement de l'Energie Géothermique

Liste des figures

1.1	Parc éolien installé à Ghoubet (Crédit photo : [PAU23]).	3
1.2	Potentiel d'énergie photovoltaïque à Djibouti (1994-2018) [MA19].	5
1.3	L'irradiance horizontale globale à Djibouti (1994-2018) [MA19].	5
1.4	Évolution des vitesses moyennes mensuelles du vent (m/s) dans les cinq districts de Djibouti [SI07],[Gue+23].	6
1.5	Le gisement de Gaala-le-Koma de 15 MW [ODD23].	7
1.6	Présence d'un courant constatée à la passe de Ghoubet [Aye09].	7
2.1	Évolution de l'infrastructure du réseau électrique : (a) Réseau électrique conventionnel, (b) Réseau électrique actuel et (c) Réseau électrique du futur [Thi+22].	12
2.2	Capacité mondiale de production d'énergie solaire installée de 2011 à 2021 [Ene22b].	15
2.3	Ajouts nets de capacité renouvelable par pays et par région entre 2019-2021 [Age22].	15
2.4	Capacité de puissance renouvelable installée en Afrique [Ene22a].	16
2.5	Effet photovoltaïque [Pet09].	16
2.6	Représentation des différents cellules d'un module photovoltaïque.	16
2.7	Les différents types de cellules photovoltaïques en silicium : (a) Cellule mono-cristalline, (b) Cellule poly-cristalline et (c) Cellule amorphe.	17
2.8	Production annuelle de PV par technologie dans le monde (en GWp) [PW23].	17
2.9	Graphique d'évolution des prix, englobant l'ensemble des technologies photovoltaïques actuellement disponibles sur le marché [PW23].	18
2.10	Caractéristique résultantes d'une connexion de n_s cellules en série [PA97a].	19
2.11	Caractéristique résultantes d'une connexion de n_p cellules en parallèle [PA97a].	19
2.12	Capacité énergétique éolienne installée onshore et offshore dans le monde entier [Ene22c].	21
2.13	Capacité éolienne installée en Afrique [Ene22a].	21
2.14	Éoliennes à axe horizontal et vertical [Iem23].	22
2.15	Composants de l'éolienne : 1 - base/fondations; 2 - tour; 3 - pales; 4 - unité météorologique (girouette et anémomètre); 5 - nacelle; 6 - système de pas; 7 - moyeu; 8 - palier principal; 9 - arbre à basse vitesse (principal); 10 - boîte de vitesses; 11 - arbre à haute vitesse; 12 - système de freinage; 13 - générateur; 14 - système d'orientation; 15 - convertisseur; 16 - plaque de base. N.B. chaîne cinématique = 9+11 [Pér+13].	23
2.16	Configuration d'un système à bus Courant Alternatif (CA) [CS14].	26
2.17	Configuration d'un système à bus Courant Continu (CC) [CS14].	27
2.18	Configuration d'un système hybride à bus CA-CC.	28
2.19	Architecture de contrôle de gestion d'énergie : Centralisée [CS14] [Ola+16].	29
2.20	Architecture de contrôle de gestion d'énergie : Distribuée [CS14] [Ola+16].	29
2.21	Architecture de contrôle de gestion d'énergie : Hybride [CS14] [Ola+16]. .	30
2.22	Différents types de techniques d'optimisation utilisées dans les SGE [Thi+22].	31

2.23	Fonctionnement de l'algorithme Perturbation et Observation (P&O).	35
2.24	Fonctionnement de l'algorithme l'incrément de conductance.	36
3.1	Architecture simplifiée de la centrale installée à l'université de Djibouti.	42
3.2	La vue présente l'installation photovoltaïque qui a été mise en place à l'université. On peut identifier les quatre rangées comprenant chacune 19 panneaux solaires individuels de 250 Wc. Les dimensions globales de l'installation sont de 6,7 m de large x 19 m de longueur. Les panneaux sont installés à une hauteur de 2 mètres par rapport au point le plus bas du sol.	42
3.3	Éolienne ANTARIS installée sur le site de la centrale de l'université.	45
3.4	Schéma illustrant le fonctionnement du Smart Wind [KG23b].	46
3.5	Parc des nouvelles batteries installées sur le site de la centrale [KG23a].	47
3.6	Câblage des câbles de puissance du Multicluste-Box 6 [AG23b].	50
3.7	Aperçu d'une capture d'écran de l'ordinateur d'acquisition des données. [AG23e].	51
3.8	Aperçu d'une capture d'écran de la production du 23 Juin 2022. [AG23e].	51
3.9	Station météorologique HOBO installée à l'université de Djibouti depuis le 06 juin 2022.	52
3.10	Rafale et vitesse de vent de l'année 2022 enregistrés par la station météorologique de l'université de Djibouti.	53
3.11	Rose de vent de l'année 2022 enregistré sur site [Blo22].	54
3.12	Représentation des différentes coordonnées angulaires utilisées dans l'énergie solaire : la hauteur (h), la déclinaison (δ), l'azimut (\varnothing), l'angle horaire (ω) et la latitude (φ) [Ber04] [Abb12].	55
3.13	Représentation de l'angle & inclinaison du module ainsi que le rayonnement reçu à la surface du panneau [Abb12].	56
3.14	Coefficient W_{cr} pour l'Afrique [PA97b].	57
3.15	Évolution du taux d'irradiance de l'année 2022 enregistrée toutes les 10 minutes par la station météorologique de l'université de Djibouti.	57
3.16	Évolution de la température moyenne enregistrée toutes les 10 minutes dans l'année 2022 par la station météorologique de l'université de Djibouti.	58
3.17	Évolution du taux d'humidité relative de l'année 2022 enregistrée toutes les 10 minutes par la station météorologique de l'université de Djibouti.	59
3.18	Évolution de la densité mensuelle de l'air de l'année 2022.	59
3.19	Évolution de la répartition de la densité de probabilité de la vitesse du vent dans le cas réel, Weibull et Rayleigh du mois de Juillet 2022.	62
3.20	Représentation graphique du potentiel énergétique du vent et de l'éolienne de l'année 2022.	63
3.21	Profil de charge journalière enregistré sur le site de l'université pour un jour ouvrable, férié et d'été.	70
4.1	Variations du coefficient C_p en fonction des différents types d'éoliennes [Hau13].	74
4.2	Caractéristique de la puissance en fonction de la vitesse du vent des éoliennes [Gmb23].	75
4.3	Trois différents classifications de la modélisation des batteries [Liu+19].	77
4.4	Modèles de circuit équivalent d'ordre entier couramment utilisés [Zho+21].	78
4.5	Classification des méthodes d'estimation du État de Charge (Stat Of Charge) (SOC) [Xio+17a].	80

4.6	Approches traditionnelles de chargement des batteries [Liu+19].	81
4.7	Illustration de l'approche de charge CC-Tension Constante (CV) pour la batterie [Liu+19].	82
4.8	Illustration de l'approche de charge Multi-étape à Courant Constant (Multi-stage Constant Current) (MCC) pour la batterie [Liu+19].	82
4.9	Phases de charge de l'onduleur SI 6.0H [AG18].	83
4.10	Détermination du coefficient de performance C_p sous Matlab/Simulink.	84
4.11	Coefficient de performance en fonction de différents angle d'inclinaison des pales de l'éolien.	85
4.12	Détermination de la courbe de puissance sous Matlab/Simulink.	86
4.13	Résultats des puissances obtenues par simulation comparées à la courbe caractéristique de l'éolienne ANTARIS 7,5 kW [Gmb23].	86
4.14	Vitesse du vent du 10 Août 2022 enregistrée sur le site de l'université de Djibouti.	87
4.15	Évolution de la densité de l'air du 10 Août 2022.	88
4.16	Reproduction de la puissance éolienne avec les données du vent du 10/08/22 sous Simulink.	88
4.17	Puissance éolienne à densité fixe et variable obtenu par simulation grâce à la vitesse du vent du 10 Août 2022.	89
4.18	Représentation mathématique du panneau solaire sous Matlab/Simulink (à 25°C et $1kW/m^2$).	89
4.19	Courbe puissance-courant en fonction de la tension du module Poly 250W obtenu par simulation en condition standard (25°C et $1000 W/m^2$).	90
4.20	Influence de la température sur la production photovoltaïque pour une irradiance de $1000W/m^2$ et une température variante.	91
4.21	Influence de l'irradiance sur le module photovoltaïque pour une température de 25°C et une irradiance variante.	92
4.22	Évolution de la température et l'irradiance du 27 juin 2022 récolté par la station de l'université.	93
4.23	Résultats de la simulation sous Matlab du 27 Juin 2022 comparée à la puissance réel du Sunny Boy (SB).3.	94
4.24	Évolution de la température et l'irradiance du 23-28 juin 2022 enregistré par la station de l'université.	94
4.25	Résultats de la simulation sous Matlab du 23-28 Juin 2022 comparée à la puissance réel du SB.3.	95
4.26	L'évolution de la température et de l'irradiance solaire enregistrée le 24/04/23 par la station météorologique.	96
4.27	Profil de consommation et de la production journalière du 24/04/23.	96
4.28	Graphique de l'état de charge de la batterie simulé le 24/04/23.	97
4.29	L'évolution de la température et de l'irradiance solaire enregistrée le 14/05/23 par la station météorologique.	98
4.30	Profil de consommation et de la production journalière totale du 14/05/23.	98
4.31	Résultats de la simulation du SOC sous Matlab du 14 mai 2023 comparée au SOC réel délivré par Sunny Island (SI) 6.0H.	99
5.1	Les différents types de sources que peut comporter un système multi-source selon [Han+20].	102
5.2	Architecture du MR installé initialement à l'université de Djibouti.	102
5.3	Classification des MR selon [ZEB18].	102

5.4	Architecture adopté à la centrale.	103
5.5	Graphique de la température, de la vitesse du vent et du taux d'irradiance du 6, 7 et 8/01/22 enregistré par la station de l'Université.	104
5.6	Profil de consommation des trois jours enregistré sur le site.	105
5.7	Résultats du flux énergétique du site avec les anciennes batteries (306 Ah) initialement simulées à 100%.	107
5.8	Résultats du flux énergétique du site avec les anciennes batteries (306 Ah) initialement simulées à 0%.	108
5.9	Photo des anciennes batteries initialement installées à la centrale.	108
5.10	Résultats du flux énergétique du site avec les nouvelles batteries (1092 Ah) initialement simulées à 100%.	109
5.11	Résultats du flux énergétique du site avec les nouvelles batteries (1092 Ah) initialement simulées à 0%.	110
5.12	Algorithme de gestion d'énergie basé sur la logique pour la première stratégie soit 30% de décharge.	112
5.13	L'approche de prédiction utilisée dans cette étude.	113
5.14	Différent fonction objective selon [Han+20].	114
5.15	Différents type des contraintes selon [Han+20].	116
5.16	Évolution de la température, de l'irradiance solaire et de la vitesse du vent du 7 et 8 octobre 2021 pour le scénario 1.	118
5.17	(a) Représente la puissance du Panneaux Photovoltaïque (PV), de la charge, de la batterie et du réseau prédite par Programmation Linéaire (Linear Programming) (LP) pour le scénario 1, (b) Représente la puissance du PV, de la charge, de la batterie et du réseau corrigée par If-Else pour le scénario 1. La variation de l'état de charge et de l'excès de puissance a été prédite et corrigée par LP et If-Else pour les scénarios 1 (c) et (d).	119
5.18	Résultat de la stratégie 2 appliquée au scénario 1 avec un $SOC_{min}=14\%$	119
5.19	Résultat de la stratégie 3 appliquée au scénario 1 avec un $SOC_{min}=50\%$	120
5.20	Évolution de la température, de l'irradiance solaire et de la vitesse du vent du 29 et 30 novembre 2021 pour le scénario 2.	121
5.21	(a) et (b) Représente le comportement de la puissance du PV, de la charge, de la batterie et du réseau prédite par LP et corrigée par If-Else pour le scénario 2. La variation de l'état de charge et de l'excès de puissance a été prédite et corrigée par LP et If-Else pour les scénarios 2 (c) et (d).	121
5.22	Résultat de la stratégie 2 appliquée au scénario 2 avec un $SOC_{min}=14\%$	122
5.23	Résultat de la stratégie 3 appliquée au scénario 2 avec un $SOC_{min}=50\%$	123
5.24	Évolution de la température, de l'irradiance solaire et de la vitesse du vent du 4 et 5 juillet 2022 pour le scénario 3.	123
5.25	(a) Représente la puissance du PV, de la charge, de la batterie et du réseau prédite par LP pour le scénario 3, (b) Représente la puissance du PV, de la charge, de la batterie et du réseau corrigée par If-Else pour le scénario 3. La variation de l'état de charge et de l'excès de puissance a été prédite et corrigée par LP et If-Else pour les scénarios 3 (c) et (d).	124
5.26	Résultat de la stratégie 2 appliquée au scénario 3 avec un $SOC_{min}=14\%$	125
5.27	Résultat de la stratégie 3 appliquée au scénario 3 avec un $SOC_{min}=50\%$	125

Liste des tables

2.1	Comparaison des cellules solaires en silicium en 2023.	18
3.1	Caractéristiques électriques du panneau sous condition Standard Test Conditions (STC) ($1000 W/m^2$, $25\text{ }^\circ\text{C}$, AM 1,5). Données extraites de la fiche technique du constructeur.	43
3.2	Caractéristiques technique des onduleurs : Sunny Tripower (STP) 8000TL-20 & STP 9000TL-20 [AG23c].	44
3.3	Caractéristiques électriques de l'éolienne ANTARIS 7,5 kW [Gmb23].	45
3.4	Caractéristiques électriques de la batterie Hoppecke 6 OPzV (6 PVV 420) [KG23a].	47
3.5	Caractéristiques technique du SI 6.0H [AG23d].	48
3.6	Caractéristiques technique du Multicluster-Box 6 [AG23c].	49
3.7	Paramètres de distribution sur une base mensuelle, calculés à partir des données horaires de la vitesse du vent de la station de l'université de Djibouti.	61
3.8	Présentation des données horaires mesurées sous forme de distribution de fréquence pour le mois de juillet ainsi que la distribution de densité de probabilité obtenue à partir des fonctions de Weibull et de Rayleigh.	62
3.9	Évolution du potentiel énergétique Éolien du mois de Juillet 2022 échantillonnage toutes les 10 minutes.	63
3.10	Évolution du potentiel énergétique Éolien en fonction des mois.	64
3.11	Calcul de l'énergie nominal de l'éolienne ANTARIS pour l'année 2022.	64
3.12	Évolution du potentiel énergétique solaire en fonction des mois pour l'année 2022 à Djibouti.	65
3.13	Tableau récapitulative des différents charges et leur consommations énergétiques d'un jour ouvrable.	67
3.14	Tableau récapitulative des différents charges et leur consommations énergétiques d'un jour férié.	68
3.15	Tableau récapitulative des différents charges et leur consommations énergétiques lors des vacances d'été ou scolaire.	69
5.1	Tableau récapitulatif des différents scénarios appliquées au deux batteries 360Ah et 1092 Ah sur 3 jours.	111
5.2	Tableau récapitulatif des résultats comparative des performances des trois stratégies de gestion d'énergie pour les algorithmes LP et If-Else : résultats des trois scénarios.	126

1.1 Contexte général

1.1.1 Les enjeux énergétiques actuels et les défis liés à la transition énergétique

Les enjeux énergétiques actuels sont nombreux et complexes. La consommation d'énergie est en constante augmentation, principalement en raison de la croissance démographique et de l'urbanisation. Cela pose des défis majeurs en matière de sécurité énergétique, d'approvisionnement en énergie et de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Les combustibles fossiles, qui représentent la grande majorité de notre production énergétique, sont non seulement limités en quantité, mais sont également la principale source de pollution de l'air et du changement climatique.

La transition énergétique est un processus complexe qui implique de nombreux défis. Tout d'abord, il y a le défi de la diversification de la production énergétique. Les énergies renouvelables telles que le solaire, l'éolien et l'hydro-électricité peuvent être utilisées pour produire de l'énergie, mais elles sont moins prévisibles et plus intermittentes que les sources d'énergie fossiles. Cela signifie que les réseaux électriques doivent être équipés pour gérer ces fluctuations de production. La nécessité de moderniser et de mettre à niveau les réseaux électriques en est un autre défi majeur. Les Technologies de l'Information et de la Communication (TIC) peuvent aider à améliorer la flexibilité et la stabilité des réseaux électriques, mais leur mise en œuvre peut être coûteuse et complexe. De plus, l'adaptation de l'infrastructure existante pour permettre l'intégration des nouvelles technologies peut prendre du temps et nécessiter des investissements importants. Un autre défi est celui de la mise en place des politiques et des réglementations favorables à la transition énergétique. Les gouvernements doivent élaborer des politiques énergétiques cohérentes qui favorisent la diversification de la production énergétique et encouragent les investissements dans les énergies renouvelables. Cela nécessite une collaboration étroite entre les gouvernements, les entreprises, les universités et les organisations de la société civile. Malgré les multiples défis à relever, il est crucial pour tous les pays de poursuivre l'investissement dans les énergies renouvelables, les technologies propres et l'efficacité énergétique afin de garantir un avenir énergétique sûr, abordable et durable pour tous.

1.1.2 Contexte énergétique mondial

En raison de l'augmentation de la demande en énergie, le secteur de l'énergie a connu une croissance importante au cours des dernières décennies, avec une augmentation de la production d'électricité et de la consommation de carburants fossiles tels que le pétrole, le gaz naturel et le charbon. Cependant, l'utilisation de ces sources d'énergie a un impact environnemental significatif, notamment en termes d'émissions de gaz à effet de serre, de pollution de l'air et de la qualité de l'eau, et de la dégradation des écosystèmes. La question de l'énergie est devenue un enjeu majeur au niveau mondial, et a été intégrée à l'agenda politique et économique de nombreux pays. Dans de nombreux cas, cela a conduit à une transition énergétique vers des sources d'énergie plus propres et plus durables, telles que

l'énergie solaire, éolienne, hydraulique et géothermique, ainsi que l'utilisation de biocarburants et de l'hydrogène. Les progrès technologiques ont également joué un rôle important dans la transition énergétique, avec l'émergence de nouvelles technologies de stockage d'énergie et de réseaux intelligents pour mieux gérer la production et la distribution de l'énergie. Les véhicules électriques, par exemple, sont de plus en plus populaires en raison de leur faible impact environnemental et de leur efficacité énergétique. Cependant, la transition énergétique ne se fait pas sans défis. Les coûts de production d'Énergie Renouvelable (EnR) ont considérablement baissé ces dernières années, mais restent souvent plus élevés que ceux des combustibles fossiles. Cela peut rendre la transition énergétique plus difficile pour les pays à faible revenu ou les régions qui dépendent fortement des combustibles fossiles. Par ailleurs, les sources d'EnR sont souvent intermittentes, ce qui signifie qu'elles ne peuvent pas fournir une alimentation constante en électricité. Cela nécessite des technologies de stockage d'énergie plus avancées pour stocker l'énergie produite pendant les périodes de forte production et la libérer pendant les périodes de faible production. Enfin, la transition énergétique nécessite une coopération internationale pour atteindre les objectifs fixés par les accords internationaux tels que l'Accord de Paris sur le changement climatique. Selon l'Union européenne, les émissions de gaz à effet de serre doivent être réduites d'au moins 55% d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 1990 pour atteindre cet objectif. Cela peut être difficile à atteindre en raison des intérêts économiques différents entre les pays, et la nécessité de trouver des solutions qui fonctionnent pour tous.

1.1.3 Contexte énergétique à Djibouti

Djibouti est un petit pays d'Afrique de l'Est situé sur la côte sud de la mer Rouge. Le pays a une population d'environ 1 million d'habitants et une superficie de 23 200 km². Djibouti dépend principalement des importations d'énergie pour répondre à ses besoins en électricité et en carburants. La majorité de l'électricité consommée à Djibouti est produite à partir de centrales thermiques alimentées au diesel et au fuel lourd. Le coût élevé de ces carburants importés entraîne des coûts élevés pour les consommateurs d'énergie, ce qui rend difficile l'accès à l'énergie pour une grande partie de la population. Pour remédier à cette situation, Djibouti a entrepris une transformation de son mix énergétique en faveur des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. À cet égard, le gouvernement djiboutien a élaboré une stratégie énergétique nationale visant à accroître la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité de 7 % en 2010 à 100 % en 2030.

A ce effet, Djibouti a commencé à explorer le potentiel de l'énergie solaire et de la géothermie. En 2018, le gouvernement a signé un protocole d'accord avec ENGIE pour la réalisation d'une étude de faisabilité pour la construction d'une centrale photovoltaïque de 30 MW au Grand Barra [Dji23].

Parmi les énergies renouvelables, l'énergie éolienne est disponible également à Djibouti. En effet, avec des vents réguliers et forts, Djibouti possède un potentiel éolien important. Le projet de parc éolien de Ghoubet d'une puissance de 60 MW, qui a été signé en août 2017 avec Africa Finance Corporation en est la plus grande illustration [Dji23]. Comme le montre la [figure 1.1](#), ce projet est en phase de test et devra contribuer de manière significative à l'objectif de Djibouti de produire 100 % de son électricité à partir de sources renouvelables.

En ce qui concerne la géothermie, en 2017 a eu lieu la signature de contrat de forage géothermique entre l'Électricité de Djibouti (EdD) et l'Islande Drilling Corporation (IDC) pour le forage de quatre puits d'exploration géothermique [Dji23]. L'objectif est de créer un réservoir de plus de 300°C pour produire de 50 à 100 MW d'électricité. Le gouvernement de Djibouti mise sur le développement de l'énergie géothermique, une source d'énergie



FIGURE 1.1 : Parc éolien installé à Ghoubet (Crédit photo : [PAU23]).

verte et rentable, pour accroître l'accès à l'électricité et promouvoir le développement économique du pays. Le projet, d'un budget d'environ 35 millions de dollars, est financé par le gouvernement Djiboutien et plusieurs donateurs, notamment la Banque mondiale, la Banque africaine de développement, l'OFID et l'Agence française de développement. IDC est une société de forage renommée au niveau international qui a commencé les travaux de forage dans la région du lac Assal à Djibouti. Le projet est sous la responsabilité de l'EdD et de l'équipe du projet dirigée par le directeur de la Société Tunisienne d'Électricité et de Gaz (STEG), assisté de plusieurs experts consultants nationaux et internationaux [Dji23].

1.1.4 Contexte énergétique dans les pays limitrophes

Les pays limitrophes de Djibouti, comme l'Éthiopie, la Somalie et l'Erythrée, ont des situations énergétiques similaires, avec des niveaux de production d'énergie domestique très faibles et une forte dépendance des importations. Cependant, l'Éthiopie possède des potentialités hydroélectriques importantes et a des projets pour développer cette source d'énergie. L'Éthiopie possède l'un des plus importants potentiels hydroélectriques d'Afrique, avec des capacités estimées à plus de 45 000 MW. Le pays dispose de nombreux cours d'eau et de rivières qui pourraient être utilisés pour la production d'électricité, y compris la rivière Nil Bleu, qui est considérée comme l'une des plus grandes sources d'énergie potentielle d'Afrique. L'Éthiopie a entrepris des efforts pour développer son potentiel hydroélectrique, notamment avec la construction de grands barrages hydroélectriques tels que le barrage de Grand Renaissance Éthiopienne (GERD) sur le Nil Bleu. Le GERD a été mis en service avec une première turbine produisant environ 375 MW, sur un total de 13 turbines prévues. Tandis que l'ensemble du barrage devrait être opérationnel à pleine capacité d'ici 2024 et devrait permettre à l'Éthiopie de devenir un exportateur net d'électricité. En outre, l'Éthiopie a également des projets pour développer des centrales hydroélectriques de petite et moyenne taille dans les régions rurales et éloignées du pays, afin de fournir de l'électricité à des populations qui n'ont pas accès à l'électricité.

La Somalie a un grand potentiel énergétique non exploité, en raison de la guerre civile

et de l'insécurité qui ont sévi dans le pays pendant de nombreuses années. Le pays possède des ressources en **EnR**, telles que l'énergie éolienne et solaire, ainsi que des ressources en énergie traditionnelle, telles que le pétrole et le gaz. En termes d'**EnR**, la Somalie possède un grand potentiel éolien, en raison de ses vents constants et forts sur la côte.

L'Érythrée a une population estimée entre 3,6 et 3,7 millions d'habitants mais son faible développement industriel rend sa consommation énergétique très faible. Le pays exploite un parc éolien de trois turbines à Assab, une centrale hydroélectrique à Arkiko et deux centrales électriques produisant au total près de 160 MW par an. Finalement l'Érythrée dépend fortement des importations, notamment de pétrole.

1.2 Impact environnemental, social, économique des énergies renouvelables

L'utilisation accrue des énergies renouvelables, comme l'énergie solaire et éolienne, peut avoir des impacts environnementaux et sociaux positifs à Djibouti. Les **EnR** sont généralement considérées comme plus propres et plus durables que les sources d'énergie traditionnelles, car elles ne produisent pas de gaz à effet de serre ni de polluants atmosphériques.

- En termes d'impact environnemental, l'énergie solaire, éolienne et géothermique peuvent réduire les émissions de gaz à effet de serre et les niveaux de pollution atmosphérique, ce qui peut avoir des effets bénéfiques sur la santé et le bien-être des populations locales. L'énergie solaire et éolienne peuvent également réduire la dépendance de Djibouti envers les importations d'énergie, ce qui peut avoir des avantages pour la sécurité énergétique et la résilience face aux perturbations des approvisionnements.
- En termes d'impact social, les énergies renouvelables peuvent améliorer l'accès à l'énergie dans les zones rurales et éloignées du pays, où l'accès à l'électricité est limité. Cela peut contribuer à améliorer les conditions de vie des populations locales et à favoriser le développement économique.

1.3 Les ressources énergétiques renouvelables disponibles à Djibouti

[Aye09] a effectué une synthèse des différentes sources d'**EnR** ayant un potentiel d'exploitation intéressant à Djibouti. Toutefois, grâce au climat particulier de la région et à ses caractéristiques géologiques, quatre gisements renouvelables ont été identifiés par cette étude puis repris par [Pil14] : l'énergie Solaire, l'énergie Éolienne, l'énergie Géothermique et l'énergie marémotrice.

1.3.1 L'énergie photovoltaïque

Selon la [figure 1.2](#), le potentiel d'énergie journalière photovoltaïque à Djibouti est compris entre 4,4 et 5 $kWh/m^2/jour$ [MA19] [Gue+23]. Les caractéristiques climatiques de Djibouti suggèrent donc un fort potentiel solaire. En effet, la durée moyenne annuelle d'ensoleillement à Djibouti a été estimée à 3335 heures entre 1992 et 1996 [Aye09]. De plus, comme on peut observer sur la [figure 1.3](#) des mesures solaires globales prises par satellite montrent que Djibouti se trouve dans une zone géographique avec un fort potentiel solaire [MA19].

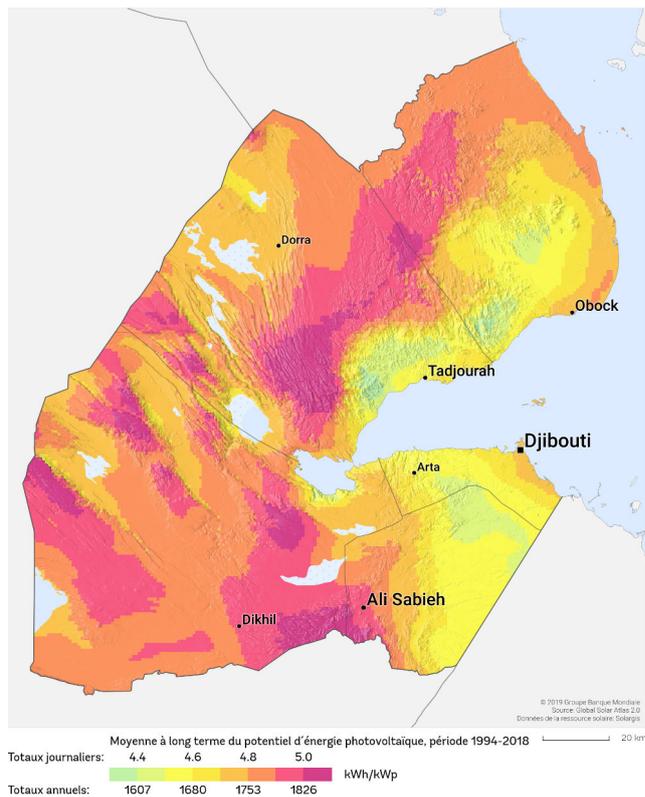


FIGURE 1.2 : Potentiel d'énergie photovoltaïque à Djibouti (1994-2018) [MA19].

En outre, selon [Lor03] des endroits situés à une latitude proche de celle de Djibouti présentent également un potentiel solaire élevé. Malgré cela, l'énergie solaire ne représente actuellement que 0,3% de la production d'électricité en République de Djibouti [Pil14].

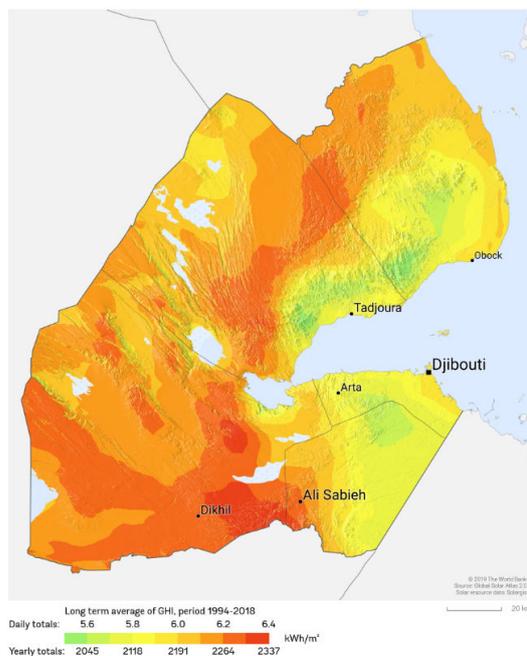


FIGURE 1.3 : L'irradiance horizontale globale à Djibouti (1994-2018) [MA19].

1.3.2 L'énergie éolienne

Dans les années 1980, les premières mesures du potentiel éolien ont été effectuées conjointement par le Centre d'Étude et de Recherche de Djibouti (CERD), et la coopération Américaine à Djibouti-ville et Ali Sabieh [Pil14]. En 2002 et 2003, une campagne de mesure du potentiel éolien a été lancée à travers le pays, avec des mâts de mesure installés sur 10 sites, principalement sur la côte. Les données ont montré un potentiel important pour les projets éoliens dans le Ghoubet (vitesse moyenne de vent de 8,9 m/s et 9,2 m/s) et dans le Sud-Est du pays près de la ville d'Ali Sabieh (6,7 m/s) [Aye09] [Pil14]. [Idr+20] présente une étude sur le potentiel de l'énergie éolienne à Djibouti-ville, réalisée grâce aux données de vent collectées entre 2014 et 2018. Les résultats montrent que la mise en place et le développement d'un secteur éolien urbain à Djibouti-ville sont possibles pour des applications domestiques. Les auteurs ont calculé la vitesse du vent, la rose des vents et la densité de puissance, et ont également comparé cinq technologies de micro-éoliennes de 1 à 25 kW pour déterminer les plus efficaces pour la région. Ils concluent que des turbines éoliennes de grande hauteur (> 30,5 m) seraient nécessaires pour une production efficace d'énergie éolienne à Djibouti-ville. [Dab+19] a évalué les données de vitesse du vent mesurées sur une période de trois ans à huit endroits différents. Les résultats de l'évaluation ont indiqué que trois des huit emplacements (GaliMa-aba, Ghoubet et Bada Wein) avaient les meilleures ressources éoliennes, avec des vitesses moyennes annuelles supérieures à 6,0 m/s. En se référant à la figure 1.4, il est évident de constater que la vitesse du vent est abondante dans tous les districts du pays, avec une vitesse annuelle supérieure à 3 m/s, comme l'ont noté [Gue+23] et [SI07].

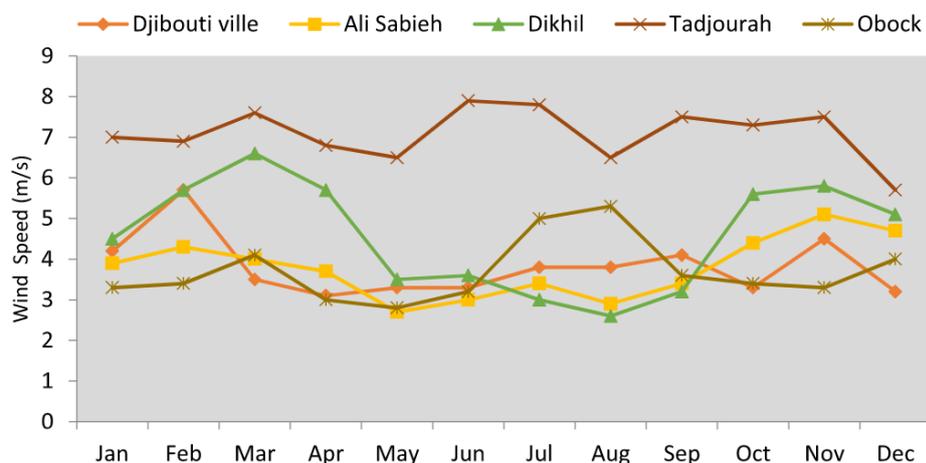


FIGURE 1.4 : Évolution des vitesses moyennes mensuelles du vent (m/s) dans les cinq districts de Djibouti [SI07],[Gue+23].

1.3.3 L'énergie géothermique

Djibouti dispose d'un potentiel géothermique important en raison de son contexte géologique particulier. En effet, le pays est situé à la jonction de trois grands rifts, ce qui le place au centre d'une zone de convergence de flux thermiques élevés. Ce potentiel a été exploré par de nombreuses campagnes scientifiques menées par le CERD en collaboration avec des instituts français et italien, qui ont permis de localiser et de caractériser plusieurs gisements géothermiques dans la région. Le potentiel total exploitable géothermique sur l'ensemble du territoire est évalué à 1 GW [ODD23]. L'Office Djiboutien de Développement de l'Énergie

Géothermique (ODDEG) a identifié une dizaine de sites pour exploiter une partie de cette énergie géothermique. Pour illustrer certains de ces sites, la [figure 1.5](#) montre le forage à Gaala-le-Koma, où une centrale de 15 MW devrait être construite. Le site Gaala-le-Koma comprend huit puits de production et deux puits de réinjection. Prochainement, débutera un projet géothermique supplémentaire à Hanle-Garabeiss, situé dans la région de Dikhil, d'une capacité estimée à 36 MW et financé par le gouvernement japonais [[ODD23](#)].



FIGURE 1.5 : Le gisement de Gaala-le-Koma de 15 MW [[ODD23](#)].

1.3.4 L'énergie marémotrice

En plus des sources d'énergie mentionnées, la passe du Ghoubet est un lieu particulier en raison de sa structure. Cette ouverture de 700 mètres de long et de 10 mètres de profondeur, qui sépare le golfe de Tadjourah du Ghoubet, produit des courants marins significatifs en raison des marées comme illustré dans la [figure 1.6](#). Ces courants pourraient être convertis en électricité à l'aide d'hydroliennes, qui sont des systèmes subaquatiques analogues aux éoliennes terrestres [[Aye09](#)] [[Pil14](#)].



FIGURE 1.6 : Présence d'un courant constatée à la passe de Ghoubet [[Aye09](#)].

1.4 Objectif de la thèse

L'objectif de cette thèse consiste à modéliser, optimiser et gérer les flux d'énergie d'une centrale hybride à **EnR** connectée au réseau. Dans cette thèse, le site d'application est la centrale hybride de l'université de Djibouti. Nous nous focalisons sur les dispositifs de production d'énergie déjà installés sur site à savoir : Le système photovoltaïque, le système éolienne et les systèmes de stockage sur batteries. Dans ce qui suit, nous présentons les objectifs de cette thèse :

- Estimer significativement le potentiel énergétique du site (solaire et éolien)
- Modéliser et simuler les différents composants de la centrale
- Comparer la simulation à la réalité pour valider le modèle de simulation choisi
- Développer une stratégie de gestion optimal des flux d'énergie du site pour minimiser les coûts énergétiques

Pour ce faire, la thèse est organisé comme suite :

Le deuxième chapitre traite une revue de l'état de l'art concernant les systèmes des Micro-Réseau **MR** existants. Il aborde l'évolution du réseau électrique ainsi que les divers modes de fonctionnement des **MR**. Dans cette section, une analyse des systèmes implantés à l'université de Djibouti est entreprise, débutant par l'examen des technologies solaires et de leurs variantes, ensuite des configurations éoliennes et de leurs différentes compositions, ainsi que des différents systèmes de stockage étudiés dans la littérature. Une exploration de la gestion des flux énergétiques dans les **MR** est également présentée, commençant par l'explication des configurations variées et se poursuivant avec les multiples méthodes de contrôle des **MR**. Les systèmes de gestion d'énergie propres aux **MR**, examinés dans la littérature, sont détaillés, suivis par l'exposition des stratégies de contrôle et de supervision appliquées aux **MR**.

Le troisième chapitre se concentre sur l'évaluation du potentiel énergétique et des besoins électriques du site. Nous débutons en exposant l'intégralité des systèmes composant la centrale, en commençant par décrire l'architecture du site, puis en enchaînant avec les panneaux solaires, les éoliennes et le système de stockage, en détaillant leurs caractéristiques respectives. Par la suite, nous présentons la collecte des données météorologiques, rendue possible grâce à l'installation d'une station météorologique. Nous décrivons en détail l'ensemble des données recueillies par cette station. Nous procédons ensuite à l'évaluation du potentiel énergétique du site, en présentant tant le potentiel solaire que éolien du site, pour finalement conclure par l'évaluation de la consommation énergétique du site.

Le chapitre quatre est dédié à la modélisation et à la simulation des flux énergétiques du **MR** étudié. La modélisation du système débute par une exploration des modèles éoliens présents dans la littérature, suivie de la sélection d'un modèle de simulation approprié. En parallèle, la modélisation du système photovoltaïque est abordée, impliquant une revue des divers modèles cités dans la littérature. À partir de cette revue, un modèle de simulation est choisi et ensuite soumis à une phase de validation. En ce qui concerne le système de stockage, une présentation des différents modèles de batteries étudiés dans la littérature est effectuée, suivi par la sélection d'un modèle basé sur l'état de charge de la batterie. Pour confirmer la validité des modèles choisis, une série de simulations est menée dans le logiciel

Matlab, couvrant les différents systèmes présents dans la centrale. L'objectif principal de ces simulations est d'obtenir une représentation aussi fidèle que possible du comportement réel des flux énergétiques du site.

Le dernier chapitre se focalise sur l'optimisation et la gestion des flux énergétiques du site. Il commence par une description détaillée de l'architecture du MR étudié, suivie de la formulation du problème de gestion du site, qui vise à minimiser la consommation du réseau tout en maximisant l'excédent d'énergie injectée vers l'université. Pour aborder cette problématique, trois stratégies de gestion d'énergie sont formulées, en vue de leur application dans une approche d'hybridation des deux algorithmes de gestion d'énergie. Ces stratégies sont évaluées sur trois scénarios extrêmes spécifiques au lieu d'étude. Les résultats obtenus mettent en évidence que la stratégie de gestion impliquant un seuil minimal d'état de Charge SOC à 30% est la plus performante pour le site. En outre, une comparaison entre les deux algorithmes de gestion d'énergie révèle une divergence entre les prédictions et les résultats obtenus.

En conclusion, le sujet de thèse se clôture avec des réflexions générales et des perspectives pour de futures recherches dans ce domaine.

2.1 Introduction

Face à l'augmentation de la demande énergétique mondiale, au réchauffement climatique et à l'épuisement des énergies fossiles, le développement des énergies propres apparaît de plus en plus nécessaire. Les sources d'EnR présentent de nombreux avantages tels que leur durabilité, leurs faibles émissions en CO_2 et leurs avantages économiques. L'intégration des énergies renouvelables telles que l'énergie solaire et éolienne au réseau électrique constitue une alternative intéressante pour l'électrification des zones rurales ou difficiles d'accès. Cependant, l'inconvénient des énergies renouvelables sont qu'elles dépendent des conditions météorologiques, qui sont souvent très changeantes et difficiles à prévoir. Néanmoins, afin d'obtenir une production homogène, l'hybridation de l'énergie solaire avec l'énergie éolienne soutenue par un système de stockage sur batterie entièrement connecté au réseau électrique s'avère incontournable.

Ce chapitre décrit tout d'abord les principes généraux des MR utilisant des sources d'EnR. Ensuite, il présente les différentes sources d'énergie ainsi que les systèmes de stockage pouvant être intégrés dans un MR électrique. Les lois régissant la gestion des flux d'énergie au sein d'un MR sont exposées, suivies des différents systèmes de gestion de l'énergie utilisés dans un MR. Enfin, les différentes stratégies de contrôle et de supervision pouvant être mises en place sont abordées.

2.2 Généralité des systèmes MR

2.2.1 Définition et intérêt de l'hybridation

Un système à EnR qui utilise plus d'une source est appelé « système hybride multi-source ». L'intérêt de l'hybridation d'un systèmes multi-source consiste à satisfaire de manière continue la demande de charge en privilégiant l'énergie produite par des sources renouvelables par rapport à l'énergie produite par des sources auxiliaires telles que le groupe électrogène. Les économies réalisées par ce type de système doivent au moins couvrir les investissements générés par les producteurs d'EnR et les autres composants du système [Dah15]. Selon l'étude [Ola+16], si les sources d'énergies renouvelable sont choisies de manière appropriée pour chaque emplacement géologique, le besoin en combustibles fossiles sera considérablement réduit, ce qui entraînera une augmentation de la durabilité de l'approvisionnement électrique, en particulier dans les pays qui dépendent de sources externes pour fournir en énergie différent types de charge [MV12] [IMM13b] [Mek+13] [HR11].

2.2.2 Évolution du réseau électrique

La figure 2.1 illustre la progression des réseaux électriques, depuis le réseau conventionnel jusqu'aux réseaux actuels et futuristes. Dans les réseaux électriques conventionnels, la demande d'énergie n'est principalement satisfaite que par les sources d'énergie conventionnelles (combustibles fossiles) fournies par les fournisseurs d'électricité. Par conséquent,

le réseau électrique conventionnel présente de nombreux inconvénients, tels que des pertes de transmission élevées, des coûts environnementaux élevés par rapport à l'efficacité et au coût des unités de production renouvelables et l'accent mis sur une solution plus durable. Dans les réseaux électriques actuels, il est envisagé que l'exploitation et le contrôle des MR se fassent localement. Le concept de MR a été introduit dans les réseaux électriques actuels en envisageant un impact plus important due à l'intégration des énergies renouvelables. Les MR avec une production renouvelable excédentaire ont actuellement la possibilité de revendre au fournisseurs d'électricité, ce qui introduit la problématique de la surproduction. Dans les réseaux électriques du futur, avec l'introduction de sources d'EnRs telles que les panneaux solaires de toiture à faible coût, les bâtiments résidentiels, communément appelés nanoréseaux ou MR plus petits, peuvent répondre efficacement à une partie de la demande. La complexité des systèmes de gestion de l'énergie augmente de manière exponentielle à mesure que le nombre foyers équipés des MR et de la taille de la population [Thi+22].

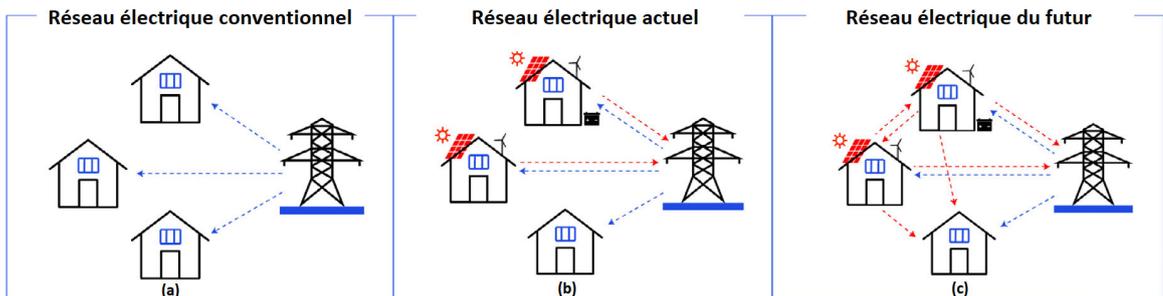


FIGURE 2.1 : Évolution de l'infrastructure du réseau électrique : (a) Réseau électrique conventionnel, (b) Réseau électrique actuel et (c) Réseau électrique du futur [Thi+22].

2.2.3 Les différents mode de fonctionnement

Pour électrifier les nouvelles régions habitées ou les zones reculées, deux solutions peuvent être envisagées pour la population dans les pays industrialisés.

2.2.3.1 Site autonome

Un site autonome à EnR est un lieu où l'énergie nécessaire à son fonctionnement est produite à partir de sources d'EnRs, telles que l'énergie solaire, éolienne ou hydroélectrique.

Les avantages de ce type de site sont :

1. Ils sont respectueux de l'environnement,
2. Ils ne dépendent pas des réseaux électriques,
3. Enfin, ils peuvent être utilisés dans des endroits isolés ou peu accessibles.

Les inconvénients des sites autonomes sont :

1. il peut être coûteux à installer et à entretenir,
2. l'énergie produite peut ne pas être suffisante pour les besoins élevés en énergie.

2.2.3.2 Site connecté au réseau

Un site à EnR connecté au réseau est un lieu où l'énergie nécessaire à son fonctionnement est produite à partir de sources d'EnRs tout en étant connecté au réseau électrique pour compléter les besoins en énergie en cas de besoin.

Il y a plusieurs avantages à utiliser un site à EnR connecté au réseau :

1. Il permet de réduire la dépendance aux réseaux électriques traditionnels et d'augmenter la sécurité énergétique.
2. Il contribue à la transition vers une économie bas carbone en réduisant les émissions de gaz à effet de serre liées à la production d'énergie.
3. Il offre des opportunités économiques, notamment en termes de création d'emplois dans les secteurs de l'EnR.
4. Il peut offrir des opportunités pour les communautés locales en termes de développement économique et de participation à la production d'énergie.
5. Il permet à l'utilisateur de vendre l'excès d'énergie produite à des tiers via le réseau électrique, augmentant ainsi les revenus de l'utilisateur.

Cependant, il y a aussi des inconvénients à prendre en compte :

1. Tout comme le site autonome, l'installation et l'entretien d'un site à EnR connecté au réseau peut être coûteux et nécessiter des investissements importants.
2. Il peut y avoir des problèmes de fiabilité et de stabilité du réseau électrique lorsque les besoins en énergie dépassent la capacité de production locale.
3. Il peut y avoir des difficultés pour connecter le site au réseau électrique existant, notamment dans les zones éloignées ou rurales.

2.2.4 Avantages et limites des systèmes multi-source

Les systèmes multi-source à EnR combinent différentes sources d'EnR pour fournir une alimentation électrique plus fiable et stable. Voici quelques avantages et limites de ces systèmes.

Avantages des systèmes multi-source à EnR :

1. **Amélioration de la fiabilité de l'alimentation électrique** : Les systèmes multi-source à EnR permettent de compenser les variations de production des différentes sources d'énergie, garantissant ainsi une alimentation électrique plus fiable et stable.
2. **Réduction des coûts** : Ils permettent de réduire les coûts en utilisant différentes sources d'EnR en fonction de leur disponibilité et de leur coût, ce qui peut réduire la dépendance à une seule source d'EnR.
3. **Réduction des émissions de gaz à effet de serre** : Les systèmes permettent de réduire les émissions de gaz à effet de serre en utilisant des sources d'EnR plutôt que des combustibles fossiles.
4. **Utilisation optimale des ressources** : Les systèmes multi-source permettent d'utiliser de manière optimale les ressources énergétiques disponibles, en combinant différentes sources d'EnR pour fournir une alimentation électrique plus stable.

Limites des systèmes multi-source à [EnR](#) :

1. **Complexité** : Ces systèmes sont souvent complexes et peuvent nécessiter des compétences spécialisées pour leur mise en œuvre et leur maintenance.
2. **Coût** : Ces systèmes peuvent être coûteux en raison des frais de mise en place, de la maintenance et de la formation des utilisateurs.
3. **Dépendance aux conditions météorologiques** : Ces systèmes dépendent des conditions météorologiques pour la production d'énergie, ce qui peut rendre leur alimentation électrique instable.
4. **Nécessité d'un stockage d'énergie** : Ils nécessitent souvent un stockage d'énergie pour garantir une alimentation électrique stable en cas de variations de production des différentes sources d'énergie. Cela peut augmenter les coûts et la complexité du système.

2.3 Description des différentes sources d'énergies

Dans un système multi-sources, différentes sources d'[EnR](#) peuvent être combinées avec un système de stockage. Dans cette partie, nous présentons les sources d'énergie les plus répandus dans un système autonome multi-source à [EnR](#).

2.3.1 Les panneaux photovoltaïques

L'énergie photovoltaïque est une énergie à la portée de tout le monde, elle se démarque des autres énergies par sa disponibilité, sa fiabilité et son abondance sur terre [[Din00](#)]. En outre, l'électricité issue de l'énergies solaire est considérée comme la source d'[EnR](#) la plus prometteuse au potentiel inépuisable. C'est l'une des technologies d'[EnR](#) ayant connu une croissance la plus rapide et elle joue un rôle prépondérant dans les échanges mondiaux d'énergie [[Ene22b](#)]. En 2020, la capacité totale d'électricité solaire dans le monde était de 710 GW et rien qu'en 2021 une nouvelle capacité de 125 GW ont été ajoutée, ce qui fait de l'énergie solaire la plus grande capacité ajoutée par rapport aux autres sources d'[EnR](#) [[Ene22b](#)]. Cette croissance spectaculaire peut être expliquée par le fait que le coût de fabrication des modules solaires a diminué de manière considérable au cours de la dernière décennie. Ce qui les rend non seulement abordable mais souvent la forme d'électricité la moins chère. Les prix des panneaux solaires ont chuté entre 2010 et 2022 de 93% comme on peut l'observer sur [[Ene22b](#)].

La [figure 2.3](#) montre l'ajout nets de capacité renouvelable par pays et par région entre 2019 et 2021. Il est clair que la Chine maintient largement sa part de marché en matière de déploiement en 2021, soit 46% des ajouts de capacité renouvelable dans le monde. Cependant, il convient de souligner que sa capacité renouvelable a diminué de 2% en 2021 par rapport à 2020. En ce qui concerne les installations photovoltaïques en 2021, une diminution de 22% est observée par rapport à 2020 selon le rapport [[Age22](#)]. L'union européenne occupe la deuxième place dans la croissance de la capacité des énergies renouvelables. En 2021, il faut souligner une nette augmentation de la capacité renouvelable, seulement cette année, l'énergie solaire représentait à elle seule la plus grande partie de l'expansion. Malgré la pandémie, la capacité d'[EnR](#) augmente ailleurs dans le monde, à l'exception des États-Unis, qui ont été empêchés d'une croissance beaucoup plus rapide en raison de problèmes de chaîne d'approvisionnement et de logistique. Cependant l'Association des nations de l'Asie

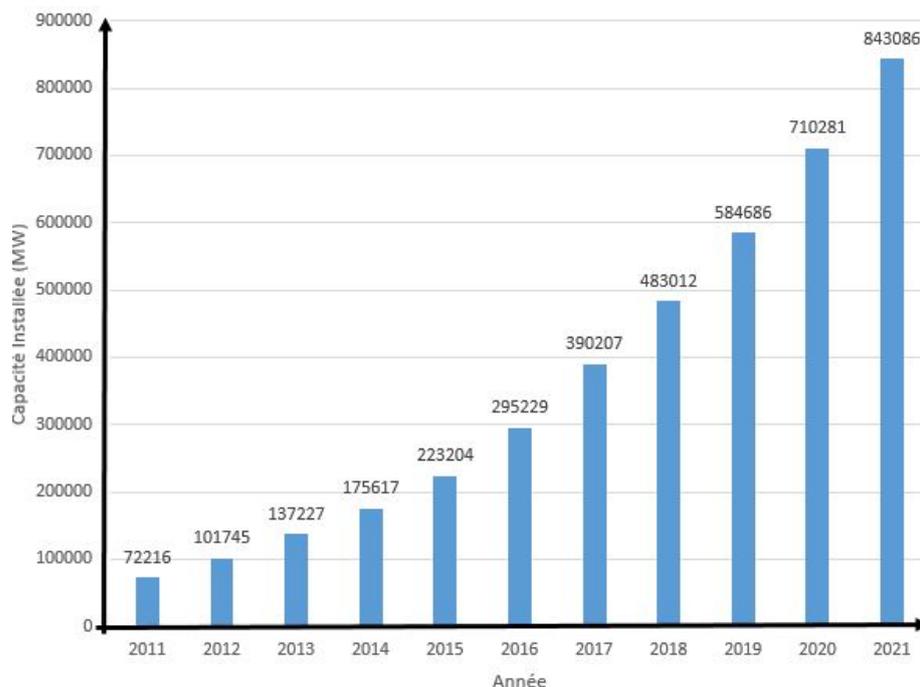


FIGURE 2.2 : Capacité mondiale de production d'énergie solaire installée de 2011 à 2021 [Ene22b].

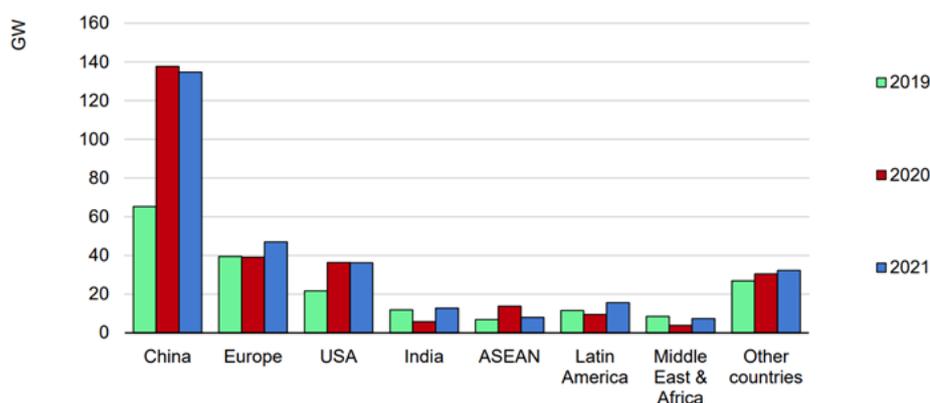


FIGURE 2.3 : Ajouts nets de capacité renouvelable par pays et par région entre 2019-2021 [Age22].

du Sud-Est (ASEAN), a connu une baisse de 40% en glissement annuel, bien que 2021 soit légèrement supérieure à 2019 [Age22]. En ce qui concerne l'Afrique, la capacité installée en énergie renouvelable sur le continent est illustrée dans la figure 2.4 et la tendance en matière d'EnR telles que l'énergie solaire, l'éolienne, bioénergie, géothermie, l'hydro-électricité, de l'énergie marine et du pompage n'ont cessé de croître depuis 2016 en passant de 40 504 MW à 59 059 MW en 2021.

2.3.1.1 Les différentes technologies des panneaux

Comme illustré sur la figure 2.5, l'effet photovoltaïque est un phénomène physique caractéristique de certains matériaux appelés semi-conducteurs qui produisent de l'électricité lorsqu'ils sont exposés à la lumière. Le plus célèbre d'entre eux est le silicium cristallin, qui est utilisé majoritairement dans les panneaux de nos jours. Cependant, de nombreuses autres technologies ont déjà été développées industriellement, telles que les couches minces et d'autres technologies en phase de recherche. Bien que d'autres suscitent l'intérêt des

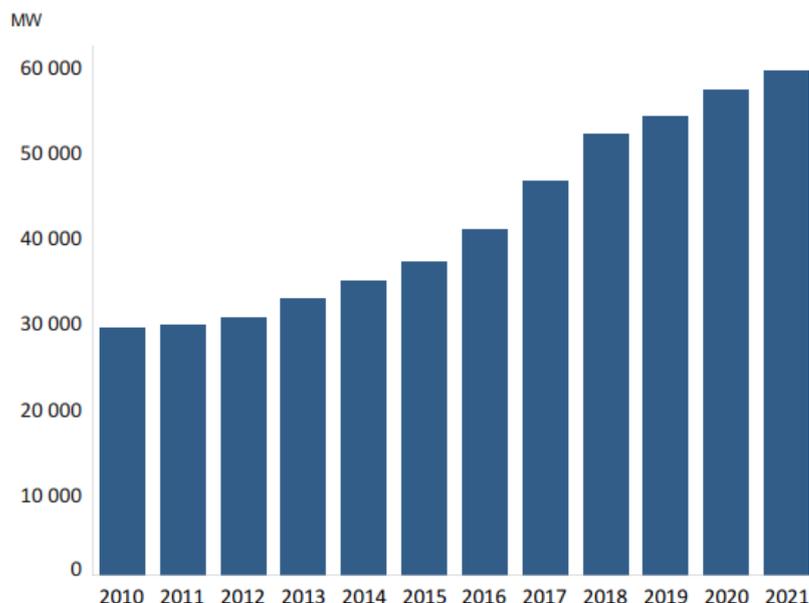


FIGURE 2.4 : Capacité de puissance renouvelable installée en Afrique [Ene22a].

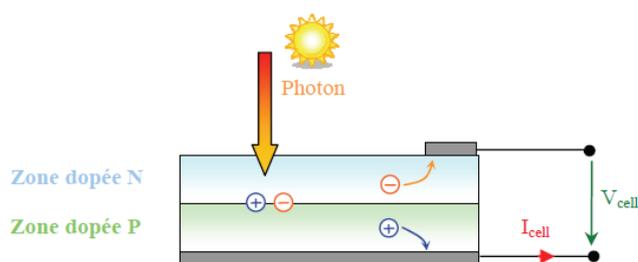


FIGURE 2.5 : Effet photovoltaïque [Pet09].

scientifiques, le silicium reste le matériau le plus utilisé sur Terre, représentant environ 28 % de la croûte terrestre.

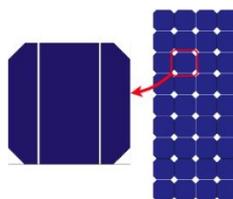


FIGURE 2.6 : Représentation des différents cellules d'un module photovoltaïque.

De manière générale, la figure 2.6 montre que les panneaux photovoltaïques sont composés de multiples cellules, chacune constituée de silicium cristallin. Au contact de la lumière solaire, ces cellules convertissent les photons en électricité. Il existe différents types de cellules comme montre la figure 2.7 et elles se distinguent par les technologies silicium qu'elle constitue [Dah15].

- Cellules photovoltaïque en silicium monocristallin : Les cellules de silicium monocristallin sont constituées d'un monocristal de silicium dispersé en une seule tranche.
- Cellule photovoltaïque en silicium polycristallin : les cellules de silicium polycristallin sont constituées de plusieurs cristaux de silicium.

- Cellule au silicium amorphe : Les cellules de silicium amorphe sont constituées de silicium amorphe, non cristallisé, étalé sur une fine plaque de verre.

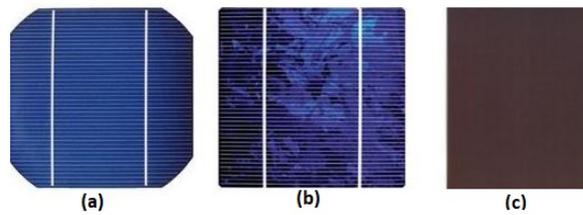


FIGURE 2.7 : Les différents types de cellules photovoltaïques en silicium : (a) Cellule mono-cristalline, (b) Cellule poly-cristalline et (c) Cellule amorphe.

Les panneaux photovoltaïques utilisés dans cette étude sont équipés de cellules polycristallines qui ont été choisis lors de l'installation de la centrale (avril 2014) en fonction de leur coût par rapport aux cellules monocristallines.

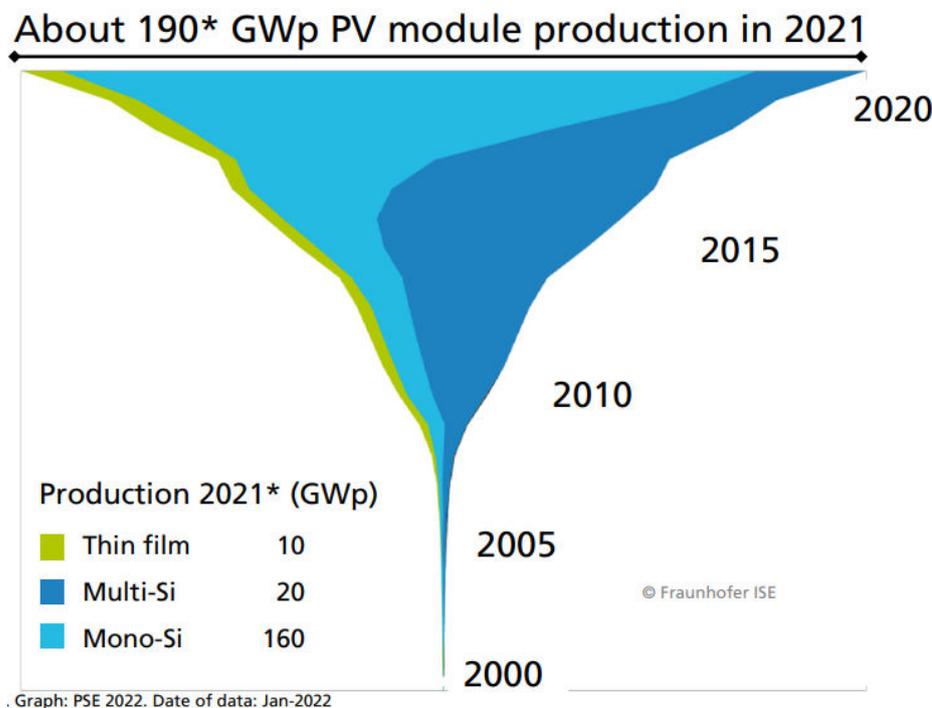


FIGURE 2.8 : Production annuelle de PV par technologie dans le monde (en GWp) [PW23].

Cependant, depuis 2017, la production annuelle de panneaux solaires monocristallins ne cesse d'augmenter comme illustré sur la [figure 2.8](#), principalement en raison de son coût plus abordable [PW23].

La [figure 2.9](#) démontre que chaque fois que la production globale de modules photovoltaïques a doublé au cours des 41 dernières années, le prix enregistré a connu une baisse d'environ 25 %, comme indiqué dans l'étude menée par [PW23].

Le [tableau 2.1](#) compare les performances des différentes cellules en silicium disponibles sur le marché. Il est possible de remarquer que la cellule monocristalline a une performance supérieure à celle des cellules polycristallines et amorphes.

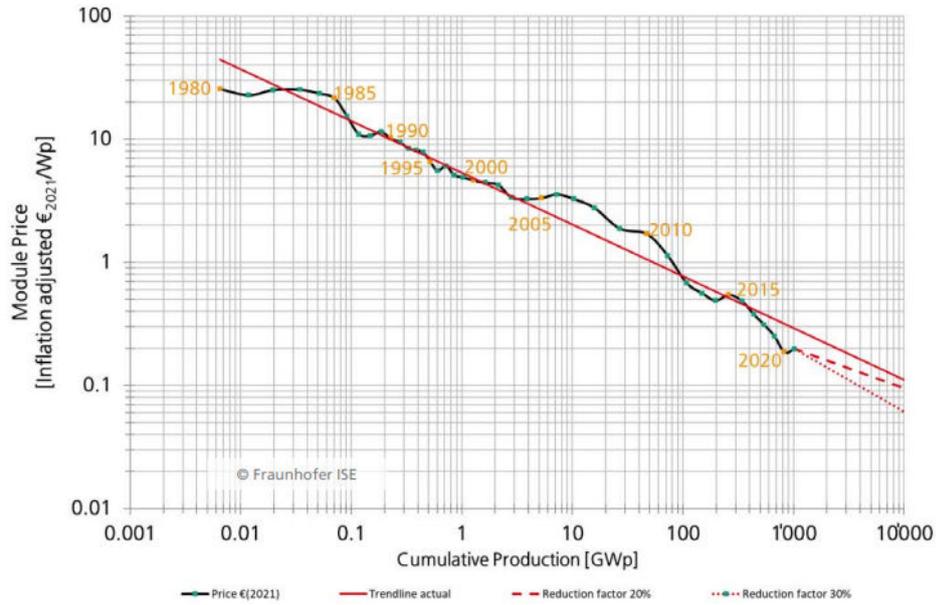


FIGURE 2.9 : Graphique d'évolution des prix, englobant l'ensemble des technologies photovoltaïques actuellement disponibles sur le marché [PW23].

TABLE 2.1 : Comparaison des cellules solaires en silicium en 2023.

Technologie	Rendement des cellules (%)	Influence Température (% /°C)	Taux dégradation (% /ans)
Monocristallin	16 à 24	-0,442	-0,38
Polycristallin	13 à 18	-0,416	-0,35
Amorphe	6 à 7	+0,175	-1,15

2.3.1.2 Connexion des cellules

Par ailleurs, connecter plusieurs cellules en série et/ou en parallèle permet d'avoir un générateur solaire dont la puissance est adaptée aux besoins de l'application [PA97a]. La connexion en série des cellules permet d'accroître la tension du module photovoltaïque comme montre la figure 2.10. En effet, cette connexion garantit que le même courant électrique traverse toutes les cellules, tandis que la tension du module photovoltaïque est égale à la somme des tensions de chaque cellule suivant l'équation 2.1 et 2.2 :

$$I_{sc} = I_{cc} \tag{2.1}$$

$$V_{sc} = n_s \times V_{co} \tag{2.2}$$

avec I_{sc} , V_{sc} le courant et tension de court-circuit obtenu en association série, et I_{cc} , V_{co} le courant et tension de court-circuit de la cellule.

Toutefois une connexion parallèle des cellules permet d'augmenter le courant du module photovoltaïque cette fois comme illustré sur la figure 2.11. Ce raccordement fait en sorte que toutes les cellules ont une tension commune, tandis que le courant du module photovoltaïque est égal à la somme des courants de chaque cellule suivant l'équation 2.3 et 2.4 :

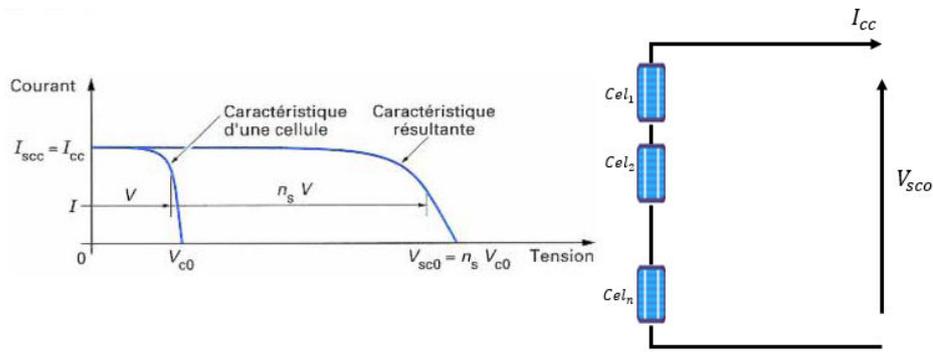


FIGURE 2.10 : Caractéristique résultantes d'une connexion de n_s cellules en série [PA97a].

$$I_{pcc} = n_p \times I_{cc} \quad (2.3)$$

$$V_{pco} = V_{co} \quad (2.4)$$

avec I_{pcc} , V_{pco} le courant et tension de court-circuit obtenu en association parallèle, et I_{cc} , V_{co} le courant et tension de court-circuit de la cellule.

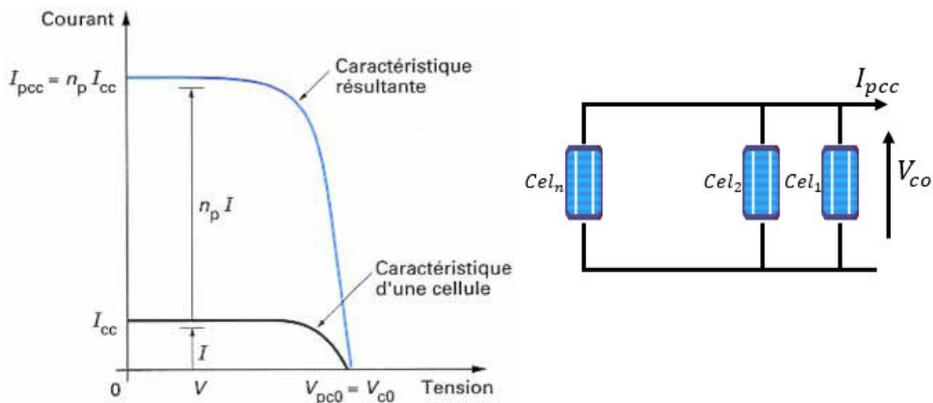


FIGURE 2.11 : Caractéristique résultantes d'une connexion de n_p cellules en parallèle [PA97a].

Chaque panneau photovoltaïque installé à la centrale est composé de 60 cellules reliées en série. Chaque cellule produit une tension de circuit ouvert V_{co} de 0,627 V, ce qui donne une tension de sortie V_{sco} totale de 37,62 V par module.

2.3.1.3 Avantages et inconvénients des modules photovoltaïques

Les avantages des panneaux photovoltaïques sont :

1. **EnR** : les panneaux photovoltaïques utilisent l'énergie solaire pour produire de l'électricité, une source d'EnR et non polluante.
2. **Durabilité** : les panneaux photovoltaïques ont une longue durée de vie et peuvent fonctionner pendant plus de 25 ans avec peu d'entretien.
3. **Économies d'énergie** : leur utilisation peut réduire considérablement les coûts d'énergie pour les propriétaires de maison et les entreprises.
4. **Fiabilité** : Ils sont robustes et résistants aux intempéries, ce qui les rend fiables pour la production d'électricité même dans des conditions météorologiques difficiles.

Cependant, il y a aussi des inconvénients :

1. **Coût initial élevé** : l'installation de panneaux photovoltaïques peut être coûteuse, bien que les coûts aient considérablement diminué ces dernières années.
2. **Dépendance aux conditions météorologiques** : la production d'énergie photovoltaïque dépend de l'intensité de la lumière solaire, ce qui signifie que la production d'énergie peut varier en fonction des conditions météorologiques.
3. **Espace nécessaire** : l'installation de panneaux peut nécessiter une grande surface pour obtenir une production d'électricité optimale.
4. **Problèmes de recyclage** : Ils contiennent des matériaux qui peuvent être difficiles à recycler en fin de vie, ce qui peut avoir un impact environnemental négatif.

2.3.2 Les systèmes Éoliens

Les systèmes éoliens sont des sources d'EnR qui convertissent l'énergie cinétique du vent en énergie électrique. Ils peuvent être utilisés dans les systèmes de MR pour fournir de l'électricité propre et durable aux utilisateurs. Bien que la production d'énergie éolienne remonte à la fin du XIXe siècle, le secteur moderne de l'énergie éolienne est apparu dans les années 1980. Selon l'Agence Internationale des Énergies Renouvelables (International Renewable Energy Agency) (IRENA), la capacité mondiale installée de production d'énergie éolienne a augmenté de 98 fois entre 1997 et 2018, passant de 7,5 GW à 733 GW. La capacité éolienne terrestre ou dite « onshore » est passée de 178 GW en 2010 à 699 GW en 2020, tandis que l'énergie éolienne en mer ou dite « offshore » a augmenté de manière proportionnelle mais à partir d'une base plus faible, passant de 3,1 GW en 2010 à 34,4 GW en 2020 [Ene22c]. Il reste un potentiel important de déploiement et d'amélioration pour les énergies éoliennes terrestres et en mer. Grâce à l'amélioration de la technologie, les coûts ont diminué et les facteurs de capacité ont augmenté. Le Coût Actualisé de l'Électricité (Levelized Cost Of Energy) (LCOE) éolienne terrestre moyenné à l'échelle mondiale est passé de 0,089 USD/kWh à 0,039 USD/kWh entre 2010 et 2020. La capacité des éoliennes a également augmenté, les nouveaux projets d'énergie éolienne ayant une capacité de 3 à 4 MW à terre et de 8 à 12 MW en mer [Ene22c]. La Capacité énergétique éolienne installée onshore et offshore dans le monde entier est présentée dans la figure 2.12. Cette figure met en évidence une nette avancée des éoliennes offshore par rapport aux éoliennes onshore, avec une croissance de 422 GWh en 2011 à 1488 GWh en 2020. Bien que les installations onshore aient également connu une augmentation depuis 2016. Comme illustré sur la figure 2.13, la capacité éolienne installée en Afrique a continué de croître en 2021, atteignant 7334 MW, soit légèrement inférieure à la capacité électrique solaire installée sur le continent.

2.3.2.1 Les principaux types d'éoliennes

Les systèmes éoliens utilisés dans les systèmes de MR sont généralement des éoliennes de petite à moyenne puissance, allant de quelques kilowatts à plusieurs mégawatts. Ces éoliennes peuvent être installées sur des mâts, des tours ou des bâtiments, et peuvent être connectées directement à un système électrique local ou à un réseau électrique existant. Il existe deux principaux types d'éoliennes utilisées dans les systèmes de MR : les éoliennes à **axe horizontal** et les éoliennes à **axe vertical** comme illustré dans la figure 2.14. Les éoliennes à axe horizontal ont des pales qui tournent autour d'un axe horizontal, tandis que les éoliennes à axe vertical ont des pales qui tournent autour d'un axe vertical comme :

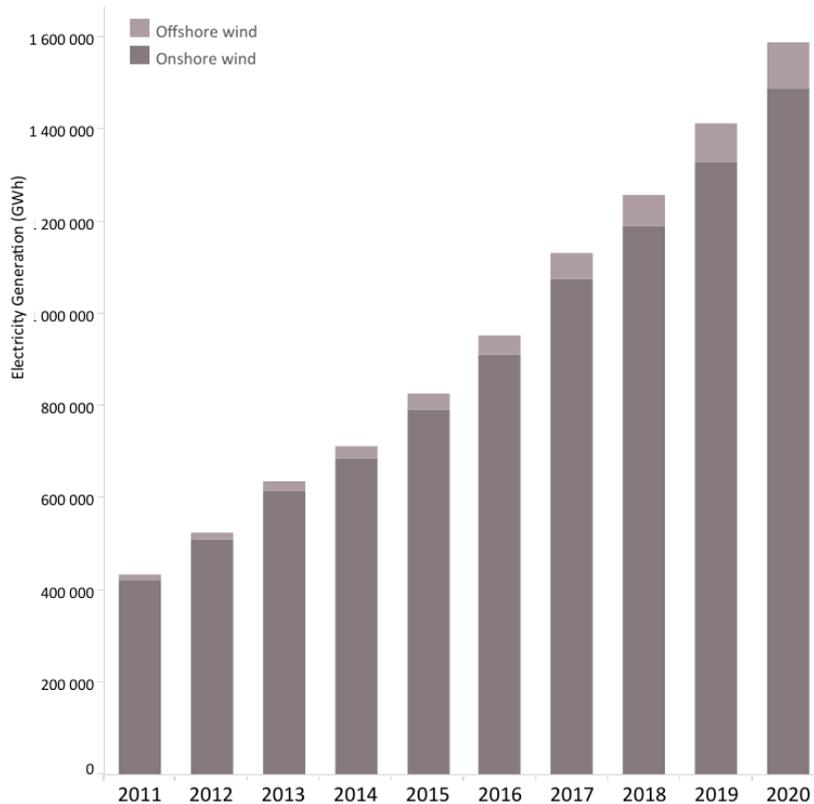


FIGURE 2.12 : Capacité énergétique éolienne installée onshore et offshore dans le monde entier [Ene22c].

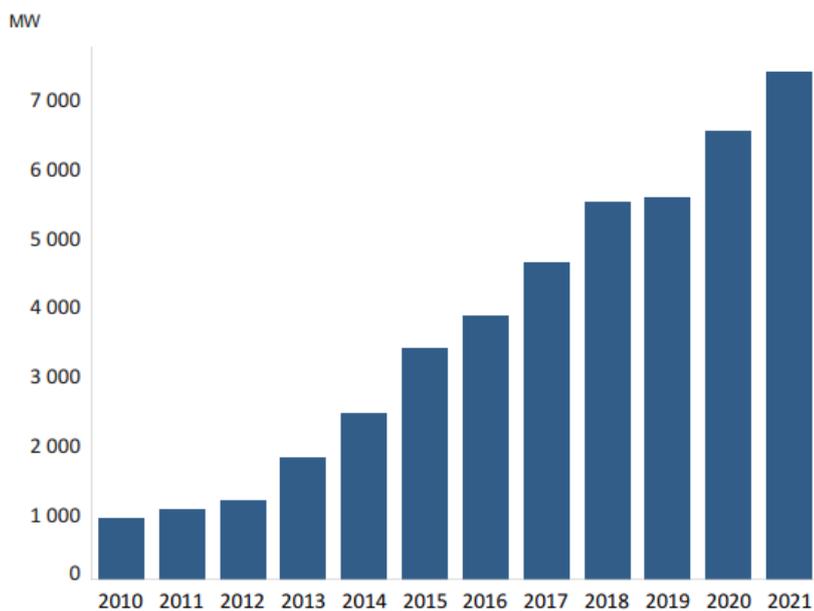


FIGURE 2.13 : Capacité éolienne installée en Afrique [Ene22a].

l'éolienne de Savonius (2 à 4 pales), l'éolienne de Darrieus (2 à 3 pales), l'éolienne en hélice (3 pales), un rotor vertical (2 à 3 pales) selon [lem23]. Les éoliennes à axe horizontal sont les plus couramment utilisées dans les systèmes de MR, car elles ont une puissance de sortie et une efficacité énergétique élevée.

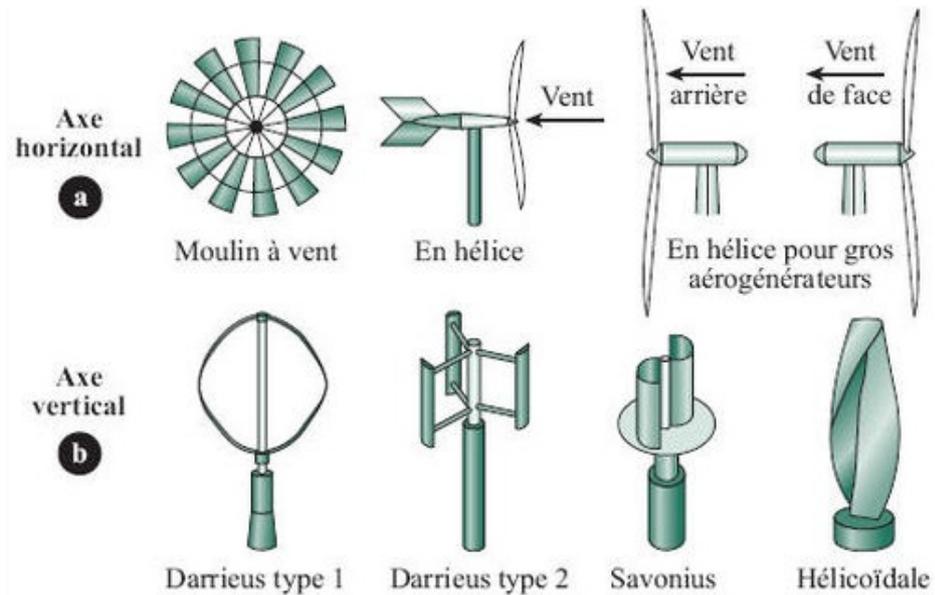


FIGURE 2.14 : Éoliennes à axe horizontal et vertical [lem23].

2.3.2.2 Composition générale d'une éolienne

Une éolienne est généralement composée des éléments suivants comme on peut le voir sur la figure 2.15 :

1. **Le rotor** : c'est la partie qui capte l'énergie du vent. Le rotor est composé de pales reliées à un moyeu qui est fixé à l'arbre de transmission.
2. **Le générateur** : il transforme l'énergie mécanique produite par le rotor en énergie électrique. Le générateur est généralement un alternateur à aimants permanents.
3. **Le système de commande** : il contrôle la direction et la vitesse de rotation des pales du rotor en fonction de la force et de la direction du vent. Le système de commande comprend des capteurs de vent, des actionneurs électriques et des unités de contrôle.
4. **La tour** : elle supporte le rotor, le générateur et le système de commande. La hauteur de la tour dépend de la taille de l'éolienne et de la vitesse du vent à l'emplacement où elle est installée.
5. **Les fondations** : elles maintiennent la tour en place. Les fondations peuvent être en béton ou en acier et doivent être conçues pour résister aux forces générées par le vent.
6. **Le système de câblage** : il permet de relier l'éolienne au réseau électrique pour injecter l'énergie produite. Le système de câblage comprend des câbles haute tension et des transformateurs.

2.3.2.3 Les avantages et inconvénients des éoliennes à axe vertical

Les éoliennes à axe vertical présentent des avantages et des inconvénients par rapport aux éoliennes à axe horizontal.

Avantages :

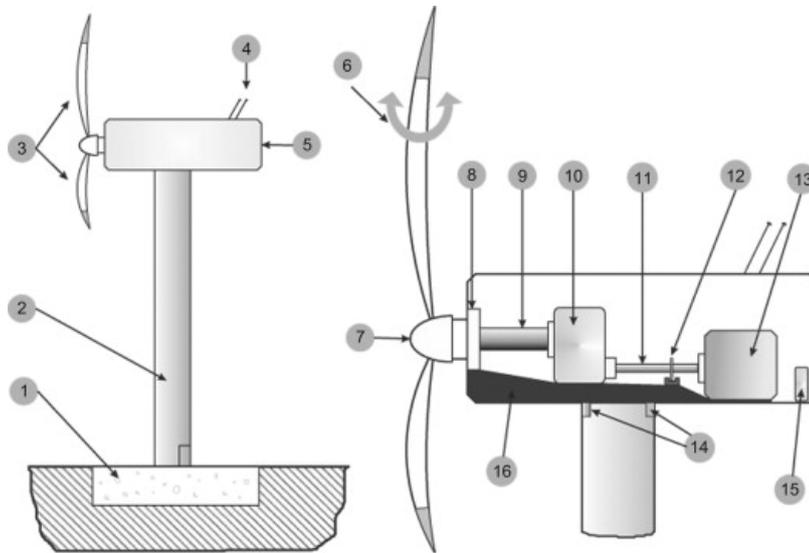


FIGURE 2.15 : Composants de l'éolienne : 1 - base/fondations ; 2 - tour ; 3 - pales ; 4 - unité météorologique (girouette et anémomètre) ; 5 - nacelle ; 6 - système de pas ; 7 - moyeu ; 8 - palier principal ; 9 - arbre à basse vitesse (principal) ; 10 - boîte de vitesses ; 11 - arbre à haute vitesse ; 12 - système de freinage ; 13 - générateur ; 14 - système d'orientation ; 15 - convertisseur ; 16 - plaque de base. N.B. chaîne cinématique = 9+11 [Pér+13].

1. **Faible vitesse de rotation** : Les éoliennes à axe vertical ont des pales qui tournent à une vitesse beaucoup plus faible que les éoliennes à axe horizontal, ce qui les rend plus silencieuses et plus sûres.
2. **Performance en vent faible** : Les éoliennes à axe vertical ont tendance à être plus efficaces à des vitesses de vent plus faibles, ce qui les rend plus adaptées aux zones où les vents sont plus légers.
3. **Adaptabilité** : Les éoliennes à axe vertical peuvent être installées dans des espaces limités et ont une forme compacte, ce qui les rend plus adaptables pour les installations en ville ou les bâtiments.

Inconvénients :

1. **Coût** : Les éoliennes à axe vertical sont généralement plus chères à l'achat que les éoliennes à axe horizontal.
2. **Production d'énergie** : Les éoliennes à axe vertical produisent généralement moins d'énergie que les éoliennes à axe horizontal de puissance similaire, cela est dû à leur forme, leur taille et leur vitesse de rotation.
3. **Efficacité** : Les éoliennes à axe vertical ont tendance à être moins efficaces que les éoliennes à axe horizontal à des vitesses de vent plus élevées, ce qui peut limiter leur rendement énergétique.

2.3.2.4 Les avantages et inconvénients des éoliennes à axe horizontal

Les éoliennes à axe horizontal présentent des avantages et des inconvénients par rapport aux éoliennes à axe vertical.

Avantages :

1. **Production d'énergie** : Les éoliennes à axe horizontal produisent généralement plus d'énergie que les éoliennes à axe vertical de puissance similaire.
2. **Efficacité** : Les éoliennes à axe horizontal ont tendance à être plus efficaces que les éoliennes à axe vertical à des vitesses de vent plus élevées, ce qui peut augmenter leur rendement énergétique.
3. **Coût** : Les éoliennes à axe horizontal sont généralement moins chères à l'achat que les éoliennes à axe vertical.

Inconvénients :

1. **Grande vitesse de rotation** : Les éoliennes à axe horizontal ont des pales qui tournent à une vitesse plus élevée que les éoliennes à axe vertical, ce qui les rend plus bruyantes et peut être plus dangereuses pour les oiseaux.
2. **Performance en vent faible** : Les éoliennes à axe horizontal ont tendance à être moins efficaces à des vitesses de vent plus faibles, ce qui les rend moins adaptées aux zones où les vents sont plus légers.
3. **Adaptabilité** : Les éoliennes à axe horizontal ont besoin d'espace pour fonctionner correctement, donc elles ne sont pas adaptées pour les installations en ville ou les bâtiments.

2.4 Description des différents types de systèmes de stockage

Les systèmes de stockage d'énergie sont utilisés dans les systèmes de MR pour stocker l'énergie produite par les sources d'EnR, comme l'énergie solaire et éolienne, pour une utilisation ultérieure lorsque les sources d'EnR ne sont pas disponibles ou ne peuvent pas satisfaire les besoins en électricité. Ils peuvent également être utilisés pour stabiliser la tension et la fréquence de l'alimentation électrique et pour injecter de l'électricité excédentaire dans le réseau électrique existant.

Il existe différents types de systèmes de stockage d'énergie utilisés dans les systèmes de MR, chacun ayant ses propres avantages et inconvénients. Les types les plus couramment utilisés sont les suivants.

2.4.1 Les batteries

Les batteries sont des dispositifs électrochimiques qui stockent de l'énergie sous forme chimique et la libèrent sous forme d'énergie électrique. Les batteries sont les systèmes de stockage d'énergie les plus couramment utilisés dans les systèmes de MR. Elles peuvent être utilisées pour stocker l'énergie produite par les sources à EnR (Solaire, Éolienne, etc..) ou non conventionnel. Les principales caractéristiques des batteries sont :

1. **La tension nominale** : est la tension maximale que la batterie peut fournir lorsqu'elle est complètement chargée.
2. **La Capacité** : d'une batterie est la quantité d'énergie qu'elle peut stocker et fournir. Elle est mesurée en ampères-heures (Ah) ou en milliampères-heures (mAh).

3. **La durée de vie** : d'une batterie dépend de nombreux facteurs, tels que la qualité de la batterie, la fréquence de charge et de décharge, la température et l'humidité.
4. **Le temps de charge** : d'une batterie dépend de sa capacité et du chargeur utilisé.
5. **Le taux de décharge** : d'une batterie indique la vitesse à laquelle elle se décharge. Il est généralement exprimé en pourcentage de la capacité nominale de la batterie par heure (Ah).

Il existe plusieurs types des batteries, chacune ayant ses propres caractéristiques et avantages. Voici quelques-uns des types les plus courants dans le marché :

- **Batteries au plomb-acide** : ces batteries sont les plus couramment utilisées dans les voitures et les motos. Elles sont relativement peu coûteuses, ont une bonne capacité et une longue durée de vie.
- **Batteries lithium-ion** : ces batteries sont légères et ont une densité énergétique élevée, ce qui les rend idéales pour une utilisation dans les téléphones portables, les ordinateurs portables et les véhicules électriques.
- **Batteries nickel-cadmium** : ces batteries ont une longue durée de vie et sont utilisées dans les outils électriques, les jouets et les équipements médicaux.
- **Batteries nickel-métal-hydrure** : similaires aux batteries nickel-cadmium, ces batteries ont une meilleure capacité et sont utilisées dans les appareils photo numériques, les téléphones portables et les ordinateurs portables.
- **Batteries au lithium-polymère** : similaires aux batteries lithium-ion, ces batteries sont légères, ont une densité énergétique élevée et sont souvent utilisées dans les drones.

2.5 La gestion des flux d'énergie dans un MR

La gestion efficace des flux énergétiques dans un MR est essentielle pour assurer une utilisation optimale de l'énergie disponible, minimiser les coûts et améliorer la fiabilité du système.

2.5.1 Configuration des systèmes multi-source

Les sources d'EnRs ont des caractéristiques opérationnelles très différentes, il est donc nécessaire d'établir une procédure standard pour intégrer toutes les sources dans un système unique. En effet, il existe plusieurs configurations possibles pour intégrer les différentes sources d'EnRs [CS14] : configuration couplée en Courant Continu CC, configuration couplée en Courant Alternatif CA et configuration couplée hybride (CA-CC) [FS06] [Las+02].

2.5.1.1 Configuration à bus CA

Cette configuration à bus à CA s'est imposé avec l'avancement de la technologie, de l'électronique de puissance et de l'apparition des onduleurs plus efficace. Le système de stockage est connecté au bus par un convertisseur bidirectionnel CC-CA. L'énergie solaire et éolienne sont assurée par deux convertisseur solaire et éolien (CC-CA et CA-CA). L'ensemble

du système et le réseau alimente la charge en courant alternatif et à fréquence constante comme montre la [figure 2.16](#). Une configuration à bus **CA** est un système électrique qui utilise un bus de courant alternatif pour connecter différents composants électroniques. Dans ce type de configuration, un bus **CA** est utilisé pour connecter des sources d'énergie (comme des générateurs électriques ou des réseaux électriques) à des transformateurs, des onduleurs, des dispositifs de stockage et distribuer l'énergie. Cette configuration est utilisée dans des systèmes énergétiques courant tels que les réseaux électriques domestiques et industriels, les systèmes de climatisation, les systèmes de chauffage, les éclairages, etc.

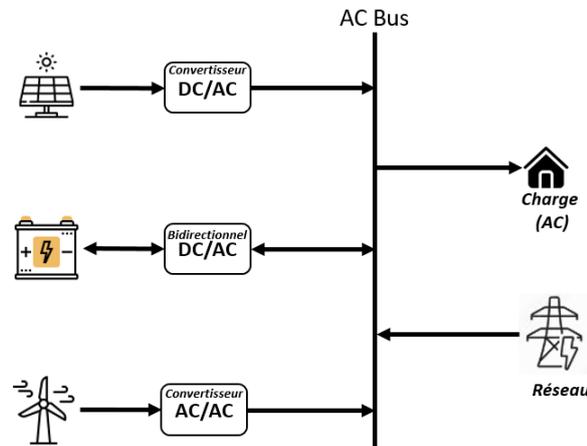


FIGURE 2.16 : Configuration d'un système à bus **CA** [CS14].

Les avantages d'une configuration à bus **CA** comprennent :

- La tension de ligne plus élevée permet de transmettre de l'énergie sur de plus longues distances avec moins de pertes de puissance.
- Les systèmes à bus **CA** peuvent facilement être synchronisés pour permettre la transmission d'énergie entre différents systèmes électriques.
- Les systèmes à bus **CA** peuvent facilement être connectés à des sources d'énergie alternatives, comme les éoliennes ou les panneaux solaires.

Les inconvénients d'une configuration à bus **CA** comprennent :

- Les systèmes à bus **CA** peuvent être plus coûteux à installer et à entretenir que les systèmes à bus **CC**.
- Les systèmes à bus **CA** peuvent être plus sensibles aux perturbations électriques.
- Il peut être plus difficile de contrôler la puissance transmise dans les systèmes à bus **CA**.

2.5.1.2 Configuration à bus **CC**

Dans cette configuration de bus **CC**, les sources d'EnRs sont connectées au bus **CC** comme illustré sur la [figure 2.17](#). Le bus de **CC** dessert la charge avec un convertisseur (**CC/CC**) qui fournit un niveau de tension constant à l'utilisateur. L'énergie éolienne est convertie par un convertisseur de bus à courant continu (**CA/CC**), la sortie du générateur solaire est contrôlée par un convertisseur (**CC/CC**) et pour la batterie, elle est chargée et déchargée par un convertisseur (**CC-CC**). Une configuration à bus **CC** est un système électrique qui utilise

un bus de courant continu pour connecter différents composants électroniques. Dans ce type de configuration, un bus **CC** est utilisé pour connecter des sources d'énergie (comme des panneaux solaires ou des batteries) à des chargeurs, des onduleurs et des dispositifs de charge/décharge pour stocker et distribuer l'énergie. Cette configuration est utilisée dans des systèmes énergétiques comme les véhicules électriques, les systèmes de stockage d'**EnR**, les systèmes de contrôle de charge pour les batteries et les systèmes de gestion de l'énergie pour les bâtiments et les installations industrielles.

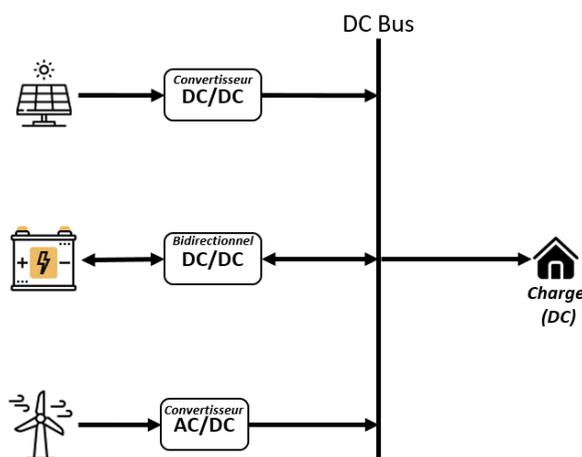


FIGURE 2.17 : Configuration d'un système à bus **CC** [CS14].

Les avantages d'une configuration à bus **CC** incluent :

- Efficacité énergétique élevée : les systèmes à **CC** n'ont pas besoin de convertisseur de courant continu en courant alternatif (**CC-CA**), ce qui réduit les pertes électriques et augmente l'efficacité globale.
- Meilleur contrôle de la charge et de la décharge des batteries : les systèmes à **CC** permettent un meilleur contrôle de la charge et de la décharge des batteries, ce qui prolonge leur durée de vie.
- Meilleure capacité à gérer les variations de charge : les systèmes à **CC** sont plus adaptables aux variations de charge et peuvent gérer des charges plus importantes.
- Utilisation dans les systèmes de stockage d'**EnR** : les systèmes à **CC** sont souvent utilisés dans les systèmes de stockage d'**EnR**, tels que les systèmes solaires et éoliens, car ils sont capables de gérer des variations de charge importantes.

Les inconvénients d'une configuration à bus **CC** incluent :

- Nécessité d'un convertisseur pour l'utilisation de certains appareils : Les appareils électroniques courants utilisent le (**CA**), il est donc nécessaire de convertir le courant continu en courant alternatif pour les utiliser.
- Plus complexe : les systèmes à **CC** sont généralement plus complexes que les systèmes à courant alternatif, ce qui peut rendre leur installation et leur maintenance plus difficiles.

2.5.1.3 Configuration hybride CA-CC

Une configuration hybride peut desservir à la fois les bus en courant continu et en courant alternatif comme indiqué sur la [figure 2.18](#). Semblable à la configuration du bus CA, le système de stockage est connecté au bus via un convertisseur bidirectionnel (CA-CC). L'énergie solaire et éolienne est produite par deux onduleurs solaires et éoliens (CC-CA et CA-CA). Pour les charges CA, il est alimenté en courant alternatif et à fréquence constante par l'ensemble de l'installation et du réseau, et pour les charges CC, il est alimenté par un transformateur (CA-CC). Une configuration hybride CA-CC est un système électrique qui utilise à la fois des CA et des CC. Cela permet de combiner les avantages des deux types de courant pour améliorer les performances du système électrique.

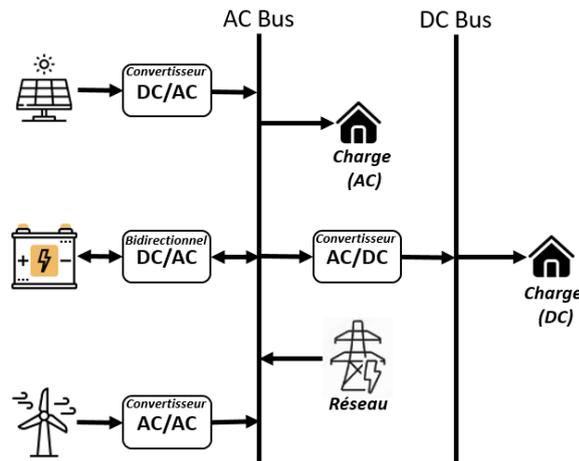


FIGURE 2.18 : Configuration d'un système hybride à bus CA-CC.

Les avantages d'une configuration hybride CA-CC sont :

- Elle peut améliorer l'efficacité énergétique en utilisant des convertisseurs pour optimiser la transmission de l'énergie entre les différents composants du système.
- Elle peut réduire les pertes de puissance en utilisant des courants continus pour des parties spécifiques du système qui ont des besoins de puissance élevés.
- Elle peut faciliter l'intégration des sources d'EnRs, comme les éoliennes et les panneaux solaires qui produisent généralement de l'énergie en courant continu.

Les inconvénients d'une configuration hybride CA-CC sont :

- Elle peut être plus complexe et coûteuse à installer et à entretenir que les systèmes électriques simples.
- Il peut être nécessaire d'utiliser des équipements de conversion de courant supplémentaires, ce qui peut augmenter les pertes de puissance.
- Il peut être nécessaire de gérer des tensions et des fréquences différentes à différents endroits du système, ce qui peut rendre le système plus difficile à gérer.

2.5.2 Différent contrôle d'un MR

La gestion de l'énergie est la mise en place de stratégies et de technologies pour maximiser l'utilisation efficace de l'énergie dans un bâtiment ou une installation [CS14]. Différents types des sources d'énergie peuvent être utilisés pour les différentes architectures de contrôle de gestion de l'énergie.

2.5.2.1 Dispositif de contrôle centralisé

Le dispositif de contrôle centralisé est un système qui permet de surveiller et de contrôler les différents systèmes énergétiques d'un bâtiment, tels que le chauffage, la climatisation, l'éclairage et les appareils électriques, depuis un seul endroit centralisé comme on peut le voir sur la [figure 2.19](#). Il peut inclure des capteurs, des actionneurs, des régulateurs et des logiciels de surveillance pour optimiser les performances énergétiques et réduire les coûts d'énergie.

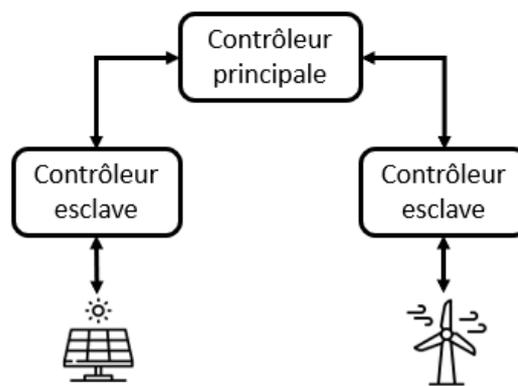


FIGURE 2.19 : Architecture de contrôle de gestion d'énergie : Centralisée [CS14] [Ola+16].

2.5.2.2 Dispositif de contrôle distribué

Le dispositif de contrôle distribué est un système qui permet de surveiller et de contrôler les divers systèmes énergétiques d'un bâtiment, tels que les appareils électriques, depuis différents emplacements répartis dans le bâtiment, comme illustré dans la [figure 2.20](#). Il peut inclure des capteurs, des actionneurs, des régulateurs et des logiciels de surveillance pour optimiser les performances énergétiques et réduire les coûts d'énergie. Il permet une plus grande flexibilité dans la mise en place des systèmes de contrôle et dans la répartition des tâches de contrôle.

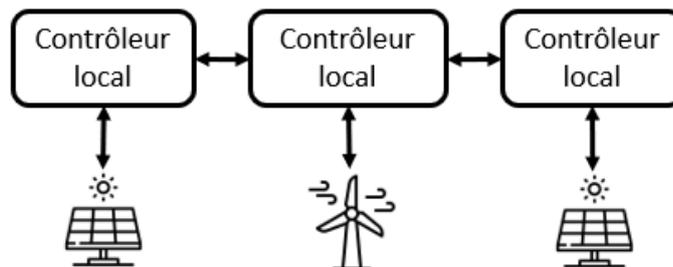


FIGURE 2.20 : Architecture de contrôle de gestion d'énergie : Distribuée [CS14] [Ola+16].

2.5.2.3 Dispositif hybride de contrôle centralisé et distribué

Un dispositif hybride de contrôle centralisé et distribué est un système qui combine les avantages des systèmes de contrôle centralisé et distribué pour optimiser les performances énergétiques d'un bâtiment ou d'une installation tel présenté dans la [figure 2.21](#). Il utilise une architecture de réseau qui relie des équipements de contrôle distribués à un système de commande centralisé. Les équipements de contrôle distribués peuvent inclure des capteurs, des actionneurs, des régulateurs et des logiciels de surveillance pour surveiller et contrôler les différents systèmes énergétiques locaux. Le système centralisé peut utiliser des algorithmes de contrôle avancés pour optimiser les performances énergétiques globales en prenant en compte les informations provenant des équipements de contrôle distribués. Cela permet une meilleure répartition de la charge de traitement et une meilleure résilience en cas de défaillance d'un composant.

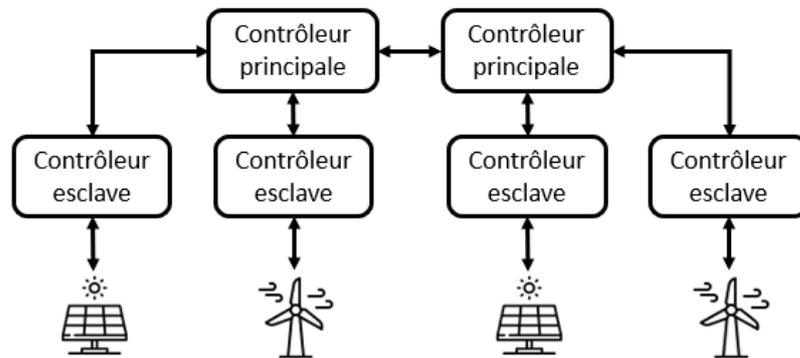


FIGURE 2.21 : Architecture de contrôle de gestion d'énergie : Hybride [CS14] [Ola+16].

2.6 Différent système de gestion de l'énergie d'un MR

De nombreuses recherches ont été menées sur les différentes stratégies de gestion d'énergie en utilisant diverses approches de solution afin d'atteindre une exploitation optimale et efficace des MR. Les méthodes d'optimisation les plus fréquemment utilisées peuvent être regroupées en trois grandes catégories selon [Amm+22] : les méthodes classiques, les méthodes artificielles et les méthodes hybrides. D'un autre côté, [Thi+22] a classifié ces différentes techniques d'optimisation utilisées dans les Systèmes de Gestion d'Énergie SGE en quatre catégories : SGE basé sur la méthode Intelligence Artificielle, SGE basé sur des méthodes conventionnelles, SGE basé sur la méthode métaheuristique et les SGE basé sur d'autres méthodes. La [figure 2.22](#) illustre les différents types de techniques d'optimisation utilisées dans les systèmes de gestion de l'énergie.

2.6.1 SGE basé sur des méthodes classiques

2.6.1.1 SGE basé sur des méthodes de programmation linéaires et non linéaires

Dans l'étude de [Pas+15], la stratégie de gestion de l'énergie a été développée en prenant en compte les prévisions de production d'EnR, les flux entrants/sortants pour chaque composant, ainsi que l'état de charge de la batterie. Toute disparité énergétique a été compensée par le réseau en permanence, tandis que la batterie ne compense que les variations quotidiennes et les divergences entre les mesures de puissance réelle et les

prévisions. La stratégie de gestion de l'énergie proposée, mentionnée dans la référence [Com+15], garantissait une prévision précise et fiable de la puissance électrique générée par l'installation pour le jour suivant, quelle que soit la situation ambiante. Ses deux principaux objectifs étaient de résoudre le défi de l'imprévisibilité de la production d'énergie des panneaux photovoltaïques et de réduire la dépendance au combustible principal. Tout déséquilibre énergétique était compensé par le réseau.

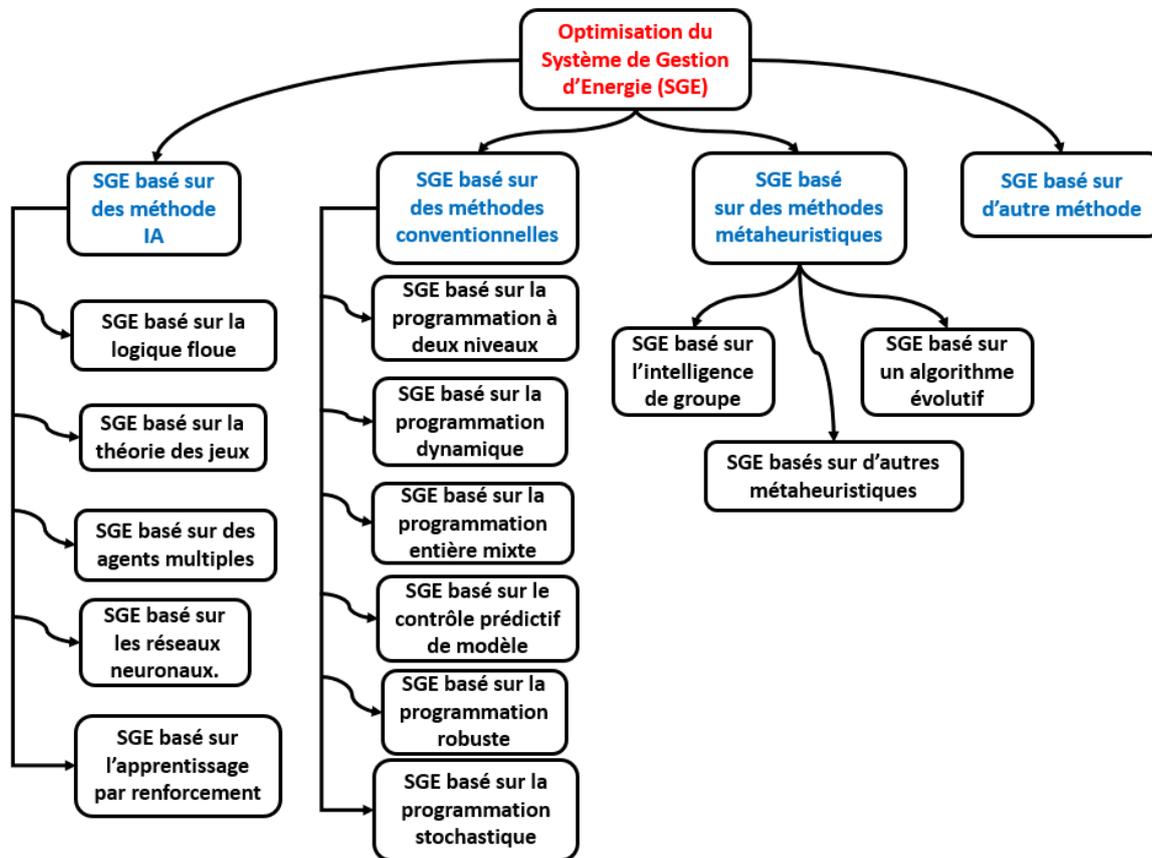


FIGURE 2.22 : Différents types de techniques d'optimisation utilisées dans les SGE [Thi+22].

Selon l'étude de [DB15], la stratégie de gestion de l'énergie s'appuyait sur la redirection de tout excès d'énergie photovoltaïque vers l'électrolyseur une fois que la batterie était chargée à 99,5%. Cette approche permet de préserver la batterie contre la surcharge. De plus, grâce à cette stratégie bien conçue, il n'était pas nécessaire d'utiliser une charge de dérivation, car l'énergie générée était parfaitement adaptée à la demande de charge. D'après la référence [IMM13a], l'objectif principal de la stratégie de gestion de l'énergie utilisée dans cette étude est de donner la priorité aux panneaux solaires et à la batterie pour alimenter la charge. Le générateur diesel est activé uniquement lorsque la puissance fournie par les panneaux solaires et la batterie est insuffisante, et lorsque le niveau de charge de la batterie atteint son minimum. Selon [Dah+13], la stratégie principale consiste à privilégier l'utilisation de l'énergie produite par le système PV. Le système éolien agit en complément du PV pour renforcer la production, tandis que le système diesel est prévu pour répondre à la demande en cas d'insuffisance d'énergie provenant des sources principales, tout en rechargeant la batterie. Un système de gestion d'énergie optimal pour un MR militaire distant a été réalisé dans cette étude [AOC17]. Ils ont utilisé un modèle de consommation de carburant du générateur diesel et la méthode de comptage Rainflow pour dimensionner la batterie et équilibrer les coûts opérationnels et d'investissement du MR. Leur approche a

été résolue avec un solveur spécial pour deux scénarios de fonctionnement des générateurs. L'efficacité de leur modèle a été confirmée grâce à des validations expérimentales. Une proposition de modèle de gestion de l'énergie optimale est développée pour un MR triphasé isolé dans cette étude [OCK14]. L'objectif principal est de minimiser les coûts de carburant, de démarrage et d'arrêt des générateurs thermiques, ainsi que les coûts de pénalité liés aux exigences en puissance réactive. Dans leur étude, [Hel+17] ont développé un modèle de gestion de l'énergie optimal pour un MR en mode îloté avec prise en compte de la gestion de la demande. Le modèle utilise des nombres entiers mixtes et est non linéaire. Son objectif principal est de minimiser les coûts opérationnels des générateurs thermiques. Il intègre également la gestion de la puissance active et réactive des générateurs thermiques côté alternatif, ainsi que l'utilisation efficace des unités de désalinisation de l'eau, tout en respectant des contraintes spécifiques.

2.6.1.2 SGE basé sur la programmation dynamique et les méthodes basées sur des règles logiques

Dans l'étude de [AQ15], les chercheurs ont proposé un modèle efficace de SGE visant à optimiser le fonctionnement d'un MR connecté au réseau. L'objectif principal était de minimiser le flux de trésorerie, en prenant en compte à la fois le coût des échanges d'énergie avec le réseau principal et le coût du vieillissement de la batterie. Deux scénarios de tarification énergétique, à savoir constant et dynamique, ont été étudiés. Les résultats ont montré que l'approche de programmation dynamique proposée surpassait la méthode basée sur des règles logiques en termes de performance et d'efficacité. [Alm+16] présente un modèle de gestion de l'énergie basé sur des règles logiques et centralisé pour les modes isolé et connecté au réseau d'un MR. En mode isolé, la pile à combustible ne fonctionne que lorsque le SOC de la batterie est inférieur à 80%. En mode connecté au réseau, le SOC de la batterie doit rester supérieur à 60% pour garantir un fonctionnement fiable en mode isolé. Ce modèle de contrôle basé sur des règles logiques assure une transition fluide entre ces deux modes en maintenant la stabilité de la tension et de la fréquence du système du MR. [SWL13] ont proposé un SGE en temps réel basé sur des règles logiques pour un MR intégré dans un bâtiment. Leur algorithme de contrôle de puissance basé sur des règles logiques permet de basculer entre différentes opérations, telles que la réduction de charge, la charge et la décharge de la batterie, la limitation du PV et l'alimentation en énergie du réseau, en fonction du déséquilibre entre la production et la demande, du tarif horaire et du SOC de la batterie.

2.6.2 SGE basé sur les méthodes d'intelligence artificielle

Dans leur étude, [Erd+12] ont utilisé un (SGE) basé sur la logique floue pour un système hybride autonome avec éoliennes, panneaux solaires, pile à combustible et batterie. Le SGE régula le flux d'énergie tout en maintenant la charge de la batterie. Le contrôleur logique floue prenait en compte la demande, la production d'EnR et l'état de charge de la batterie pour décider de la puissance à demander à la pile à combustible en cas de besoin supplémentaire. Dans l'article de [Gar+13], une solution de gestion de l'énergie (SGE) basée sur la logique floue est présentée pour un Système Hybride d'Energies Renouvelables (Hybrid Renewable Energy Systems) (HRES) comprenant des panneaux solaires, des éoliennes et une batterie. Le contrôle flou assure la satisfaction de la demande énergétique, optimise le stockage d'hydrogène, réduisant les coûts tout en prolongeant la durée de vie des batteries. En 2010, [MK11] ont introduit une approche généralisée du système de gestion de l'énergie

basée sur la théorie des jeux multi-objectifs, visant à traiter la demande de charge tout en minimisant de manière efficace les coûts et les émissions dans le MR. Dans leur recherche [Xu+13b], les auteurs ont mis en évidence que l'utilisation importante des énergies renouvelables provoque un déséquilibre entre l'offre et la demande dans un système. Pour résoudre ce déséquilibre, ils ont suggéré un algorithme de gestion de l'énergie basé sur des sous-gradients distribués. [Bag+17] ont introduit une nouvelle stratégie robuste de partage de puissance décentralisée adaptée à des conditions de charge non linéaires et déséquilibrées, que ce soit en mode isolé ou connecté au réseau. La mise en évidence de cette approche de gestion de l'énergie a été renforcée par la validation expérimentale réalisée à l'aide du simulateur numérique en temps réel OPAL-RT. De manière similaire, [CR18] ont développé un système intelligent de gestion de l'énergie en se basant sur un réseau neuronal général et la méthode de transformée en ondelettes. Ils ont particulièrement ciblé les schémas de réponse à la demande, incluant des charges flexibles et statiques, ainsi qu'un système de stockage par pompage-turbinage. Par ailleurs, [Kuz+13] ont avancé un algorithme d'apprentissage par Renforcement à deux étapes en employant un modèle de chaîne de Markov pour élaborer la planification des batteries dans une MR, prenant en considération la production éolienne prévue. L'algorithme d'apprentissage par Renforcement a également été appliqué à l'optimisation de la coordination de divers systèmes de stockage d'énergie au sein d'une MR, en tenant compte d'une topologie inter-connectée [QNC15].

2.6.3 SGE basé sur des méthodes métaheuristiques

Dans cette étude [Ela+], les auteurs cherchent à optimiser la gestion de l'énergie d'un système hybride connecté au réseau en minimisant les coûts d'exploitation tout en respectant les contraintes de chaque composant. Ils comparent deux approches d'optimisation, l'algorithme de la Programmation Linéaire LP et Optimisation par essaim de Particules (Particle Swarm Optimization) (PSO), pour évaluer leur efficacité. Les résultats démontrent que l'algorithme PSO permet d'obtenir des coûts d'exploitation similaires à ceux obtenus par l'algorithme LP, mais il est plus lent et nécessite des paramètres supplémentaires. En outre, l'étude examine également l'impact de l'état de charge initial de la batterie sur le coût d'exploitation. L'article de [Els+15] présente un modèle d'optimisation pour la gestion de l'énergie dans un MR en intégrant les Ressources d'Énergie Distribuées (Distributed Energy Resources) (DER), les Systèmes de Stockage d'Énergie (Energy Storage Systems) (ESS) et le réseau principal. L'objectif est d'allouer de manière optimale la puissance entre ces différentes composantes tout en prenant en compte des critères économiques et environnementaux. Le modèle de Système Générique de Modélisation des Erreurs (Generic Error Modeling System) (GEMS) est résolu à l'aide du solveur CPLEX basé sur le logiciel AIMMS, et ses performances sont comparées avec celles de l'Algorithme Génétique (Genetic Algorithm) (GA). Les résultats montrent que SGE du MR offre une solution rapide, robuste et efficace pour l'optimisation de la gestion de l'énergie dans le MR.

Dans leur recherche, [Bru+15] ont utilisé une approche de Contrôle Prédictif Modélisé (Model Predictive Control) (MPC) basée sur les prévisions météorologiques pour analyser la gestion de l'énergie dans un système domestique hors réseau. Ce système est constitué de panneaux photovoltaïques, d'une Pile à Combustible (Fuel Cell) (FC) et de batteries. L'objectif principal de cette stratégie de contrôle est d'optimiser l'utilisation des sources d'EnRs. Les résultats de leur modèle proposé démontrent une réduction significative de la dépendance aux énergies fossiles tout en améliorant le confort de la maison grâce à une utilisation accrue des sources d'EnRs. [US16] ont testé trois stratégies de gestion de l'énergie

pour dimensionner un système hybride d'énergie avec sources renouvelables, générateur diesel et batterie. Ils ont utilisé **PSO**, **GA** et optimisation basée sur la biogéographie. La stratégie de cycle de charge s'est avérée la plus efficace, optimisant l'utilisation des ressources renouvelables tout en prenant en compte le générateur diesel et la batterie. Dans l'étude de [MM13], la rôle de la gestion de l'énergie consiste à contrôler la puissance disponible des diverses sources d'énergie pour satisfaire la demande en électricité. Les énergies renouvelables ont la priorité, tandis que les batteries sont utilisées uniquement lorsque la charge prévue pour le prochain intervalle n'est pas très élevée.

2.6.4 **SGE** basé sur les méthodes hybrides

Une méthode hybride combine astucieusement deux algorithmes ou plus pour bénéficier de leurs points forts et compenser les faiblesses propres à chaque algorithme pris individuellement [EG17]. L'étude de [DBB21] présente une méthode hybride novatrice qui combine trois puissantes techniques d'optimisation récemment développées : l'Optimiseur du Loup Gris (Grey Wolf Optimizer) (**GWO**), l'Algorithme du Cosinus Sinusoïdal (Sine Cosine Algorithm) (**SCA**) et l'Algorithme de Recherche de Foule (Common Scrambling Algorithm) (**CSA**). L'objectif de cette approche est d'optimiser la planification énergétique d'un système de **MR** connecté au réseau électrique en minimisant les coûts globaux. Pour évaluer ses performances, les résultats obtenus ont été comparés à ceux obtenus par le **GWO**, et d'autres méthodes mentionnées dans la littérature. Les résultats numériques et graphiques démontrent de manière concluante que la méthode Algorithme d'Optimisation du Loup Gris Modifié (Modified Gray Wolf Optimization) (**MGWO**)-**SCA**-**CSA** proposée surpasse toutes les autres techniques d'optimisation en fournissant des résultats de qualité supérieure et cohérente. Selon [DBD21], une approche novatrice a été développée en combinant trois algorithmes d'optimisation avancés : **GWO**, **SCA** et l'algorithme **CSA**. L'objectif de cette approche était de minimiser le coût total de production dans le système **MR**. Les résultats mettent clairement en évidence que le coût de production est réduit au minimum lorsqu'une tarification de l'électricité basée sur la Stratégie 2 est utilisée. En outre, une participation active du réseau permet d'économiser 15 % sur les coûts de production du système par rapport à une approche où le réseau fonctionne de manière passive. Les analyses statistiques ont également confirmé la supériorité de l'approche hybride **MGWO-SCA-CSA** proposée par rapport aux autres algorithmes utilisés.

2.7 Les stratégies des commandes et supervisions d'un **MR**

2.7.1 Les stratégies des commandes des sources

2.7.1.1 Algorithme Suivi du point de puissance maximale (Maximum Power Point Tracking) (**MPPT**) du système photovoltaïque

L'algorithme **MPPT** est un élément clé du système photovoltaïque. Il s'agit d'un algorithme de contrôle qui permet de maximiser la production d'énergie électrique des panneaux solaires en ajustant la tension et le courant de sortie. L'algorithme **MPPT** fonctionne en comparant la puissance produite à l'instant à celle produite à l'instant précédent et en ajustant la tension et le courant de sortie pour maintenir la production d'énergie électrique à son niveau maximal. Cela permet une production d'énergie plus rentable et plus durable,

contribuant ainsi à la transition énergétique vers les énergies renouvelables. Il existe trois algorithmes MPPT couramment utilisés, à savoir :

1. **L'algorithme de Perturbation et Observation (P&O)** : qui perturbe la tension de fonctionnement pour atteindre la puissance maximale. Bien qu'il existe plusieurs variantes avancées et plus optimisées de cet algorithme, un algorithme MPPT P&O de base est souvent utilisé comme illustré dans la figure 2.23.
2. **L'incrément de conductance** : qui compare l'incrément de conductance à la conductance instantanée dans un système photovoltaïque. En fonction du résultat, il augmente ou diminue la tension jusqu'à ce que le point de puissance maximale (MPPT) soit atteint. Contrairement à l'algorithme P&O, la tension reste constante une fois le MPPT atteint comme illustré dans la figure 2.24.
3. **La mesure d'une fraction de la tension en circuit ouvert** : qui est basée sur le principe selon lequel la tension du point de puissance maximale est toujours une fraction constante de la tension en circuit ouvert. La tension en circuit ouvert des cellules du panneau photovoltaïque est mesurée et utilisée en tant qu'entrée pour le contrôleur.

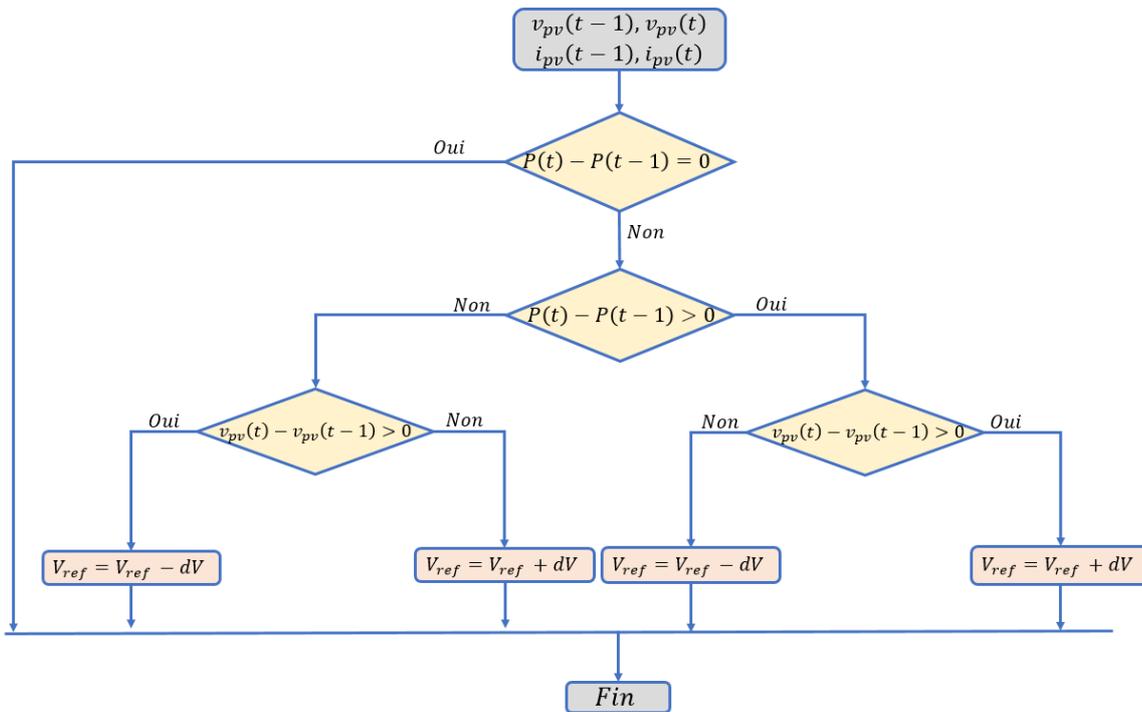


FIGURE 2.23 : Fonctionnement de l'algorithme Perturbation et Observation (P&O).

2.7.1.2 Algorithme MPPT du système éolien

L'algorithme MPPT est également utilisé dans les systèmes éoliens pour maximiser la production d'énergie électrique. Le contrôleur de l'éolienne utilise des capteurs pour mesurer la vitesse du vent, la direction et la force, ainsi que la tension et le courant de sortie de l'éolienne. L'algorithme MPPT utilise ces données pour ajuster la tension et le courant de sortie de l'éolienne.

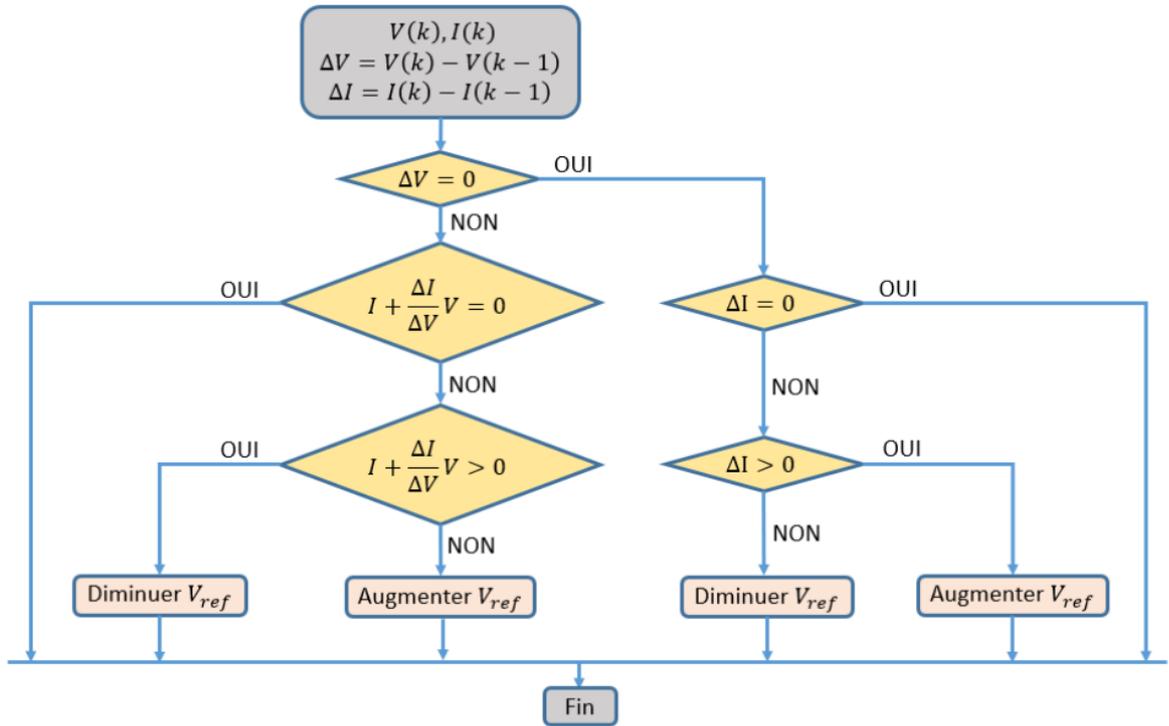


FIGURE 2.24 : Fonctionnement de l'algorithme l'incrément de conductance.

Il existe différents types d'algorithme MPPT pour les systèmes éoliens, l'algorithme Perturbation et Observation (P&O), le Escalade de Collines (Hill Climbing) (HC), et le Réseau Neuronal (Neural Network) (NN). Chacun de ces algorithmes ont des avantages et inconvénients, en fonction des conditions environnementales et des besoins du système éolien. Les avantages et inconvénients des algorithmes P&O, HC et NN sont :

- **Perturbation and Observation (P&O)** : C'est l'algorithme MPPT le plus couramment utilisé dans les systèmes éoliens. Il est simple et peu coûteux à mettre en œuvre. L'algorithme P&O utilise une méthode de balayage périodique pour mesurer la puissance de sortie de l'éolienne et ajuster la tension et le courant de sortie pour maximiser la production d'énergie électrique. Cependant, l'algorithme P&O est sensible aux fluctuations du vent et peut entraîner une oscillation de la tension et du courant de sortie de l'éolienne.
- **Hill Climbing (HC)** : L'algorithme HC est plus complexe que l'algorithme P&O et nécessite des calculs plus précis. L'algorithme HC utilise une approche itérative pour ajuster la tension et le courant de sortie de l'éolienne en fonction de la différence entre la puissance de sortie actuelle et la puissance maximale attendue. Cela permet d'obtenir une meilleure précision dans la détermination du point de puissance maximale. Cependant, l'algorithme HC est plus coûteux à mettre en œuvre.
- **Neural Network (NN)** : L'algorithme NN est basé sur l'utilisation de réseaux de neurones artificiels pour prédire le point de puissance maximale de l'éolienne en fonction des données de vitesse du vent et de tension et courant de sortie de l'éolienne. L'algorithme NN est plus précis que les algorithmes P&O et HC, mais il nécessite une grande quantité de données d'apprentissage et une puissance de calcul élevée. Cela peut rendre l'algorithme NN plus coûteux à mettre en œuvre.

2.7.2 Les stratégies de commande des systèmes de stockage

Les stratégies de commande des systèmes de stockage d'énergie dans un MR sont cruciales pour optimiser l'utilisation de l'énergie et garantir une fiabilité de l'alimentation électrique. Les systèmes de stockage d'énergie, tels que les batteries, permettent de stocker l'énergie excédentaire produite par les sources à EnR et de la libérer lorsque la production est faible. Les stratégies de commande des systèmes de stockage d'énergie permettent de contrôler la charge et la décharge des batteries, afin de maximiser leur durée de vie et d'optimiser leur utilisation. Il existe plusieurs stratégies de gestion d'énergie de la batterie pour optimiser l'utilisation de la batterie tout en maximisant sa durée de vie :

- **Stratégie de charge complète** : cette stratégie consiste à charger complètement la batterie jusqu'à ce qu'elle atteigne sa capacité maximale, puis à la décharger complètement avant de la recharger. Bien que cela puisse sembler être une bonne pratique, cela peut en fait réduire la durée de vie de la batterie car les cycles de charge complets fréquents peuvent endommager la batterie.
- **Stratégie de charge partielle** : consiste à charger la batterie régulièrement mais pas complètement, afin de préserver la durée de vie de la batterie. En chargeant la batterie à un niveau de charge inférieur, la batterie subit moins de stress, ce qui peut prolonger sa durée de vie.
- **Stratégie de charge rapide** : cette dernière consiste à charger la batterie le plus rapidement possible, souvent en utilisant une charge rapide. Bien que cela puisse sembler être une bonne idée pour les situations d'urgence ou lorsque la recharge rapide est nécessaire, cela peut également réduire la durée de vie de la batterie en raison de la chaleur générée par une charge rapide.
- **Stratégie de charge intelligente** : utilise des algorithmes de gestion de batterie pour optimiser la charge de la batterie en fonction des conditions environnementales et des besoins de l'utilisateur. Cette stratégie prend en compte des facteurs tels que la température, le niveau de charge actuel de la batterie et l'utilisation prévue pour optimiser la durée de vie de la batterie.

2.7.3 Les stratégies de supervision d'un MR

La supervision d'un système multi-source, qui utilise plusieurs sources d'EnR pour produire de l'énergie électrique, nécessite une stratégie de supervision bien pensée. Cette stratégie doit permettre d'optimiser la production d'énergie, de minimiser les pertes d'énergie, d'assurer la stabilité et la fiabilité du système et de maintenir la sécurité des personnes et des biens. Quelques stratégies de supervision couramment utilisées pour les systèmes multi-source sont :

- **Contrôle des convertisseurs de puissance** : Par définition, les convertisseurs de puissance sont des équipements qui permettent de convertir la puissance électrique produite par les différentes sources d'énergie en un format compatible avec le réseau électrique. La supervision du fonctionnement de ces convertisseurs est essentielle pour assurer la qualité et la stabilité du système.
- **La gestion de la charge** : consiste à contrôler la consommation d'énergie afin d'optimiser l'utilisation des sources d'EnR disponibles. Cette stratégie permet de

minimiser les pertes d'énergie et de garantir une utilisation optimale de chaque source d'énergie.

- **La surveillance de la production d'énergie** : permet de suivre la production de chaque source d'EnR en temps réel et de garantir un équilibre entre les différentes sources. Cette stratégie permet également de détecter les problèmes éventuels et de les résoudre rapidement.
- **La gestion de la batterie de stockage** : Les batteries de stockage permettent de stocker l'énergie produite par les sources d'EnR pour une utilisation ultérieure. La gestion de la batterie de stockage est donc essentielle pour garantir une utilisation optimale de l'énergie stockée et pour assurer la stabilité du système.
- **La supervision de la sécurité** : est primordiale pour garantir la sécurité des personnes et des biens. Cette stratégie permet de détecter les problèmes éventuels tels que les surcharges, les courts-circuits ou les défauts d'isolement et de les résoudre rapidement afin de minimiser les risques d'incendie ou d'explosion.

2.8 Conclusion

Dans ce chapitre, un état de l'art d'un **MR** multi-sources hybrides à **EnR** a été détaillé. Nous avons vu l'évolution de l'infrastructure du réseau électrique qui est passée par un réseau électrique conventionnel alimenté par des sources d'énergie conventionnelles à un réseau électrique composée de plusieurs sources d'**EnR** pour répondre efficacement à une partie de la demande énergétique. Les différents modes de fonctionnement d'un **MR** hybride à sources d'énergie renouvelable, que ce soit en tant que système autonome ou connecté au réseau, ont été expliqués en détail. Ensuite, une exposition des diverses sources d'énergie a été présentée, commençant par une exploration des technologies variées des panneaux photovoltaïques, y compris leurs différentes connexion cellulaires. L'essor croissant des systèmes éoliens a également été examiné, tant pour les éoliennes en mer que sur terre, suivi d'une analyse des principaux types d'éoliennes présents sur le marché, comprenant les modèles à axe horizontal et vertical, accompagnés d'une vue d'ensemble de leurs caractéristiques. Le chapitre s'est ensuite orientée vers les différents types de systèmes de stockage, notamment les batteries avec leurs caractéristiques principales, et détaillant leurs principes respectifs. En ce qui concerne la gestion des flux d'énergie au sein d'un **MR**, diverses configurations ont été abordées, que ce soit les configurations en **CA**, en **CC** ou hybrides. De plus, les multiples approches de contrôle des **MR** ont été exposées, couvrant les dispositifs de contrôle centralisés, distribués et hybrides. Une présentation des divers systèmes de gestion de l'énergie dans les **MR** a été effectué, englobant les **SGE** traditionnels, ceux fondés sur les méthodes d'intelligence artificielle et les approches hybrides. En conclusion de ce chapitre, différentes stratégies de commande et de surveillance des **MR** ont été abordées, allant des approches de contrôle pour les systèmes d'énergie renouvelable (solaire et éolienne) et le stockage, jusqu'aux stratégies de surveillance au sein des **MR**.

3 Évaluation du potentiel énergétique et des besoins électriques du site

3.1 Introduction

L'évaluation du potentiel et de la consommation énergétique d'un site nécessite une analyse approfondie, c'est pourquoi lors de l'installation d'un système multi-source, il est important d'entreprendre une étude des caractéristiques énergétiques. Voici les approches permettant d'estimer le potentiel et la consommation énergétique d'un site :

- Rassembler les données météorologiques et les données de consommation énergétique spécifiques du site en question,
- Quantifier les ressources énergétiques disponibles,
- Évaluer les besoins énergétiques du site.

Ce chapitre est structuré comme suit : tout d'abord, une présentation de la centrale ainsi que de tous les dispositifs de production, de stockage, du dispatching d'énergie est proposée. Ensuite, les méthodes d'acquisition des données météorologiques sont décrites. Les données utilisées dans cette étude sont ensuite détaillées et analysées. Les différentes méthodes d'estimation du potentiel éolien et solaire disponibles sur le site à mettre en œuvre sont évaluées. Enfin, une évaluation de la consommation énergétique du site est réalisée.

3.2 Présentation du site

Dans le cadre de la stratégie énergétique nationale visant à accroître la part des énergies renouvelables dans la production du pays, la république de Djibouti a coopéré avec la république fédérale d'Allemagne pour installer une centrale hybride (Solaire et Éolienne) à l'université de Djibouti. Cette installation a été financée par la république fédérale d'Allemagne via le Centre pour l'environnement de la Sarre et a été achevée en avril 2014. Cette installation hybride à [EnR](#) d'une capacité de 25 kW est la première du genre à être dédiée à la recherche et à l'enseignement au sein de l'université de Djibouti et en République de Djibouti.

3.2.1 Architecture du site

L'architecture du [MR](#) étudié est représentée dans la [figure 3.1](#). Le site se compose de :

- Un parc photovoltaïque d'une capacité de 19 kW, composé de 4 rangées de 19 panneaux de 250 W chacun, connectés en série pour une surface de 125 m².
- Une éolienne tripale de marque ANTARIS, d'une puissance de 7,5 kW et d'un diamètre de 5,3 m sur un mât de 12 m de haut.
- Un système de stockage sur batterie (Hoppecke 6 OPzV), composé de 72 batteries de 2V - 364 Ah chacune, pour une capacité totale de 48V - 1092 Ah C₁₀.

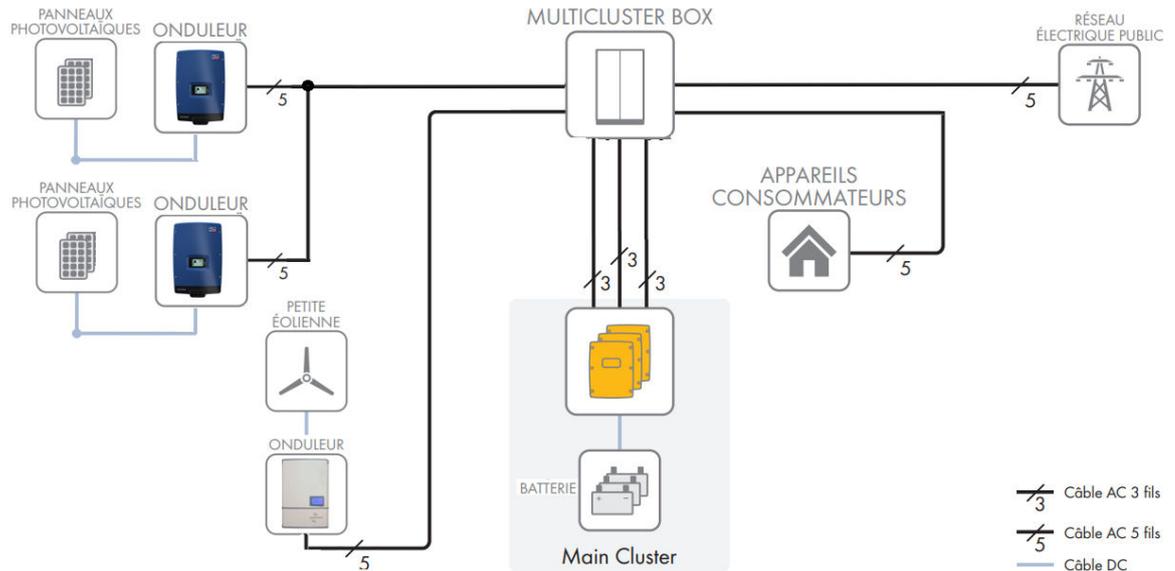


FIGURE 3.1 : Architecture simplifiée de la centrale installée à l'université de Djibouti.

3.2.2 Les panneaux photovoltaïques

Le parc photovoltaïque s'étend sur une surface de 125 m^2 , où sont installés 76 panneaux photovoltaïques de type **Professional 60 poly de 250W**. Chacun de ces panneaux est capable de produire une puissance crête de 250 Wc, avec des caractéristiques détaillées dans le [tableau 3.1](#). Comme illustré sur la [figure 3.2](#), les panneaux sont répartis en quatre string parallèles, composées de 19 panneaux en série dans chaque rangée, ce qui donne une puissance crête de 4,75 kWc par rangée. L'ensemble des panneaux du parc est capable de fournir une puissance crête totale de 19 kWc. Les rangées de panneaux sont orientées vers le sud (180°) et inclinées à un angle de 11° .



FIGURE 3.2 : La vue présente l'installation photovoltaïque qui a été mise en place à l'université. On peut identifier les quatre rangées comprenant chacune 19 panneaux solaires individuels de 250 Wc. Les dimensions globales de l'installation sont de 6,7 m de large x 19 m de longueur. Les panneaux sont installés à une hauteur de 2 mètres par rapport au point le plus bas du sol.

TABLE 3.1 : Caractéristiques électriques du panneau sous condition **STC** (1000 W/m², 25 °C, AM 1,5). Données extraites de la fiche technique du constructeur.

Type de module	Professional 60 poly	
Puissance nominale	P_{MPP}	250 W
Limites de tri puissance	δP	-0/+5 W
Tension	V_{MPP}	29,73 V
Tension Circuit Ouvert	V_{co}	37,62 V
Courant	I_{MPP}	8,41 A
Courant de Court-Circuit	I_{cc}	8,91 A
Tension max.système (UL)	V_{max-UL}	600 V
Tension max.système (IEC)	$V_{max-IEC}$	1000 V
Capacité maximale de retour de courant	I_{diode}	15 A
Rendement		15,2 %
Nombre de cellules		60
Technologie de cellule		Poly-cristalline
Longueur		1,66 mm
Largeur		0,99 mm
Fabricant	Solar Fabrik	

3.2.3 Boîte de jonction

Une boîte de jonction, également appelée *boîte de jonction de combinaison*, est un composant important d'une installation solaire qui permet de connecter les panneaux solaires photovoltaïques entre eux pour former des chaînes ou des groupes électriques. L'utilité principale d'une boîte de jonction dans une installation solaire est de permettre une connexion sécurisée et fiable des câbles d'un string des modules et de les protéger contre les intempéries et les dommages électriques. Elle permet également de faciliter le câblage entre les panneaux solaires et l'onduleur photovoltaïque. Afin de protéger les quatre rangées de panneaux solaires du site, une boîte de jonction est installée à proximité du champ photovoltaïque. Cette boîte est munie de quatre interrupteurs sectionneurs d'une capacité de 500 A chacun, un pour chaque rangée, permettant de couper l'alimentation électrique en cas de besoin. En outre, il y a également quatre parafoudres pour prévenir les surtensions susceptibles d'endommager le système.

3.2.4 Les onduleurs photovoltaïques

Un onduleur photovoltaïque est un équipement électronique utilisé pour convertir l'électricité produite par un panneau solaire photovoltaïque qui est en **CC**, en énergie électrique utilisable sous forme de **CA** pour alimenter les équipements électriques domestiques ou pour être injectée dans le réseau électrique. Le site est équipé de deux onduleurs photovoltaïques triphasés de 8 et 9 kW, de type **Sunny Tripower STP 8000TL-20 & STP 9000TL-20**, installés en aval de la boîte de jonction. Ils sont produits par la Société allemande **SMA Solar Technology AG** [AG23c], qui se spécialise dans la fabrication d'onduleurs pour les installations photovoltaïques destinées à injecter du courant sur le réseau, des systèmes autonomes ou des systèmes de secours. Chaque onduleur reçoit deux rangées de panneaux photovoltaïque à l'entrée, les caractéristiques des onduleurs ont été regroupées dans le [tableau 3.2](#).

TABLE 3.2 : Caractéristiques technique des onduleurs : **STP 8000TL-20** & **STP 9000TL-20** [AG23c].

Données techniques	Sunny Tripower 8000TL	Sunny Tripower 9000TL
Entrée CC		
Puissance DC maximale	13500 W	13500 W
Tension d'entrée maxi	1000 V	1000 V
Plage de tension MPP / Tension d'entrée nominale	330-800 V / 580 V	370-800 V / 580 V
Tension d'entrée min. / de démarrage	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Courant d'entrée max. entrée A / entrée B	15 A / 10 A	15 A / 10 A
Nombre d'entrée MPP / String par entrée MPP	2 / A :2; B :2	2 / A :2; B :2
Sortie CA		
Puissance assignée	8000 W	9000 W
Tension nominale	3/N/PE; 230/400 V	3/N/PE; 230/400 V
Plage de tension	160 - 280 V	160 V - 280 V
Fréquence du réseau / tension nominale du réseau	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Courant de sortie max.	11,6 A	13,1 A
Facteur de puissance	1	1
Rendement Max.	98 %	98 %
Autoconsommation (nuit)	1 W	1 W
Indice de protection	IP 65	IP 65
Dimensions (L/H/P)	470/730/240 mm	470/730/240 mm
Poids	37 kg	37 kg
Désignation de type	STP 8000TL-20	STP 9000TL-20
Fabricant	SMA Solar Technology AG	

3.2.5 L'éolienne

Le site est également équipé d'une éolienne de type **ANTARIS 7,5 kW**, conçue pour fonctionner dans des zones très ventées, offrant des options de diamètres de rotor de 5,3 m. L'éolienne ANTARIS [Gmb23] peut être facilement installée et fonctionne à un niveau sonore très faible. Elle est conçue pour être connectée au réseau électrique et permet également de fournir une recharge de batterie. Elle dispose également d'une protection contre les tempêtes grâce à sa capacité à se positionner comme un hélicoptère et à son frein électronique. Les caractéristiques électrique de l'éolienne sont données dans le [tableau 3.3](#). La [figure 3.3](#) montre une vue d'ensemble de l'installation éolienne et du champs photovoltaïque installé sur le site de l'université.



FIGURE 3.3 : Éolienne ANTARIS installée sur le site de la centrale de l'université.

TABLE 3.3 : Caractéristiques électriques de l'éolienne ANTARIS 7,5 kW [Gmb23].

Alternateur		Données de l'éolienne	
Type	Aimant permanent (3 ~)	Type	Connexion réseau
Rendement Alternateur	94 %	Plage de vitesse	0 - 500 rpm
Puissance nominale	7,5 kW	Plage de travail	75 - 330 rpm
Puissance maximale	12,5 kW	Vitesse d'engagement	2,8 m/s
Tension nominale	350 VAC	Vitesse de sécurité tempête	13 m/s
Classe de protection	IP56	Vitesse Max. vent	58 m/s
Protection contre les tempêtes		Données mécaniques	
Protection	Position hélicoptère	Diamètre des pales	5,3 m
	Résistance freinage	Surface balayée	22,05 m ²
Manuel	Freinage circuit	Poids	225 kg
Fabricant		Braun Windturbinen	

3.2.6 La génératrice éolien

La génératrice éolien est un équipement utilisé dans les éoliennes pour convertir l'énergie cinétique du vent en énergie électrique utilisable. La petite éolienne ANTARIS est connectée directement à un onduleur d'injection d'énergie nommé **Smart Wind Power Electronics**, spécialement conçu pour les éoliennes ayant une plage de puissance de 5,5 à 20 kW par

BRAUN Windturbinen GmbH [KG23b]. Notre onduleur d'injection d'énergie, le Smart Wind, a une puissance de 7,5 kW. Le Smart Wind offre plusieurs fonctions de protection pour garantir une exploitation en toute sécurité de l'éolienne. Par exemple, en cas d'excès d'énergie produite par l'éolienne, celle-ci est dirigée directement vers une résistance. En plus des fonctions de protection, le Smart Wind est équipé de fonctions de contrôle telles qu'un système de freinage pour immobiliser les pales de l'éolienne, un capteur de mouvement de la tour pour contrôler le mouvement du mât, un capteur de température du générateur pour mesurer sa température, et un capteur de vitesse du vent pour mesurer la vitesse du vent au niveau des pales. La [figure 3.4](#) présente un schéma récapitulatif de l'ensemble des fonctions de protection et de contrôle du Smart Wind. Les caractéristiques techniques du Smart Wind sont données dans le lien [KG23b].

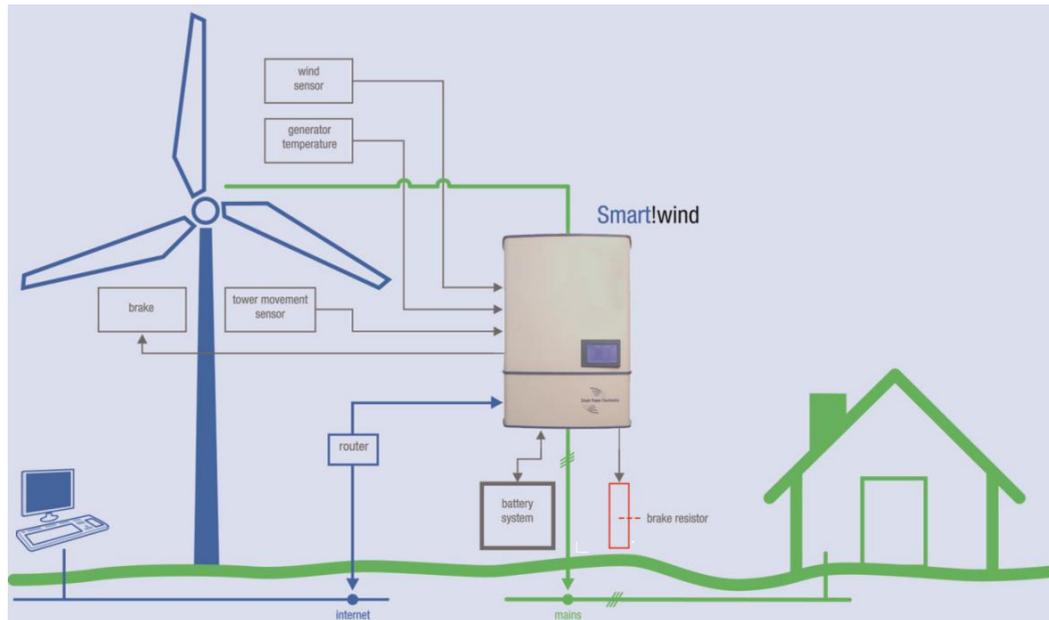


FIGURE 3.4 : Schéma illustrant le fonctionnement du Smart Wind [KG23b].

3.2.7 Les batteries

Les batteries de stockage sont une composante importante dans les centrales électriques modernes, notamment celles qui utilisent des sources EnR (solaire & éolien). Elles permettent de stocker l'énergie électrique produite pendant les périodes de faible demande pour la restituer durant les périodes de forte demande. Cette capacité de stockage permet de stabiliser la production d'énergie intermittente et de garantir une alimentation en électricité constante et fiable. Le site est équipé d'un parc de batteries de technologie plomb-acide de type **Hoppecke 6 OPzV** de la marque **Hoppecke** [KG23a]. Ces batteries sont compactes et offrent une grande densité d'énergie. Le parc de batteries est constitué de 72 batteries, chacune ayant une capacité de 2 V - 364 Ah C₁₀. Ces batteries sont réparties en trois rangées connectées en parallèle, avec chaque rangée contenant 24 batteries connectées en série comme illustré sur la [figure 3.5](#). Ce qui donne une capacité totale de 48 V - 1092 Ah C₁₀. Les caractéristiques électrique de la batterie Hoppecke 6 OPzV sont représentées dans le [tableau 3.4](#).



FIGURE 3.5 : Parc des nouvelles batteries installées sur le site de la centrale [KG23a].

TABLE 3.4 : Caractéristiques électriques de la batterie Hoppecke 6 OPzV (6 PVV 420) [KG23a].

Type OPzV	Tension nominale V	$C_{100}/1,8V$ Ah	$C_{10}/1,8V$ Ah	Poids max kg	Dimensions (L/P/H) mm
sun power VR L	2	472	364	27,4	147/208/420

3.2.8 Onduleur à batterie

La centrale est équipée des onduleurs bidirectionnels de type **Sunny Island SI 6.0H** et de la Société allemande **SMA Solar Technology AG** [AG23d]. Ces onduleurs bidirectionnels sont des équipements qui peuvent convertir l'électricité dans les deux sens, à savoir du courant continu à courant alternatif (CC-CA) et de courant alternatif à courant continu (CA-CC). Ces onduleurs sont couramment utilisés dans les systèmes de stockage d'énergie, tels que les batteries, pour assurer une gestion efficace de l'énergie en fonction des besoins du système et de l'utilisateur. Lorsque les batteries sont chargées, le **SI** convertit l'énergie du courant continu en courant alternatif pour alimenter les charges connectées au système. En revanche, lorsque les batteries sont déchargées, le **SI** convertit l'énergie de courant alternatif en courant continu pour recharger les batteries, celui-ci peut maintenir sa fiabilité et sa rentabilité, même lorsque les conditions sont extrêmes. Le **SI** peut être connecté à différentes structures modulaires comme :

- **Système single** : Dans cette configuration, le **SI** crée un réseau monophasé isolé.
- **Système Single-Cluster monophasés** : Jusqu'à trois **SI** sont reliés à une batterie pour former un cluster monophasé. Les **SI** sont tous connectés à la même phase AC.
- **Système Single-Cluster triphasés** : Dans ce système, trois **SI** sont reliés à une batterie pour former un cluster triphasé. Les **SI** sont connectés à trois phases AC différentes.

Sur le site de la centrale, les **SI** sont incorporés dans un Système Single-Cluster triphasé qui est connecté à un Multicluster-Box. Les caractéristiques techniques du **SI** sont présentées dans le [tableau 3.5](#).

TABLE 3.5 : Caractéristiques technique du SI 6.0H [AG23d].

Données techniques	SI 6.0H
CA (Source externe : réseau électrique public ou générateur)	
Tension de réseau assignée / Plage de tension	230/172,5 - 264,5V
Fréquence de réseau assignée / plage de fréquence	50 Hz / 40 - 70 Hz
Courant alternatif maximal	20 A
Puissance apparente	4600 VA
Courant d'entrée maximal	50 A
Puissance d'entrée maximal	11500 W
Plage facteur de puissance	-0,8 ... +0,8
Entrée CC batterie	
Tension d'entrée assignée / Plage de tension DC	48 V / 41 - 63V
Courant de charge max / charge assigné DC / décharge assigné DC	110 A / 90 A / 103 A
Rendement	95,8 %
Autoconsommation (sans charge)	25,8 W
Autoconsommation (mode veille)	6,5 W
Indice de protection	IP 64
Dimensions (L/H/P)	467/612/242 mm
Poids	63 kg
Désignation de type	SI6.0H-10
Fabricant	SMA Solar Technology AG

3.2.9 Multicluster-Box : 6.3

Le Multicluster est un élément clé de la technologie multicluster SMA [AG23b] utilisée pour les réseaux situés dans des endroits éloignés et les systèmes de secours d'alimentation. Il sert de distributeur principal de courant alternatif dans l'installation. Le Multicluster-Box installé sur le site de la centrale est le modèle **Multicluster-Box-6.3-11** de la Société allemande SMA Solar Technology AG. La [figure 3.6](#) présente le câblage des câbles de puissance effectué sur site, tandis que ses caractéristiques techniques sont fournies dans le [tableau 3.6](#).

3.2.10 Système d'acquisition des données

Dans la salle de contrôle de la centrale solaire photovoltaïque, le site est équipé d'un ordinateur connecté à l'interface **Sunny Portal** [AG23e], développée par SMA Solar Technology AG, qui permet l'acquisition des données des équipements via internet. Grâce au Sunny Portal, il est possible d'avoir une vue claire et conviviale de toutes les données de production, telles que [AG23e] :

- Les informations en temps réel sur l'état de l'installation ;
- Les détails sur le flux énergétique actuel, y compris l'énergie prélevée sur le réseau et la charge de la batterie ;
- La surveillance de la communication avec le portail ;
- La surveillance des performances des onduleurs photovoltaïques ;
- Les informations météorologiques de la station météo du site.

TABLE 3.6 : Caractéristiques technique du Multicluster-Box 6 [AG23c].

Données techniques	Multicluster-Box 6
Raccordement des appareils consommateurs	
Puissance assignée	55 kW
Tension assignée	230 V (L,N), 400 V (L_1, L_2)
Plage de tension	172,5 V - 250 V 300 V - 433 V
Courant assigné	3 x 80 A (AC_1)
Fréquence assignée	50 Hz
Plage de fréquence	40 - 70 Hz
Raccordements SI	
Nombre maximal d'appareils	6
Puissance assignée (45°C)	32 kW
Courant assigné	3 x 46 A
Fusibles	6 x Disjoncteur C 40 A
Raccordements du générateur	
Puissance assignée	55 kW
Courant d'entrée	3 x 80 A
Raccordements de l'installation photovoltaïque	
Puissance assignée	55 kW
Courant d'entrée	3 x 80 A
Caractéristiques générales	
Nombre de phases	Triphasé
Configuration réseau	TN-S
Dimensions (L/H/P)	760/760/210 mm
Poids	55 kg
Indice de protection	IP 65
Désignation de type	MC-BOX-6.3-11
Fabricant	SMA Solar Technology AG

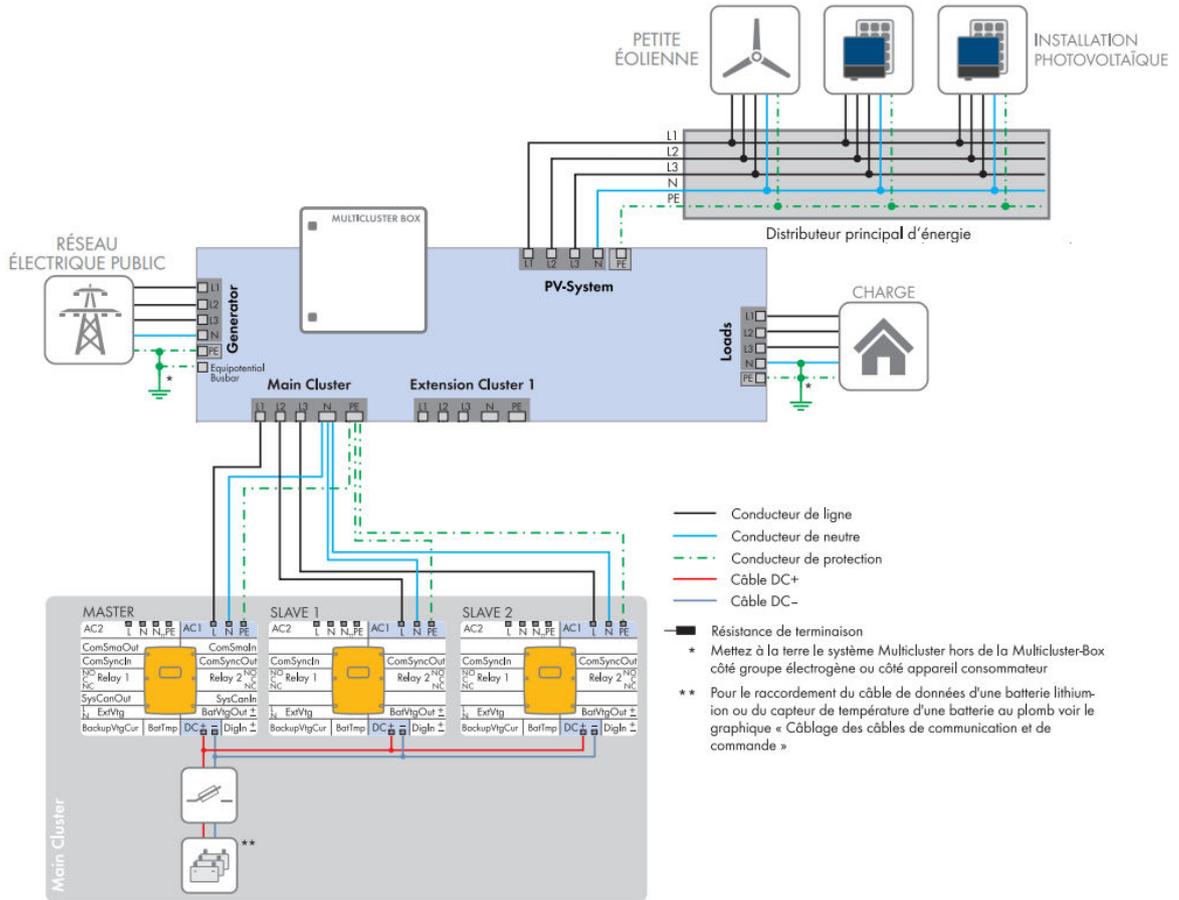


FIGURE 3.6 : Câblage des câbles de puissance du Multicluster-Box 6 [AG23b].

Les figures 3.7 et 3.8 représentent un aperçu des deux captures d'écran de l'ordinateur d'acquisition des données sur l'ensemble des paramètres enregistrés sur site et de la production du 22 juin 2022. La figure 3.8, décrit en détails la production du 22 juin 2022 à savoir la puissance CA à la sortie de l'onduleur P_{AC} , la puissance P_{DC-A} , P_{DC-B} , le courant I_{DC-A} et tension V_{DC-A} , V_{DC-B} CC à l'entrée de l'onduleur SI .

3.3 Collecte des données météorologiques

3.3.1 Les données du vent

Le vent découle du déplacement d'air provoqué par la répartition inégale de l'énergie solaire à la surface terrestre et sa rotation. Il joue un rôle essentiel dans les phénomènes météorologiques en reliant les températures régionales, créant des vents lorsque l'air chaud surplombe l'air froid. La rotation terrestre et la force de Coriolis altèrent habituellement leur direction [Gip04; Wik22].

3.3.1.1 Les données caractéristiques du vent

Afin de caractériser le vent, il est important de connaître plusieurs éléments clés, notamment [Abb12] :

- Son profil directionnel, qui se réfère aux tendances probables de la direction du vent.

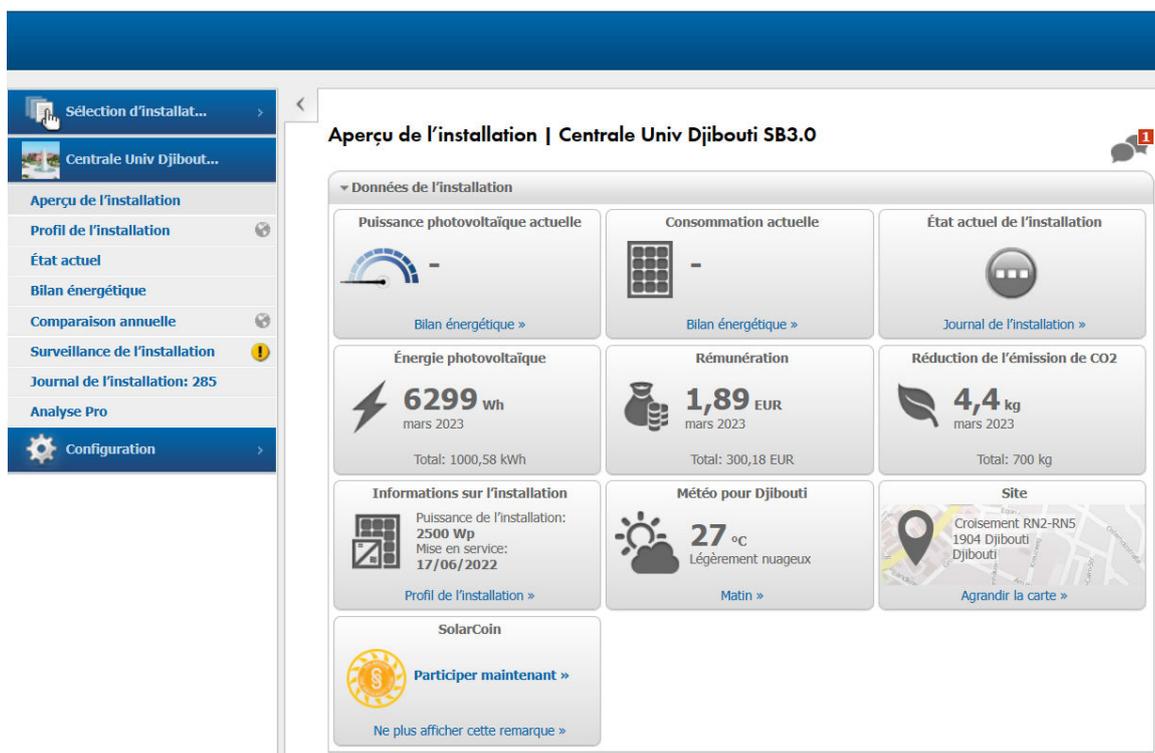


FIGURE 3.7 : Aperçu d'une capture d'écran de l'ordinateur d'acquisition des données. [AG23e].

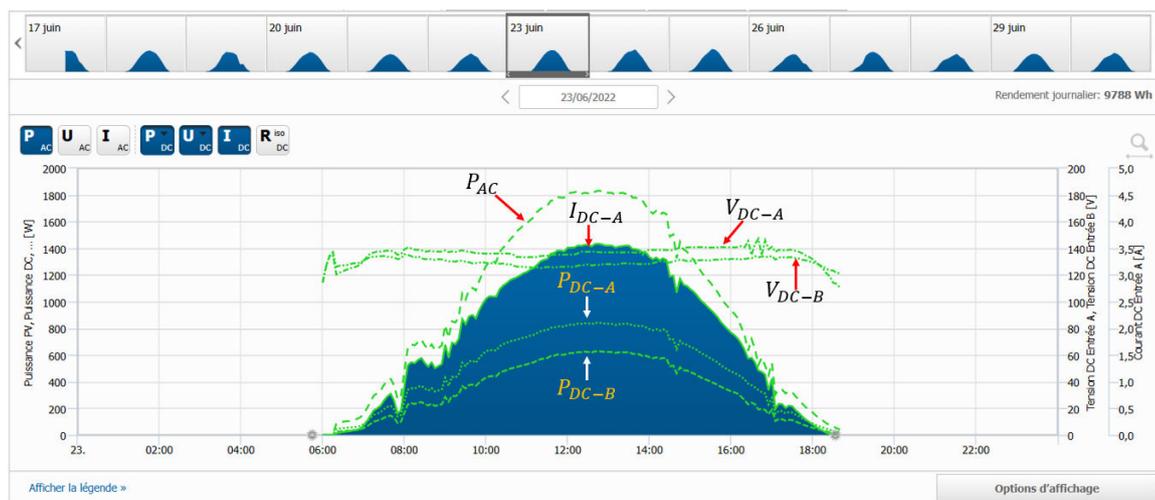


FIGURE 3.8 : Aperçu d'une capture d'écran de la production du 23 Juin 2022. [AG23e].

- Son profil de vitesse, qui se réfère aux tendances probables de la vitesse du vent, ainsi que sa répartition, les vitesses les plus fréquentes, les vitesses extrêmes et les vitesses de rafale, entre autres.
- Les variations annuelles, mensuelles et journalières (voire horaires) du vent.
- Son profil énergétique, en fonction de la hauteur par rapport au sol, du relief environnant et d'autres données climatiques telles que la température, la pression atmosphérique et l'hygrométrie.

3.3.1.2 Les données du vent récoltées sur site

Au commencement de ma thèse, il n'y avait pas des données météorologiques prises sur le site universitaire. Dans un premier temps, j'ai commencé mon travail en utilisant les données de la station Ali-Faren situé à 20 km au Sud-Est de l'université de Djibouti. Mais très vite, il a été nécessaire d'installer une station météorologique sur zone afin d'obtenir des données locales précises. Les données météorologiques collectées sur le site proviennent de la nouvelle station que nous avons installée le 6 juin 2021 sur le toit du bâtiment de l'École doctorale de l'université de Djibouti. Elle est à 300 m au Nord de l'installation à EnR (latitude 11° Nord, Longitude 43° Est, altitude 26 m). La station de marque **HOBO** et de type **H21-USB** [Cor95d] a été installée à une hauteur de 12 m par rapport au sol, qui correspond à l'hauteur du rotor de l'éolienne.



FIGURE 3.9 : Station météorologique HOBO installée à l'université de Djibouti depuis le 06 juin 2022.

La station est équipée des instruments de mesure suivants comme illustré sur la [figure 3.9](#) :

- Un pyranomètre (RS3-B) sur le plan horizontal pour mesurer la valeur du rayonnement solaire (W/m^2) [Cor95f],
- Un capteur intelligent de température/humidité relative (S-THC-M002) pour mesurer la température ambiante (en °C) et l'humidité relative (en %) [Cor95b],
- Un capteur pluviométrie (S-RGA-M002) pour mesurer les précipitations (mm) [Cor95e],
- Enfin d'un anémomètre à 3 coupelles (S-WSB-M003) [Cor95c] et une girouette (S-WDA-M003) [Cor95a] monté sur un bras transversal pour mesurer la vitesse (m/s) et la direction du vent en degré (°).

La [figure 3.10](#) illustre l'évolution des rafales et de la vitesse du vent au cours de l'année 2022. Ce graphique a été créé en calculant la moyenne de chaque jour à partir de toutes les données enregistrées par la station toutes les 10 minutes. En moyenne sur cette période, les rafales de vent atteignent une valeur de 4,27 m/s, mais des vents forts ont été enregistrés pendant la saison estivale, atteignant même jusqu'à 18,62 m/s. D'une manière générale, la

vitesse moyenne du vent est évaluée à 2 m/s, avec des pointes maximales pouvant atteindre 12 m/s pendant l'été. Ces données suggèrent que le site n'est pas très exposé à des vents significatifs, qui pourraient être favorables à la production d'énergie éolienne.

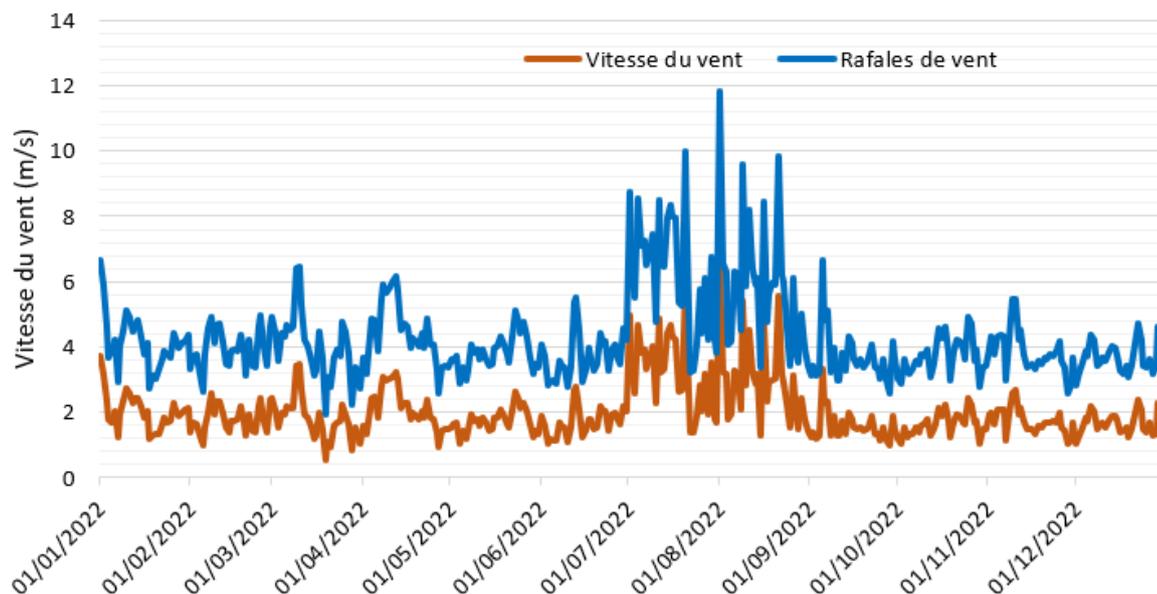


FIGURE 3.10 : Rafale et vitesse de vent de l'année 2022 enregistrés par la station météorologique de l'université de Djibouti.

A partir de ces données, la rose des vents de l'année 2022 de l'université de Djibouti au moyen du site internet [Blo22] a été établie tel que présentée sur la figure 3.11. D'après la rose des vents, on constate que les vitesses du vent de 0-5 m/s soufflent de l'Est toute l'année, tandis que les vents mesurés en été, pouvant atteindre 6-9 m/s, soufflent du Sud.

3.3.2 Les données de l'irradiance solaire

Le taux d'irradiance est le flux d'énergie entrant au-dessus d'une surface donnée, exprimé en W/m^2 . Il est important de connaître le taux d'irradiance solaire pour déterminer de manière précise le potentiel énergétique solaire d'un site.

3.3.2.1 Les données caractéristiques du rayonnement solaire

La densité de rayonnement à courte longueur d'onde ($0,4 - 0,8 \mu m$) se compose de trois éléments principaux : le rayonnement direct, le rayonnement diffus, et le rayonnement réfléchi [Sto+10], [BO00]. Le rayonnement global résulte de la somme de ces trois éléments et est déterminé par trois groupes de facteurs : les relations géométriques entre le Soleil et la surface de la Terre, l'atténuation due au passage atmosphérique, et les facteurs topographiques [HS+02]. Les formules astronomiques sont utilisées pour calculer la relation géométrique entre le soleil et la terre en termes de lieu et de temps. Le coefficient d'atténuation atmosphérique est déterminé par la présence de gaz et de particules solides ou liquides dans l'atmosphère, et varie en fonction de l'épaisseur atmosphérique, qui dépend de l'altitude. Les facteurs topographiques, qui sont des caractéristiques du site, causent des variations considérables à l'échelle locale en raison de la pente et de l'exposition, modifiant ainsi l'angle d'incidence du rayonnement solaire.

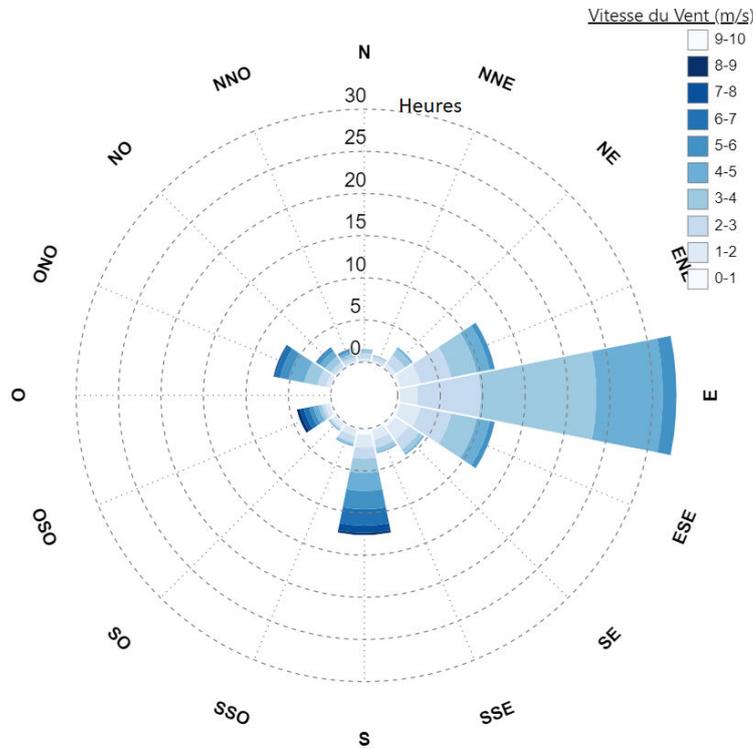


FIGURE 3.11 : Rose de vent de l'année 2022 enregistré sur site [Blo22].

3.3.2.2 Géométrie entre le soleil et la terre

La figure 3.12 montre la position du soleil dans le ciel en fonction du temps et de la latitude. Ainsi, pour déterminer correctement ses coordonnées, il est nécessaire de déterminer un certain nombre de directions de référence qui changent à chaque heure de la journée. Ils sont identifiés dans deux systèmes de coordonnées différents :

- **Le plan équatorial de la terre** : La déclinaison du soleil (δ) est la direction du soleil par rapport au plan équatorial de la terre. L'angle horaire du soleil (ω) est l'angle formé par la projection de la direction du soleil avec la direction du méridien du lieu passant par le sud. Il mesure le mouvement du soleil dans le ciel. Les coordonnées horaires du soleil sont formées par la déclinaison et l'angle horaire. Une méthode de calcul est décrite dans [RA08].
- **Le plan horizontal du site** : La hauteur du soleil (h) est un angle projeté sur un plan horizontal faite par la direction du soleil. La hauteur du soleil change au fil de la journée et de l'année comme le montre l'équation (3.1).

$$h = \sin^{-1}(\sin \varphi \times \sin \delta + \cos \varphi \times \cos \delta \times \cos \omega) \quad (3.1)$$

avec h la hauteur et φ la latitude du site. Suivant la hauteur défini dans l'équation (3.1), l'angle zénithal solaire peut être défini suivant équation (3.2) [Méc05] :

$$\theta = 90 - h \quad (3.2)$$

L'azimut solaire θ est l'angle formé par la projection de la direction du soleil par rapport au sud. L'azimut du soleil change au fil de la journée suivant l'équation (3.3) :

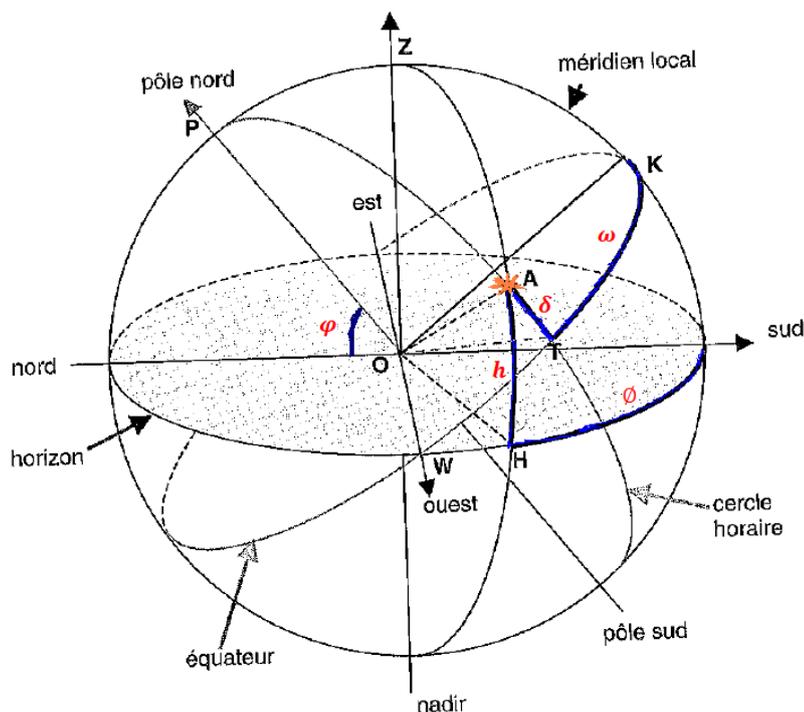


FIGURE 3.12 : Représentation des différentes coordonnées angulaires utilisées dans l'énergie solaire : la hauteur (h), la déclinaison (δ), l'azimut (ϕ), l'angle horaire (ω) et la latitude (φ) [Ber04] [Abb12].

$$\phi = \tan^{-1}\left(\frac{\sin\omega}{\cos\omega \times \sin\varphi - \tan\delta \times \cos\varphi}\right) \quad (3.3)$$

3.3.2.3 Atténuation due à la traversée de l'atmosphère

L'absorption et la diffusion réduisent le rayonnement solaire vers l'atmosphère terrestre. L'absorption dépend de l'ozone qui bloque les rayonnements ultraviolets ($\lambda < 0,28\mu\text{m}$) nuisibles pour la vie, de l'oxygène qui absorbe une partie du spectre visible, du dioxyde de carbone qui absorbe du rayonnement infrarouge ($\lambda < 0,2\mu\text{m}$) et enfin de la vapeur d'eau qui absorbe plusieurs bandes du rayonnement infrarouge. La diffusion se produit avec les molécules de vapeur d'eau, de l'air et les particules en suspension. Ceci est d'autant plus important que la longueur d'onde du rayonnement est courte et que l'air est humide et pollué. Plus le trajet de la lumière solaire à travers l'atmosphère terrestre est long, plus elle s'affaiblit avant d'atteindre un capteur de potentiel.

3.3.2.4 Topographie

Le rayonnement reçu à la surface d'un panneau photovoltaïque peut être calculé suivant l'angle incident entre le rayonnement solaire et la surface du module. Cette angle change en fonction de la position du soleil et de la cartographie du site suivant la [figure 3.13](#).

$$\alpha_i = \cos^{-1}(\cos\theta \times \cos\beta + \sin\beta \times \sin\theta \times \cos(\varphi - \gamma)) \quad (3.4)$$

Avec β l'inclinaison en degrés ($^\circ$) et γ l'orientation du panneau en degrés ($^\circ$).

A noter que, outre l'influence de l'atmosphère, le flux solaire reçu par la surface dépend [PA97a] :

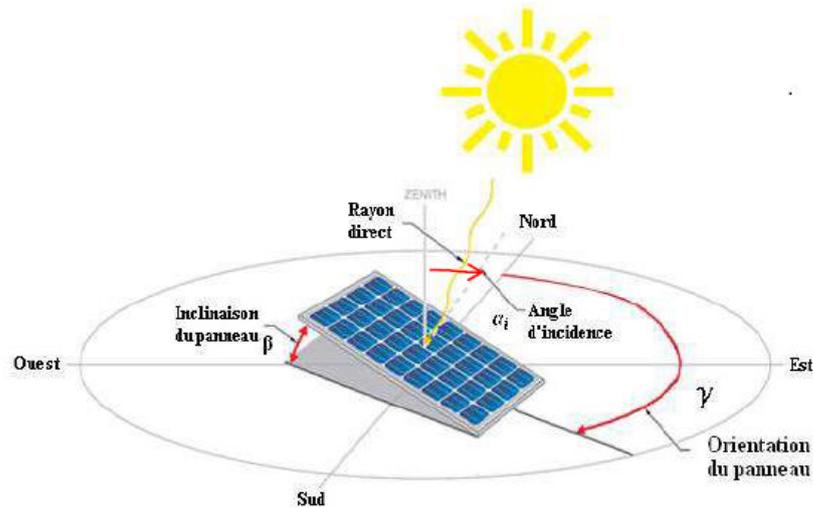


FIGURE 3.13 : Représentation de l'angle & inclinaison du module ainsi que le rayonnement reçu à la surface du panneau [Abb12].

- de l'orientation et de l'inclinaison de la surface du module,
- de la latitude du lieu et de son degré de pollution,
- de la période de l'année,
- de l'instant considéré dans la journée,
- et de la nature des couches nuageuses.

En première approximation, suivant la [figure 3.14](#) chaque continent est divisé en zones de potentiel solaire constant, caractérisées par le coefficient W_{cr} , qui représente la puissance crête du module photovoltaïque à installer pour produire 1 Wh par jour. Prenons l'exemple de Djibouti, où ce coefficient est de $0,43 W_{cr}$, tandis qu'au Caire il est de $0,36 W_{cr}$ [PA97b].

3.3.2.5 Les données de l'irradiance récoltées sur site

La [figure 3.15](#) représente l'évolution du taux d'irradiance solaire enregistré sur le site de l'université au cours de l'année 2022. Les valeurs présentées sur la [figure 3.15](#), ont été enregistrées toutes les 10 minutes par la station météorologique installée à l'université de Djibouti pendant toute l'année 2022. La valeur maximale a été enregistrée le 08 mai 2022, atteignant $1276 W/m^2$, tandis que la moyenne de l'irradiance maximale ne dépasse pas $800 W/m^2$.

3.3.3 Les autres données météorologiques enregistrées sur site

La station météorologique installée à l'université de Djibouti collecte des données sur la température ambiante et l'humidité relative toutes les 10 minutes, tout au long de l'année depuis juin 2021.

3.3.3.1 Les données de la température

Les données de la température d'un site, est un facteur clé pour pouvoir déterminer le potentiel énergétique solaire du site.

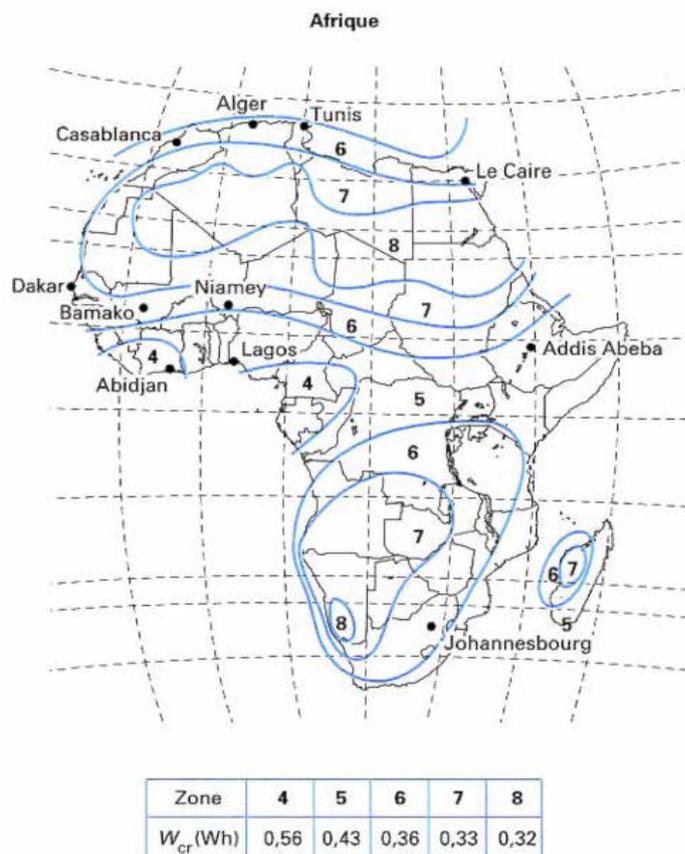


FIGURE 3.14 : Coefficient W_{cr} pour l’Afrique [PA97b].

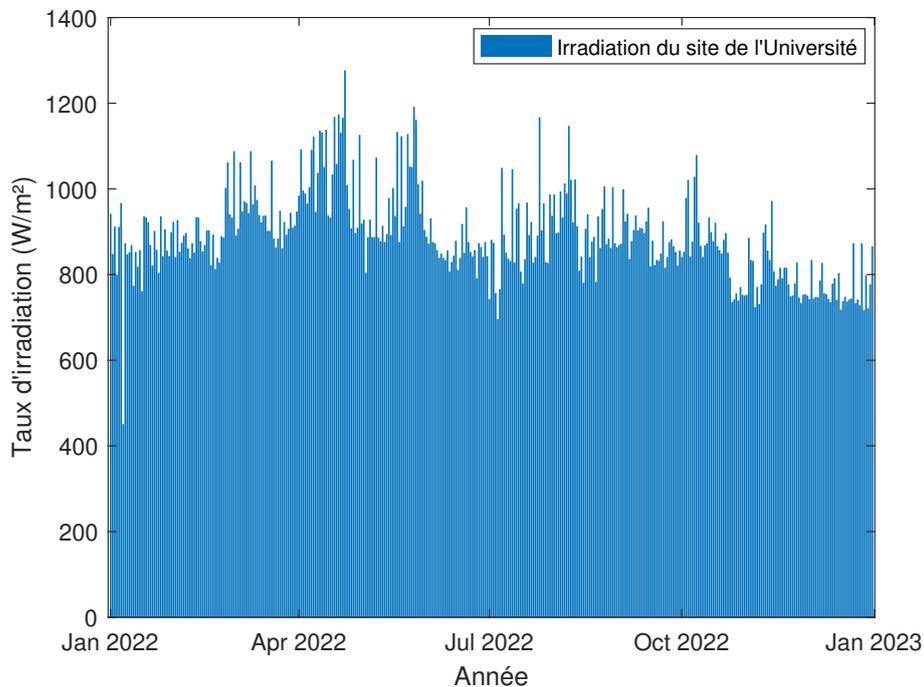


FIGURE 3.15 : Évolution du taux d’irradiance de l’année 2022 enregistrée toutes les 10 minutes par la station météorologique de l’université de Djibouti.

On peut observer sur la [figure 3.16](#), l'évolution de la température ambiante enregistrée sur le site de l'université. Ce graphique résulte de la moyenne quotidienne des données enregistrées toutes les 10 minutes par la station. Dans un climat aride et sec tel que celui-ci, les températures atteignent en moyenne 45°C pendant la période estivale. La température minimale moyenne enregistrée sur toute l'année est de 25,7°C. Pendant l'été, les températures enregistrées varient entre 30°C et 45°C, tandis qu'en hiver, elles se situent entre 20°C et 30°C. En moyenne, la température annuelle pour l'année 2022 est de 36,5°C.

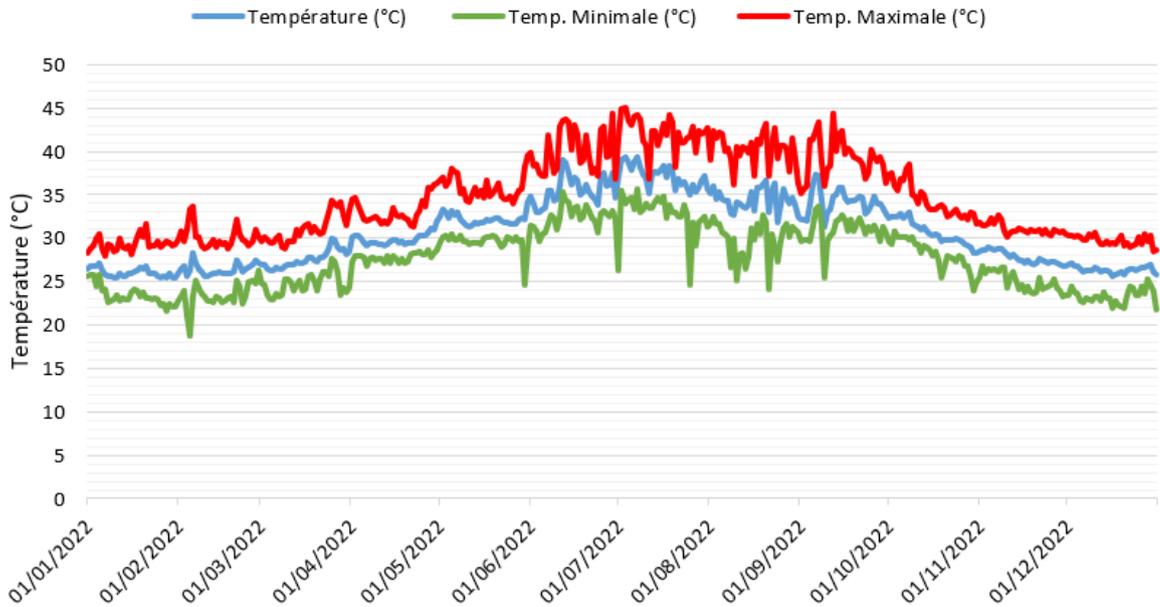


FIGURE 3.16 : Évolution de la température moyenne enregistrée toutes les 10 minutes dans l'année 2022 par la station météorologique de l'université de Djibouti.

3.3.3.2 Les données du taux d'humidité

Les données de l'humidité relative sont également fournies par la station météorologique. L'humidité maximale a été atteinte le 22 janvier 2022, soit 82%, avec une moyenne de 58% sur l'ensemble de l'année. La [figure 3.17](#) montre l'évolution de l'humidité relative de l'année 2022. On peut remarquer que l'humidité est plus élevée en été qu'en hiver.

3.3.3.3 Les données de la densité de l'air

La densité de l'air à Djibouti est calculée à partir de la pression atmosphérique, de la température et de l'humidité relative, selon l'équation 3.5 [[Wik23](#)].

$$\rho = \frac{1}{R_s \cdot (T + 273,15)} \left(p - 230,617 \times H_r \times \exp \left[\frac{17,5043 \times T}{241,2 + T} \right] \right) \quad (3.5)$$

Avec ρ la densité de l'air en ($kg.m^{-3}$), R_s la constante spécifique de l'air sec égale à $287,058 J.kg^{-1}.K^{-1}$, T la température en degrés (C), H_r l'humidité relative et enfin p la pression atmosphérique en Pascal (Pa). La pression atmosphérique moyenne à Djibouti est estimée à 1010 hPa [[Met22](#)].

On peut observer sur la [figure 3.18](#) une baisse de la densité de l'air en été, qui peut s'expliquer par une forte augmentation de la température pendant cette période. En effet, la densité de l'air est inversement proportionnelle à la température. En revanche, la densité de

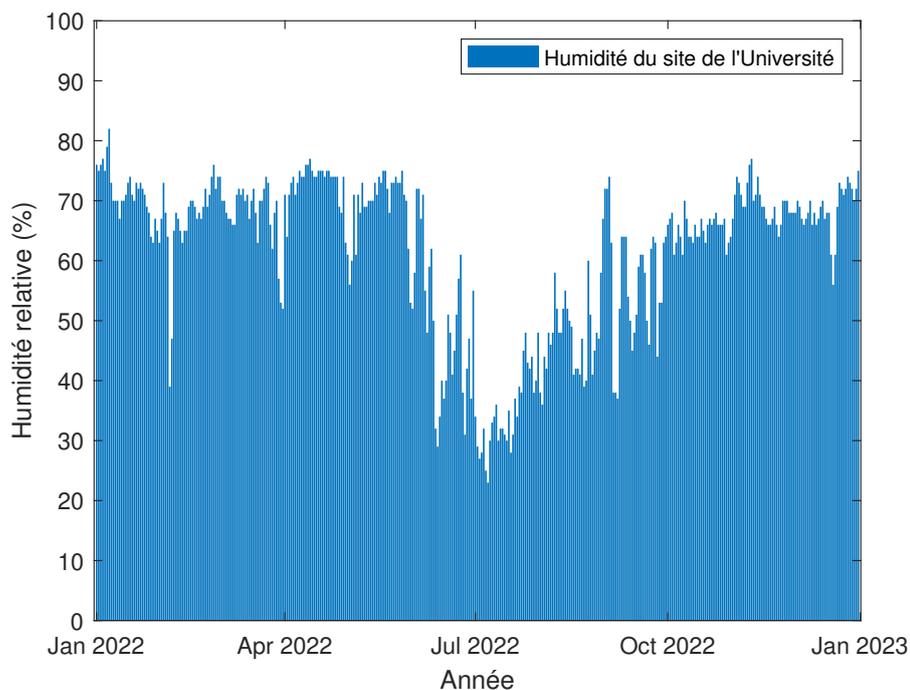


FIGURE 3.17 : Évolution du taux d'humidité relative de l'année 2022 enregistrée toutes les 10 minutes par la station météorologique de l'université de Djibouti.

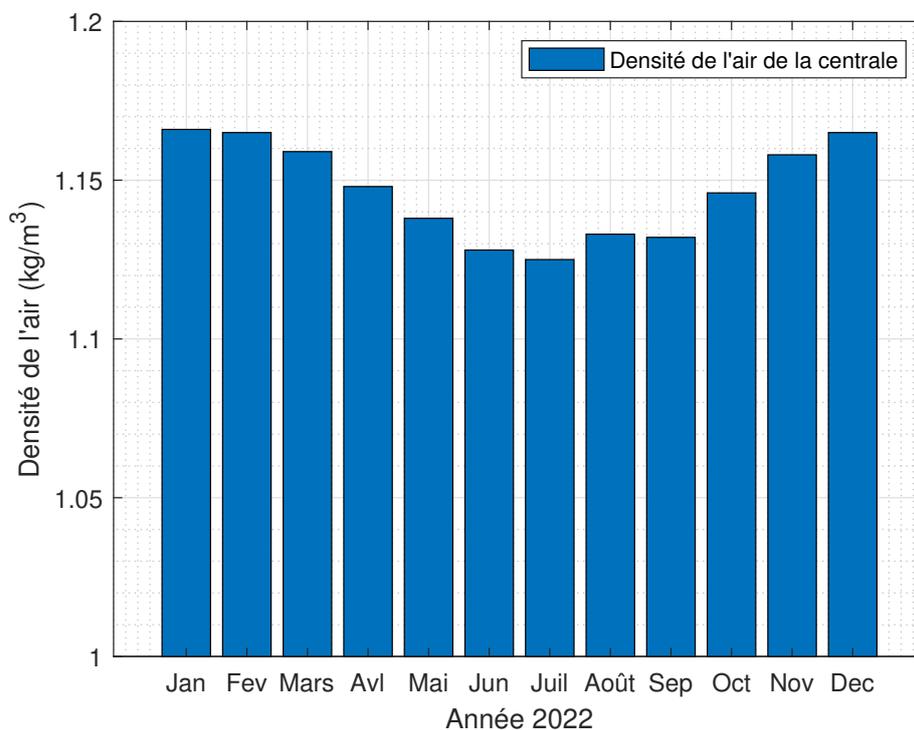


FIGURE 3.18 : Évolution de la densité mensuelle de l'air de l'année 2022.

l'air augmente à partir du mois d'octobre, correspondant à la période hivernale à Djibouti. Selon les informations fournies dans la [figure 3.18](#), la densité de l'air moyenne spécifique à

Djibouti est estimée à environ $1,148 \text{ kg/m}^3$. Ces données seront utilisées ultérieurement, notamment dans la section dédiée à l'évaluation du potentiel éolien.

3.4 Évaluation du potentiel énergétique du site

3.4.1 La puissance énergétique Éolienne disponible du site

La puissance énergétique éolienne disponible sur un site peut être représenté suivant l'équation (3.6) [Joh+06] :

$$P = \frac{1}{2} \rho S v^3 \quad (3.6)$$

Avec P la puissance du vent en (W), ρ la densité de l'air en (kg/m^3), S la surface balayée par le rotor de l'éolienne en (m^2) et v la vitesse du vent en (m/s).

Pour estimer le potentiel énergétique disponible sur site, deux méthodes permettent d'estimer : la distribution de Weibull et Rayleigh. La série horaire de données sur le vent comprend la vitesse du vent, la direction et le temps de l'écoulement à une altitude de 10 mètres.

3.4.1.1 Estimation par distribution : Weibull

La distribution de Weibull est une distribution de probabilité continue utilisée pour modéliser la distribution de la vitesse du vent dans une région donnée. Cette distribution est caractérisée par deux paramètres : c le facteur d'échelle qui représente la vitesse du vent et k le facteur de forme qui décrit la forme de la distribution suivant l'équation (3.7) [G94] :

$$f_w(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (3.7)$$

ou $f_w(v)$ représente la fréquence d'apparition de la vitesse du vent v dans une distribution de fréquences, c le facteur d'échelle empirique de Weibull en (m/s) et k le facteur de forme empirique de Weibull.

3.4.1.2 Estimation par distribution de Rayleigh

La distribution de Rayleigh est un cas particulier de fonction de Weibull ou k , le facteur de forme, est égale à 2. La formule est donné par l'équation (3.8) :

$$f_R(v) = \frac{v}{\sigma^2} \exp\left(-\frac{v^2}{2\sigma^2}\right) \quad (3.8)$$

avec $f_R(v)$ la fréquence de distribution de Rayleigh, σ son facteur de forme.

La densité de puissance du vent disponible, peut être déterminer suivant équation (3.9) [Abb12] :

$$E = T \int_{v_{ci}}^{v_{co}} P(v) f(v) dv \quad (3.9)$$

Avec v_{ci} la vitesse de démarrage de notre éolienne, dans notre cas d'étude 2,8 m/s et v_{co} la vitesse à laquelle l'éolienne se met en mode hélicoptère pour se protéger des vents violents, dans notre cas d'étude elle est égale à 13 m/s.

Une intégration numérique est nécessaire pour déterminer l'énergie du potentiel éolien

disponible sur le site suivant l'équation (3.10) [Abb12] :

$$E = T \sum_{i=1}^n [P(V_{i+1})f(V_{i+1}) + P(V_i)f(V_i)] \frac{(V_{i+1} + V_i)}{2} \quad (3.10)$$

TABLE 3.7 : Paramètres de distribution sur une base mensuelle, calculés à partir des données horaires de la vitesse du vent de la station de l'université de Djibouti.

Mois	$v_m(m/s)$	$c(m/s)$	k
Janvier	2,04	2,82	1,09
Février	1,77	2,51	-
Mars	1,79	2,53	-
Avril	2,11	2,90	1,15
Mai	1,72	2,46	-
Juin	1,71	2,45	-
Juillet	3,26	4,21	1,54
Août	2,49	3,33	1,33
Septembre	1,99	2,76	-
Octobre	1,52	2,23	-
Novembre	1,49	2,21	-
Décembre	2,52	3,37	1,35

Dans le [tableau 3.7](#), les paramètres de distribution de la vitesse du vent ont été calculés sur une base mensuelle à partir des données enregistrées toutes les 10 minutes par la station météorologique de l'université de Djibouti. Tous les mois où la vitesse moyenne du vent est inférieure à 2, l'absence du facteur de forme empirique de Weibull k met en évidence que le site n'a pas un potentiel venteux significatif. En d'autres termes, cela indique que le site n'est pas caractérisé par des conditions de vent favorables à la production d'énergie éolienne. Le [tableau 3.8](#) affiche des données horaires mesurées sous forme de distribution de fréquence pour le mois de juillet ainsi que la distribution de densité de probabilité obtenue à partir des fonctions de Weibull et de Rayleigh.

La distribution de densité de probabilité de la vitesse du vent du mois de juillet 2022 est présentée dans la [figure 3.19](#). Il est évident que la distribution réelle de densité est plus précise que les distributions de Weibull et de Rayleigh.

3.4.1.3 Estimation par intégration numérique

Le [tableau 3.9](#) présente l'évolution du potentiel énergétique éolien disponible pour le mois de juillet 2022. Ce tableau regroupe la puissance de l'éolienne ANTARIS, l'énergie du vent et l'énergie exploitable. L'énergie du vent et l'énergie éolien récupérable ont été calculés suivant les équations suivantes :

$$E_{vent} = \frac{1}{2} \rho S v^3 T \quad (3.11)$$

$$E_{eolien} = C_p \times E_{vent} \quad (3.12)$$

Tandis que le [tableau 3.10](#) présente l'évolution mensuelle du potentiel éolien ainsi que

TABLE 3.8 : Présentation des données horaires mesurées sous forme de distribution de fréquence pour le mois de juillet ainsi que la distribution de densité de probabilité obtenue à partir des fonctions de Weibull et de Rayleigh.

			Distribution des probabilités			
Classe de la vitesse j	v_j	$v_{m,j}$	Fréquence f_i	Distribution des probabilités		
				Réel f_{v_j}	Weibull $f_w(v_j)$	Rayleigh $f_R(v_j)$
1	0-1	0,5	276	6,184	0	0
2	1-2	1,5	278	6,229	8,97	6,318
3	2-3	2,5	656	14,4699	12,68	11,457
4	3-4	3,5	745	16,693	13,995	14,598
5	4-5	4,5	807	18,082	13,626	15,489
6	5-6	5,5	604	13,466	12,183	14,433
7	6-7	6,5	490	10,979	10,196	12,096
8	7-8	7,5	333	7,461	8,072	9,232
9	8-9	8,5	144	3,227	6,088	6,467
10	9-10	9,5	94	2,106	4,395	4,177
11	10-11	10,5	24	0,538	3,048	2,497
12	11-12	11,5	7	0,157	2,036	1,384
13	12-13	12,5	5	0,112	1,312	0,713
14	13-14	13,5	3	0,067	0,818	0,341
15	14-15	14,5	0	0	0,493	0,152
16	15-16	15,5	0	0	0,289	0,063

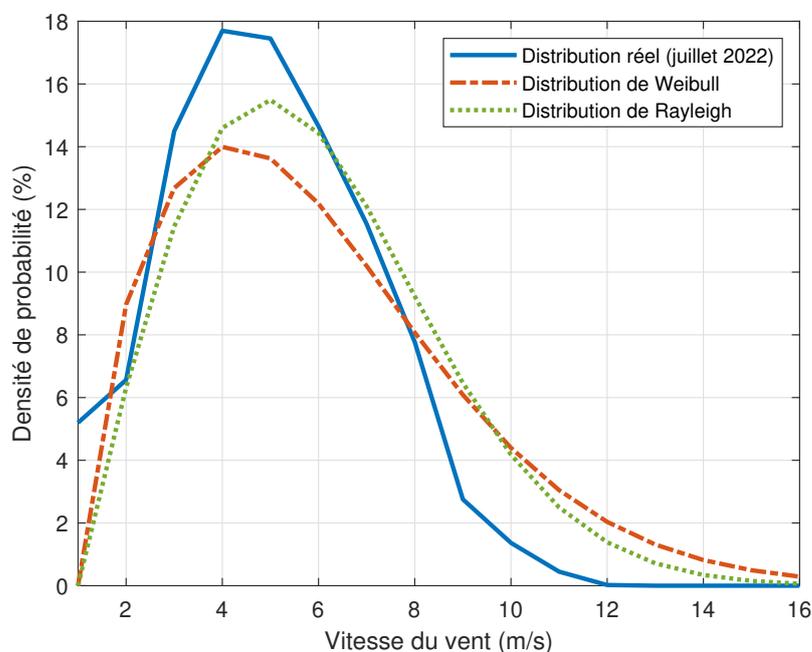


FIGURE 3.19 : Évolution de la répartition de la densité de probabilité de la vitesse du vent dans le cas réel, Weibull et Rayleigh du mois de Juillet 2022.

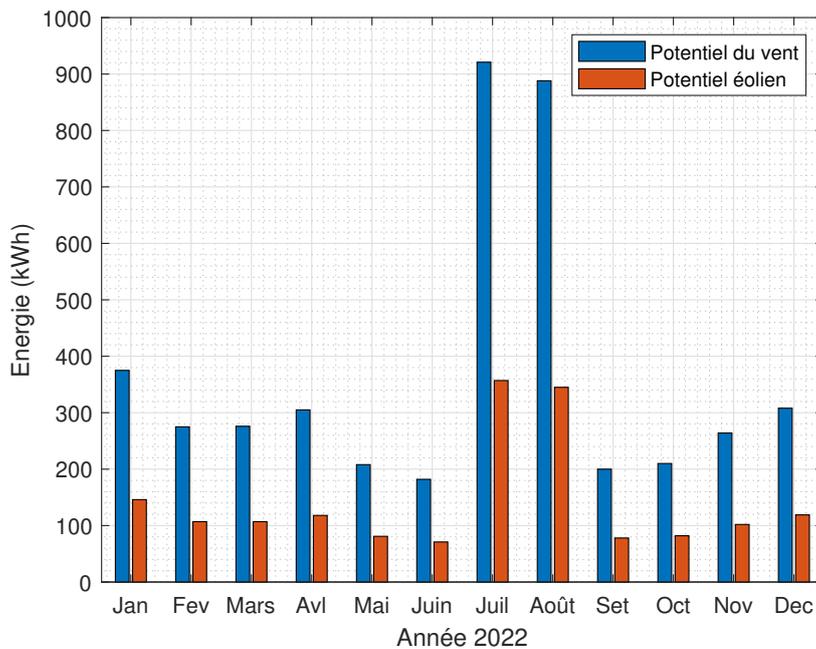


FIGURE 3.20 : Représentation graphique du potentiel énergétique du vent et de l'éolienne de l'année 2022.

le potentiel énergétique du vent et celui de l'éolienne ANTARIS. Ces potentiels ont été calculés en utilisant les données des vitesses du vent collectées sur site toutes les 10 minutes.

TABLE 3.9 : Évolution du potentiel énergétique Éolien du mois de Juillet 2022 échantillonnage toutes les 10 minutes.

Vitesse du vent (m/s)	Durée (h/mois)	Fréquence (%)	P_{nom} ANTARIS (kW)	Énergie vent (kWh)	Énergie Éolien (kWh)
0	46	5,2	0	0	0
1	46	6,6	0	0	0
2	109	14,5	0,1	9	3
3	124	17,7	0,2	33	13
4	135	17,5	0,5	84	33
5	100	14,7	0,9	123	48
6	82	11,5	1,5	173	67
7	56	7,8	2,3	187	72
8	24	2,7	3,5	121	47
9	16	1,4	5	112	43
10	4	0,4	6,5	39	15
11	1	0	7,5	15	6
12	1	0	8,5	14	5
13	1	0	8,5	11	4
14	0	0	8,5	0	0
15	0	0	8,5	0	0
16	0	0	8,5	0	0
Total	744	100	68	921	357

La figure 3.20 montre l'évolution des deux potentiels énergétiques en fonction des mois. On peut clairement observer que la puissance du vent est nettement supérieure à la puissance énergétique de l'éolienne exploitable. Cependant, pour notre site le facteur de

TABLE 3.10 : Évolution du potentiel énergétique Éolien en fonction des mois.

Potentiel énergétique éolien			
Mois	Vitesse moyenne du vent (m/s)	Énergie disponible du vent (kWh)	Énergie Éolien ANTARIS (kWh)
Janvier	2,04	375	146
Février	1,77	275	107
Mars	1,79	276	107
Avril	2,11	305	118
Mai	1,72	208	81
Juin	1,71	182	71
Juillet	3,26	921	357
Août	2,49	888	345
Septembre	1,99	200	78
Octobre	1,52	210	82
Novembre	1,49	264	102
Décembre	2,52	308	119
Total	2,03	4212	1713

capacité de notre éolienne ANTARIS pour l'année 2022 est estimé à 4 % comme illustré sur le [tableau 3.11](#) et suivant les équations ci-dessous.

$$\text{Facteur de capacite} = \left(\frac{E_{nom-total}}{P_{non-max} \times T_{total}} \right) \times 100 = \left(\frac{2935}{8,5 \times 8760} \right) \times 100 = 4 \quad (3.13)$$

$$E_{nom} = P_{nom} \times T \quad (3.14)$$

TABLE 3.11 : Calcul de l'énergie nominal de l'éolienne ANTARIS pour l'année 2022.

Vitesse du vent (m/s)	Durée (h/an)	P_{nom} ANTARIS (kW)	E_{nom} ANTARIS (kWh/an)
0	1267	0	0
1	984	0	0
2	1928	0,1	192,8
3	1905	0,2	381
4	1663	0,5	831,5
5	620	0,9	558
6	199	1,5	298,5
7	100	2,3	230
8	48	3,5	168
9	27	5	135
10	13	6,5	84,5
11	4	7,5	30
12	2	8,5	17
13	1	8,5	8,5
14	0	8,5	0
15	0	8,5	0
16	0	8,5	0
Total	8760	70,5	2935

3.4.2 Le potentiel Solaire du site

3.4.2.1 Estimation du potentiel solaire

Pour évaluer le potentiel solaire du site, les données de la station météorologique sont comparées aux données solaires fournies par les outils de simulation tels que **PVGIS TMY 5.2** et **Meteonorm 8.0**. L'évolution du taux d'irradiance enregistrée sur le site au cours de l'année 2022 ainsi que d'autres données fournies par PVGIS TMY 5.2 [eur23] et Meteonorm 8.0 [Mét23] sont présentées dans le [tableau 3.12](#).

TABLE 3.12 : Évolution du potentiel énergétique solaire en fonction des mois pour l'année 2022 à Djibouti.

Mois	Potentiel solaire (kWh/m^2)		
	PVGIS TMY 5.2	Meteonorm 8.0	Station météo université
Janvier	188,7	181,1	189,2
Février	169,2	175,2	226,8
Mars	208,6	200,4	247,6
Avril	214,5	218,5	233,4
Mai	215,4	203,3	238,4
Juin	179,2	175,8	246,3
Juillet	179,4	177,4	210,7
Août	188,9	176,7	226,7
Septembre	193,4	179,8	234
Octobre	198,8	191,4	227,3
Novembre	173	176,6	196,2
Décembre	172,9	169,2	186,7
Total ($kWh/m^2/an$)	2282	2225	2663

On peut constater une différence de 16,4 % entre les données de la station et celles de Meteonorm 8.0, ainsi qu'une différence de 14,3% entre les données de la station et celles de PVGIS TMY 5.2. En 2022, l'estimation du potentiel solaire exploitable par des panneaux solaires d'une superficie de 125 m² s'élève à 332,875 MWh/an. Cette évaluation souligne la viabilité considérable de l'énergie solaire tout au long de l'année.

3.5 Évaluation de la consommation énergétique du site

3.5.1 Estimation du besoin énergétique du site

Pour évaluer les besoins énergétiques du site de 300 m² de superficie sur 80 m² bâtie composée des deux locaux où sont installés les équipements. L'étude a été divisée en deux parties : le premier aspect de l'étude consiste en une estimation des besoins énergétiques, tandis que le deuxième aspect est basé sur l'acquisition de la consommation réelle du site.

3.5.1.1 Éclairage

L'éclairage du site dépend directement de l'ensoleillement (de 6h à 18h) ainsi que des activités se déroulant dans la centrale (de 8h à 18h30).

3.5.1.2 Climatisation

Le site est équipé de climatiseurs qui maintiennent la température et l'humidité requises pour les batteries et les onduleurs. Leur consommation est directement liée au fonctionnement de la centrale et dépend des activités menées sur le site entre 9h et 16h.

3.5.1.3 Ventilation

Le système d'aération du site est assuré par des ventilateurs muraux qui permettent d'évacuer l'humidité et de maintenir une bonne qualité d'air. Leur fonctionnement dépend des activités effectuées dans la centrale et fonctionne 24h/24 pour aérer le lieu.

3.5.1.4 Appareils informatiques

Le site est équipé d'un matériel informatique qui ne fonctionne que lorsqu'il y a de l'activité sur le site. Les horaires d'alimentation de ces équipements peuvent varier d'un jour à l'autre, car la puissance électrique des appareils et la durée de consommation peuvent être très variables sur un site autonome.

L'énergie consommée par l'ensemble des appareils a été calculée en kWh/jour selon [équation \(3.15\)](#).

$$E = P \times N \times T \quad (3.15)$$

Avec E l'énergie journalière en (kWh/jr), P la puissance de l'appareil, N le Nombre d'appareil, T la durée de fonctionnement en heure (h). Un exemple de calcul est donné ci-dessous :

- Matériel : Ventilateur murale de marque TNT
- Puissance : 75W
- Quantité : 4
- Durée de fonctionnement : 24 h

$$E = 75 \times 4 \times 24 = 7,2 kWh/jr \quad (3.16)$$

Les [tableau 3.13](#), [3.14](#) et [3.15](#) récapitulent respectivement les différentes charges, puissances électriques et durées de fonctionnement quotidien du site du campus pour différents scénarios.

3.5.2 Estimation des profils de charge

Dans la suite de ce travail, nous énonçons des hypothèses basées sur l'estimation de la consommation du site durant l'année académique, les jours fériés et les périodes de vacances d'été.

3.5.2.1 Profil de charge : jour ouvrable

En semaine (Dimanche au Jeudi) conformément le [tableau 3.13](#), la puissance du site est estimée à 200 W au lever du soleil, cette puissance est consommée par deux ventilateurs qui fonctionnent non-stop, le modem internet et les onduleurs en mode veille, à savoir les trois onduleurs pour batterie (SI 6.0H-10), les deux onduleurs solaires (STP 8000TL-20 & STP 9000TL-20), l'onduleur éolien (Smart Wind), et les deux onduleurs monophasés

Sunny Boy (SB 1.5 & 3.0). Au début de la journée, la puissance augmente à 4845 W, ce qui peut s'expliquer par différentes raisons telles que le début des travaux pratiques pour les étudiants, la maintenance sur le site, etc. On suppose qu'en plus des appareils déjà en fonctionnement, s'ajoutent les lampes, les systèmes de ventilation, un climatiseur et l'ordinateur portable et de travail, qui sont fréquemment allumés en premier en début de journée. De 9h à 12h, un climatiseur s'ajoute à la consommation déjà existante, de sorte que la puissance atteint son maximum, soit 8,34 kW. Pour éviter d'augmenter considérablement la puissance du site et pour des raisons de sobriété énergétique, les climatiseurs sont alimentés à tour de rôle. Sachant que chaque local comporte deux climatiseurs, pour refroidir le local des onduleurs et celui des batteries, un climatiseur de chaque est allumé toutes les 3 heures. De 13h à 17h, la puissance tend à nouveau vers 1345 W, on estime que les climatiseurs sont éteints et que seuls les lampes et les ventilateurs sont allumés. À 18h, la consommation est estimée à 200 W, sa valeur minimale, en supposant que tous les appareils sont mis hors service, sauf les onduleurs en mode veille et le modem internet.

TABLE 3.13 : Tableau récapitulative des différents charges et leur consommations énergétiques d'un jour ouvrable.

Un jour ouvrable				
Charges	Puissance (W)	Quantité	Durée (h)	Energie (kWh/jr)
Lampes	36	16	8	4,6
Ventilateur	75	2	24	3,6
Ventilateur	75	2	8	1,2
Climatiseurs	3500	2	3	21
STP ¹	1	2	12	0,02
Smart Wind ²	18	1	20	0,36
Smart Wind ¹	83	1	4	0,33
SB 1.5 ¹	5	1	14	0,07
SB 3.0 ¹	1	1	14	0,01
SI 6.0H ¹	26	3	22	1,7
SI 6.0H ²	4	3	2	0,02
Modem internet	12	1	24	0,28
Ordinateur de travail	250	1	8	2
Ordinateurs portables	180	1	2	0,36
Total	8,52 kW			35,6 kWh

3.5.2.2 Profil de charge : jour férié

Jour férié de la semaine (Vendredi et Samedi) conformément le [tableau 3.14](#), la puissance du site est estimée à 200 W au lever du soleil, cette puissance est consommée par deux ventilateurs qui fonctionnent non-stop, le modem internet et les onduleurs en mode veille, à savoir les trois onduleurs pour batterie (SI 6.0H-10), les deux onduleurs solaires (STP 8000TL-20 & STP 9000TL-20), l'onduleur éolien (Smart Wind), et les deux onduleurs monophasés Sunny Boy (SB 1.5 & 3.0). Au début de la journée, la puissance augmente à 1345 W, on suppose qu'en plus des appareils déjà en fonctionnement, s'ajoutent les lampes, les systèmes

¹ En mode Active

² En mode nocturne

de ventilation et l'ordinateur de travail qui sont fréquemment allumés en premier en début de journée. De plus, la consommation en début de journée est complétée par les onduleurs en mode actif, à savoir les trois onduleurs pour batterie (SI 6.0H-10), les deux onduleurs solaires (STP 8000TL-20 & STP 9000TL-20), l'onduleur éolien (Smart Wind), et les deux onduleurs monophasés Sunny Boy (SB 1.5 & 3.0). De 11h à 15h, un climatiseurs s'ajoutent à la consommation déjà existante, de sorte que la puissance atteint son maximum, soit 4845 W. Pour éviter d'augmenter considérablement la puissance du site et pour des raisons de sobriété énergétique, les climatiseurs sont alimentés à tour de rôle. Sachant que chaque local comporte deux climatiseurs, pour refroidir le local des onduleurs et celui des batteries, un climatiseur de chaque est allumé toutes les 2 heures. À 15h30, la puissance tend à nouveau vers 1345 W, on estime que les climatiseurs sont éteints et que seuls les lampes et les ventilateurs sont allumés. À 18h, la consommation est estimée à 200 W, sa valeur minimale, en supposant que tous les appareils sont mis hors service, sauf les onduleurs en mode veille et le modem internet.

TABLE 3.14 : Tableau récapitulative des différents charges et leur consommations énergétiques d'un jour férié.

Un jour férié				
Charges	Puissance (W)	Quantité	Durée (h)	Energie (kWh/jr)
Lampes	36	16	8	4,6
Ventilateur	75	2	24	3,6
Ventilateur	75	2	8	1,2
Climatiseurs	3500	2	2	14
STP ¹	1	2	12	0,02
Smart Wind ²	18	1	20	0,36
Smart Wind ¹	83	1	4	0,33
SB 1.5 ¹	5	1	14	0,07
SB 3.0 ¹	1	1	14	0,01
SI 6.0H ¹	26	3	22	1,7
SI 6.0H ²	4	3	2	0,02
Modem internet	12	1	24	0,28
Ordinateur de travail	250	1	0	0
Total	8,33 kW			26,23 kWh

3.5.2.3 Profil de charge : vacances d'été ou scolaire

Pendant cette période de vacances selon le [tableau 3.15](#), on estime que le site est occupé à temps partiel pour le suivi et la collecte des données ou pour des raisons de maintenance. Au lever du soleil, la consommation est à son minimum, soit 200 W. Cette puissance est consommée par des appareils maintenus fonctionnels tels que le modem internet, les onduleurs monophasés et les onduleurs solaires, éoliens et de batterie en mode veille. Pendant la journée, le site peut être occupé ou non, et des prévisions de consommation sont établies en conséquence. En début de journée, on peut estimer que la puissance est de 1345 W, cette consommation peut être comparée à celle décrite dans les deux autres profils de charge. Entre 12h00 et 14h00, lorsque la température du site augmente naturellement, un climatiseur s'ajoute à la consommation initiale, pouvant être estimée

à 4845 W. Cette puissance correspond à la consommation totale de tous les appareils fonctionnant simultanément. Après 14h30 et jusqu'au lever du soleil, la consommation retombe à sa valeur minimale de 200 W, en supposant que tous les appareils sont mis hors service.

TABLE 3.15 : Tableau récapitulative des différents charges et leur consommations énergétiques lors des vacances d'été ou scolaire.

Vacance d'été ou scolaire				
Charges	Puissance (W)	Quantité	Durée (h)	Energie (kWh/jr)
Lampes	36	16	8	4,6
Ventilateur	75	2	24	3,6
Ventilateur	75	2	8	1,2
Climatiseurs	3500	1	2	7
STP ¹	1	2	14	0,02
Smart Wind ²	18	1	20	0,36
Smart Wind ¹	83	1	4	0,33
SB 1.5 ¹	5	1	14	0,07
SB 3.0 ¹	1	1	14	0,01
SI 6.0H ¹	26	3	14	1,09
SI 6.0H ²	4	3	14	0,16
Modem internet	12	1	24	0,28
Ordinateur de travail	250	1	8	2
Total	4,83 kW			20,76 kWh

3.5.3 Acquisition des profils de charge du site

Les données de consommations réelles ont été récoltées pour le site de la centrale de l'université de Djibouti. Les caractéristiques du site sont :

- Site est de 300 m² de superficie sur 80 m² bâtie
- Nombre des pièces : 2 locaux
- Équipement installée se référé au [tableau 3.13](#)
- Le site est occupé durant toute l'année académique et en exception pour certain jour férié ou d'été.

Comme discuté dans la section précédente, l'onduleur SI 6.0H nous fourni le profil de charge du site toute les 10 minutes. La [figure 3.21](#) ci-dessous montre les acquisitions de la consommation du site durant un jour ouvrable, un jour férié et un jour des vacances d'été.

Comme on peut le remarquer sur la [figure 3.21](#), une différence est observée par rapport à l'estimation établie précédemment. En ce qui concerne la puissance estimée pour un jour ouvrable, on remarque que le site consomme 33,25 kWh, contre une estimation de 35,6 kWh. De même, pour le jour férié, il avait été estimé que la charge serait d'environ 26,23 kWh, alors qu'elle s'élève en réalité à 11 kWh. Enfin, pour le jour d'été, une consommation de 12,38 kWh est observée, comparée à une estimation de 20,76 kWh. Cela démontre qu'il est insuffisant de se baser uniquement sur des estimations pour évaluer la consommation

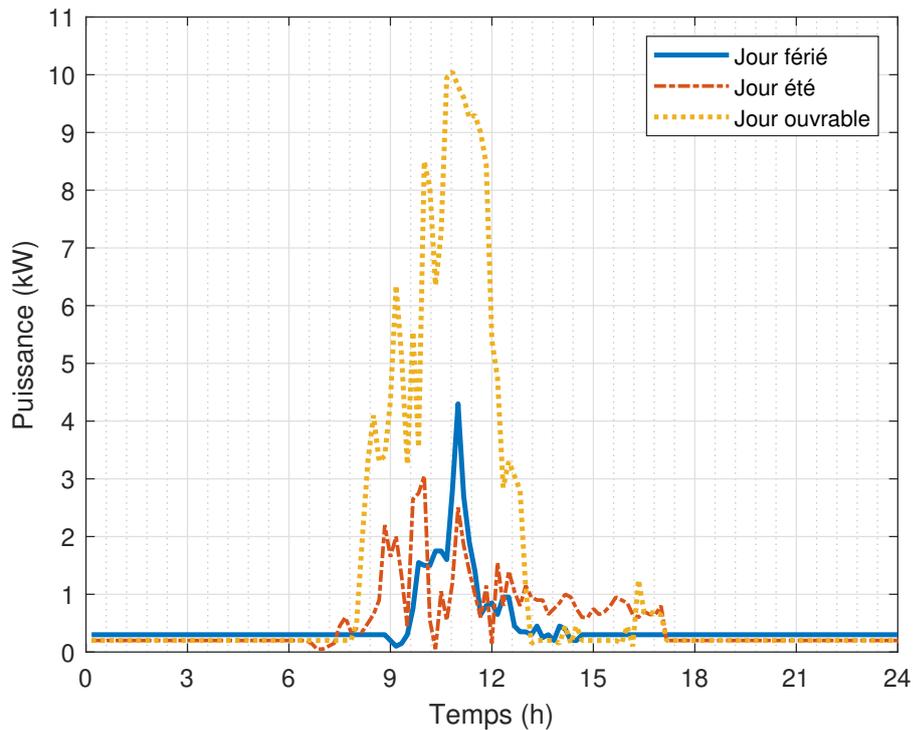


FIGURE 3.21 : Profil de charge journalière enregistré sur le site de l'université pour un jour ouvrable, férié et d'été.

énergétique d'un site, et qu'il est nécessaire d'acquérir les données réelles de consommation afin de pouvoir comparer ces estimations à la réalité.

3.6 Conclusion

Ce chapitre avait pour objectif de présenter les différents dispositifs mis en place sur le site et leurs fonctionnalités, ainsi que de procéder à l'évaluation du potentiel énergétique et de la consommation de la centrale hybride installée à l'université de Djibouti. Pour évaluer le potentiel énergétique du site, des données de taux d'irradiance, de température ambiante et de vitesse du vent ont été collectées à partir de la station météorologique que nous avons installée sur site. Une évaluation de la consommation a été réalisée en se basant sur des données réelles ainsi que des estimations. Les principaux résultats de ce chapitre sont les suivants :

- Les données de rayonnement solaire enregistrées sur site ont permis une estimation plus précise du potentiel solaire par rapport à ceux estimés à partir des données en ligne. En guise de comparaison, une différence de 16,4% a été observée entre les données de la station et les données de référence de Meteonorm 8.0, ainsi qu'une différence de 14,3% entre les données de la station et les données de référence de PVGIS TMY.
- En général, les vents sur le site ont été mesurés toutes les 10 minutes et une moyenne de 4,27 m/s a été observé contre des rafales des vents puissantes pouvant aller jusqu'à 18,62 m/s. En été, la vitesse moyenne du vent est évaluée à environ 2 m/s, avec des pointes maximales atteignant 12 m/s. Ces données suggèrent que le site n'est

pas fortement exposé à des vents propices à la production d'énergie éolienne. Les enregistrements des données de vent ont également permis de calculer un potentiel énergétique éolien global de 2,771 MWh pour l'année 2022, en utilisant une éolienne de 7,5 kW de puissance et d'un diamètre de 5,3 m.

- Avec les données de la station météorologique, il a été possible d'évaluer la température, l'humidité et la densité de l'air. Les données de la température sur le site présentent des variations significatives tout au long de l'année. Il a été remarqué qu'en moyenne, pendant l'été, elles atteignent 45°C, tandis que la température minimale moyenne sur l'année est de 25,7°C. Pendant l'été les températures peuvent varier entre 30°C à 45°C pour l'année 2022, tandis qu'en hiver, elles se situent entre 20°C et 30°C. La température annuelle moyenne pour 2022 est évaluée à 36,5°C. En ce qui concerne l'humidité relative, des valeurs allant jusqu'à 96% ont été enregistrées, avec une moyenne annuelle de 58%. En outre, la densité de l'air spécifique à Djibouti a été évaluée à environ 1,148 kg/m³.
- La distribution réelle, distributions de Weibull et de Rayleigh ont été comparée dans ce chapitre et il a été évident que la distribution réelle a été plus pertinente que les deux autres distributions.
- Dans ce chapitre, l'étude du potentiel énergétique du site pour l'année 2022 a été présentée. Le potentiel solaire exploitable pour une surface de 125 m² s'élève à 332,875 MWh/an, tandis que le potentiel éolien, d'une surface balayée de 22 m², est évalué à 2,771 MWh. Ceci indique clairement que le potentiel énergétique solaire l'emporte nettement sur le potentiel éolien. Malgré cela, il est essentiel de noter que le potentiel éolien conserve une exploitation envisageable tout au long de l'année, bien qu'à un niveau notablement restreint.
- Pour mieux évaluer le comportement de la consommation d'énergie du site, trois types de profils ont été étudiés (jour ouvrable, jour férié et jour de vacances). La consommation varie d'un profil à l'autre, par exemple l'énergie totale estimée pour un jour ouvrable est de 35,6 kWh/jr, contre 26,23 kWh/jr pour un jour férié et 20,76 kWh/jr pour un jour de vacances. En réalité, Une divergence par rapport à l'estimation précédente est clairement constatée. La consommation du site s'élève à 33,25 kWh pour un jour ouvrable, bien en-dessous des 35,6 kWh estimés, de même pour le jour férié avec une consommation réelle de 11 kWh par rapport à l'estimation de 26,23 kWh, et enfin, pour le jour d'été, la consommation atteint 12,38 kWh, ce qui est inférieur aux 20,76 kWh estimés. Néanmoins, ces évaluations de profils de charge ont permis de mieux comprendre les fluctuations de la consommation du site.

4.1 Introduction

Un MR est un réseau électrique autonome qui permet de produire de l'électricité et de l'utiliser en cas de besoin [Ele22]. En général, une ou plusieurs sources d'EnRs peuvent être utilisées dans un système de MR.

Ce chapitre suit une structure bien définie : tout d'abord, nous décrivons l'ensemble du système de MR de notre étude de cas. Ensuite, nous procédons à une étude approfondie des différents modèles de chaque composant du système, à savoir l'énergie solaire, l'énergie éolienne et le stockage sur batterie, en nous appuyant sur la littérature existante. Par la suite, nous passons à la modélisation de l'ensemble des systèmes de MR, avant de les soumettre à des simulations. Cette approche nous permet ainsi d'analyser le comportement du flux énergétique du site de manière approfondie et pertinente.

4.2 Modélisation du système Éolien

4.2.1 Étude simplifié du système

La transformation de l'énergie cinétique du vent en énergie électrique est réalisée grâce à une éolienne. Lorsque le vent souffle, l'hélice de l'éolienne se met en mouvement, convertissant ainsi l'énergie mécanique du vent en énergie électrique à l'aide de la génératrice, qui est composée d'un rotor et d'un stator. Pour optimiser son fonctionnement, l'éolienne est équipée d'une girouette permettant d'orienter les pales en fonction de la direction du vent. L'énergie électrique produite peut être utilisée de deux manières : elle peut soit être stockée dans des batteries pour une utilisation ultérieure, soit être injectée directement dans le réseau électrique conformément aux normes en vigueur. La deuxième solution est préférable d'un point de vue économique et technique, car elle permet une utilisation plus efficace de l'énergie produite par l'éolienne.

Tel décrit dans la section 3.4.1 la méthode de détermination de la puissance du vent, est ensuite convertie en puissance mécanique, notée P_m , par l'éolienne, conformément par l'équation (4.1) [SM10].

$$P_m = C_p \cdot P_w \quad (4.1)$$

C_p est le coefficient de performance, et dépend des caractéristiques aérodynamiques de l'éolienne tel que : β l'angle d'inclinaison des pales et λ le rapport entre la vitesse en bout de pale et la vitesse du vent, suivant l'équation (4.2) [SM10] :

$$\lambda = \frac{R\Omega}{v} \quad (4.2)$$

Où R est le rayon de l'hélice (m), Ω la vitesse de rotation de l'éolienne (rad/s) et $R\Omega$ la vitesse linéaire périphérique en bout des pales.

En se basant sur la théorie de Rankine-Froude de l'hélice dans un fluide incompressible, il est possible d'estimer la valeur maximale d'un coefficient qui détermine la puissance

maximale récupérable avec une éolienne. Cette valeur maximale est connue sous le nom de **limite de Betz** (théorie de Betz, 1920) et correspond à un coefficient de puissance de 16/27 [OV12]. En pratique, la puissance récupérable ne dépasse généralement pas 50 à 70% de cette valeur maximale. La caractéristique de puissance, représentée par C_p , est également influencée par le nombre de pales utilisées.

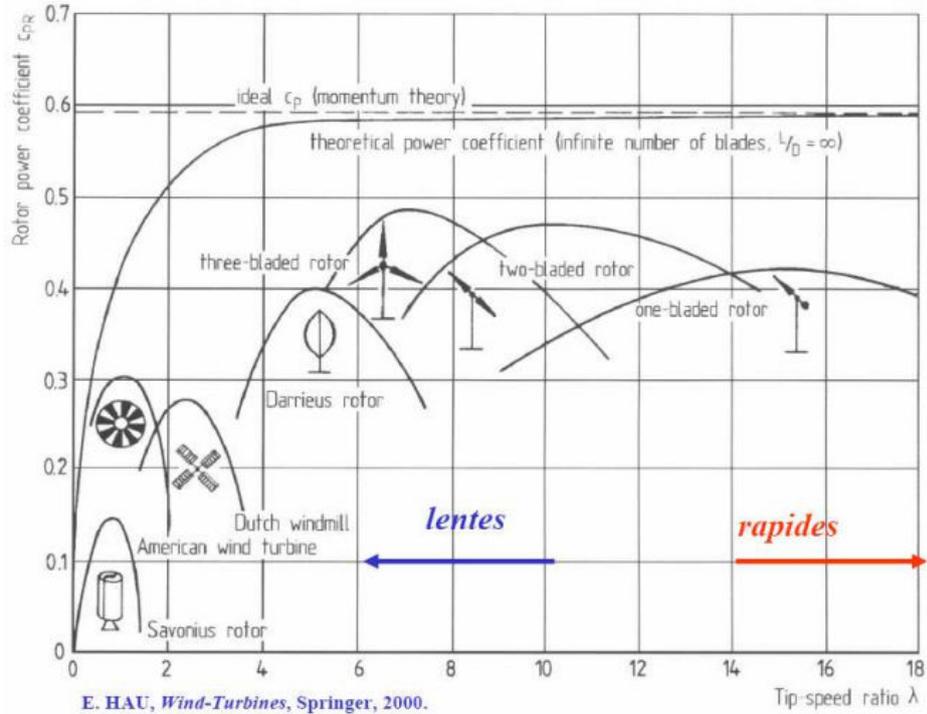


FIGURE 4.1 : Variations du coefficient C_p en fonction des différents types d'éoliennes [Hau13].

Le coefficient de performance C_p dépend également du type d'éolienne utilisé. Par exemple, les éoliennes à axe horizontal avec une seule pale ont tendance à avoir un C_p plus faible par rapport aux éoliennes à axe horizontal avec deux, trois ou quatre pales comme illustré dans la figure 4.1.

D'après [Hei14], il est possible d'estimer le coefficient de performance C_p en utilisant une fonction analytique de la manière suivante :

$$C_p(\lambda, \beta) = C_1 \left[\left(\left(\frac{C_2}{\lambda_i} \right) - c_3\beta - C_4 \right) e^{\frac{C_5}{\lambda_i}} + C_6\lambda \right] \tag{4.3}$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{1 + \beta^3} \tag{4.4}$$

Avec

$$\begin{matrix} C_1 = 0,5 & C_2 = 116 & C_3 = 0,4 \\ C_4 = 5 & C_5 = -21 & C_6 = 0,0068 \end{matrix}$$

4.2.2 Courbe de puissance des éoliennes

La [figure 4.2](#) présente la courbe de caractéristique de la puissance en fonction de la vitesse du vent de l'éolienne ANTARIS installé sur site. Les différentes vitesses du vent permettent de définir quatre zones de la puissance utile de l'éolienne en fonction de la vitesse du vent :

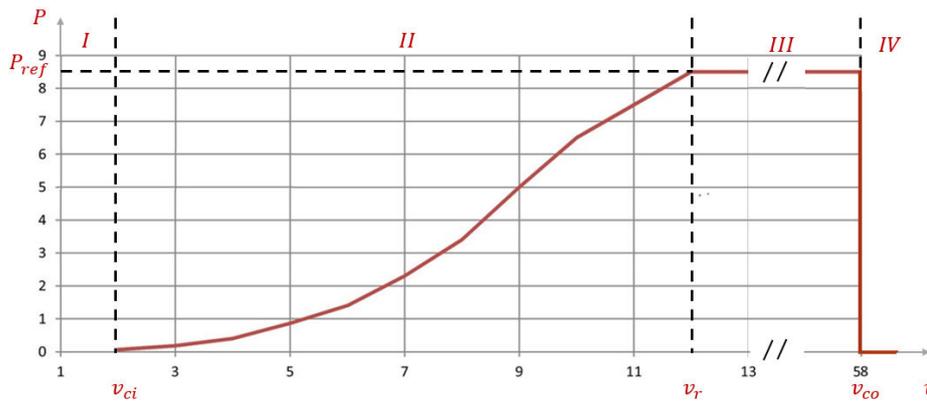


FIGURE 4.2 : Caractéristique de la puissance en fonction de la vitesse du vent des éoliennes [[Gmb23](#)].

- La **zone I** correspond à la plage où l'éolienne ne fonctionne pas, car la vitesse du vent est inférieure à la vitesse de démarrage v_{ci} ($2,8\text{ m/s}$) de l'éolienne, ce qui entraîne une puissance nulle.
- La **zone II** correspond à la plage où l'éolienne commence à produire de l'électricité, car la vitesse du vent est comprise entre la vitesse de démarrage v_{ci} et la vitesse nominale v_r (12 m/s) prédéfinie par le constructeur. Dans notre étude, l'éolienne commence à produire de l'électricité à partir d'une vitesse de vent supérieure à $2,8\text{ m/s}$.
- La **zone III** correspond à la plage où la vitesse de rotation de l'éolienne reste constante lorsque la vitesse du vent se situe entre v_{ci} et v_r , correspondant à la puissance de référence de l'éolienne P_{ref} égale dans notre cas à $7,5\text{ kW}$.
- Enfin dans la **zone IV**, l'éolienne active son système de sécurité et interrompt le transfert d'énergie. Lorsque la vitesse du vent atteint la valeur maximale v_{co} (58 m/s), l'éolienne se met en mode hélicoptère pour se protéger des vents violents.

4.2.3 Diverses approches de modélisation du système éolien

Plusieurs études ont présenté diverses propositions de modèles pour prédire la performance des éoliennes. Ces modèles peuvent être regroupés en deux catégories [[Al 16](#)] :

- Les modèles basés sur les équations fondamentales de la puissance disponible dans le vent.
- Les modèles basés sur le concept de la courbe de puissance de l'éolienne.

Dans notre cas d'étude, nous optons pour un modèle basé sur les équations fondamentales de la puissance disponible dans le vent.

Selon [[Ela+](#)] [[Kol+03](#)], la puissance de sortie de l'éolienne peut être représentée par l'équation suivante :

$$P_{eol} = \frac{1}{2} \rho C_p S v^3 \quad (4.5)$$

Où P_{eol} représente la puissance d'éolienne (W), v la vitesse du vent (m/s), ρ la densité de l'air (kg/m^3), C_p le coefficient de performance et S la surface balayée par le rotor de l'éolienne (m^2). Afin de reproduire les performances de notre éolienne, nous nous baserons sur l'équation (4.5).

4.3 Modélisation du système Photovoltaïque

Différents modèles de systèmes photovoltaïques existent. Certains modèles se concentrent sur la caractérisation des cellules solaires individuelles, tandis que d'autres modèles prennent en compte l'ensemble du système, y compris les panneaux solaires, l'onduleur, les câbles, et d'autres composants.

4.3.1 Modèle basé sur les équations mathématiques

Un modèle mathématique couramment utilisé pour décrire le fonctionnement d'un panneau photovoltaïque est le modèle de la cellule de Shockley-Queisser [SQ61]. Ce modèle prend en compte l'effet de la température sur la performance du panneau, ainsi que l'effet d'une variation de la longueur d'onde de la lumière incidente. Dans la littérature le modèle du module photovoltaïque a été repris par plusieurs articles comme décrite dans l'équation (4.6) [Bor+14], [Hul+10], [DI12], [Zhu+20] et [AT17].

$$P_{pv} = P_{ref} \frac{I}{I_{ref}} \left[1 + k((T_{amb} + 0,0256 \cdot I) - T_{ref}) \right] \quad (4.6)$$

P_{pv} représente la puissance du module photovoltaïque (W), P_{ref} la puissance de référence du module sous STC (250W), I l'irradiance solaire à la surface du module (W/m^2), I_{ref} l'irradiance solaire standard ($1kW/m^2$), T_{ref} la température standard (25°C), T_{amb} la température ambiante (°C) et k le coefficient de température défini comme étant égale à $3,7 \times 10^{-3}$ ($^{\circ}C^{-1}$). Pour simuler le module photovoltaïque, nous utiliserons par la suite l'équation (4.6).

4.3.2 Modèle de convertisseur statique

Les onduleurs photovoltaïques sont responsables de la conversion de l'énergie électrique du courant continu en courant alternatif à la fréquence requise par la charge. Le modèle de conversion CC/CA a été abordé dans la littérature [Bor+14] [eA05] [ML92] et peut être exprimé à l'aide des équations suivantes :

$$\eta_{inv} = \frac{P}{P + n_0 + kP^2} \quad (4.7)$$

$$P = \frac{P_{out}}{P_n} \quad (4.8)$$

$$n_0 = \frac{1}{99} \left(\frac{10}{\eta_{10}} - \frac{1}{\eta_{100}} - 9 \right) \quad (4.9)$$

$$k = \frac{1}{\eta_{100}} - n_0 - 1 \quad (4.10)$$

Avec n_0 qui représente les pertes indépendantes de la charge, k représente les pertes dépendantes de la charge, η_{10} et η_{100} sont fournis par les fabricants et représentent l'efficacité de l'onduleur à 10 % et 100 % de sa puissance nominale respectivement.

4.4 Modélisation du système de stockage sur batterie

4.4.1 Différents modèles des batteries

Dans leur étude [Liu+19], les auteurs ont réalisé une synthèse succincte de plusieurs technologies essentielles, notamment la modélisation des batteries, l'estimation de l'état de charge des batteries. Ils ont passé en revue différents modèles de batterie, tels que le modèle électrique, le modèle thermique et le modèle électrothermique couplé. De plus, les estimations de l'état de la batterie, telles que l'état de charge, l'état de santé État de Santé (State Of Charge) (SOH) et la température interne, ont été examinées de manière exhaustive. Au fil des années, de nombreux modèles de batterie présentant différents niveaux de précision et de complexité ont été développés. Parmi ces modèles, on retrouve le modèle électrique de batterie, le modèle thermique de batterie et le modèle électrothermique couplé de la batterie, comme illustré à la figure 4.3 [Liu+19].

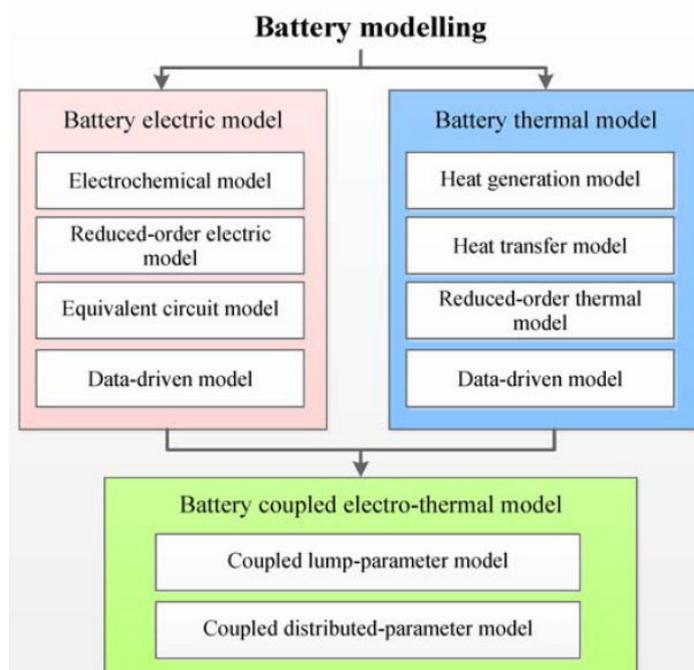


FIGURE 4.3 : Trois différents classifications de la modélisation des batteries [Liu+19].

4.4.1.1 Modèles électriques des batteries

Les modèles électriques des batteries comprennent principalement le Modèle Electrochimique (Electrochemical Model) (EM) [SS15], le modèle d'ordre réduit [Han+15], le Modèle de Circuit Équivalent Modèle de Circuit Equivalent (Equivalent Circuit Model) (ECM) [Zha+15].

Dans leur étude, [SS15] ont montré que le EM présentait une performance de prédiction très précise mais nécessitait un effort de calcul important lors de la simulation du modèle. Le principal avantage de l'utilisation du EM est d'obtenir une description très précise des

processus électrochimiques à l'intérieur de la batterie. Cependant, de nombreux paramètres liés à l'électrochimie de la batterie, tels que les compositions chimiques, doivent être identifiés, ce qui est difficile à réaliser dans les applications en temps réel. De plus, ces modèles électrochimiques impliquent généralement de nombreuses équations aux dérivées partielles qui doivent être résolues, entraînant de lourdes charges de calcul.

Une méthode approximative a été proposée par [Han+15], pour capturer la diffusion en phase solide et la distribution de la concentration d'électrolyte dans la batterie. Ils ont ensuite développé un EM simplifié basé sur la physique pour estimer l'état de charge SOC de la batterie Li-ion.

Selon l'article [Zho+21], les modèles de circuit équivalent sont classés en deux catégories : les modèles d'ordre entier et les modèles d'ordre fractionnaire. Parmi les modèles d'ordre entier couramment utilisés, on retrouve le modèle Rint, le modèle de Thévenin, le modèle Partenariat pour une Nouvelle Génération de Véhicules (Partnership for a New Generation of Vehicles) (PNGV) et le modèle multi-ordres, comme représenté dans la figure 4.4. Selon [Zha+15], les chercheurs ont utilisé le modèle multi-ordres de la figure 4.4 pour capturer les comportements électriques de la batterie en utilisant une combinaison de composants de circuit tels que des résistances, des capacités et des sources de tension. Grâce à leur structure de modèle simple et au nombre limité de paramètres, ces modèles de circuit équivalent sont largement utilisés dans les applications en temps réel des batteries.

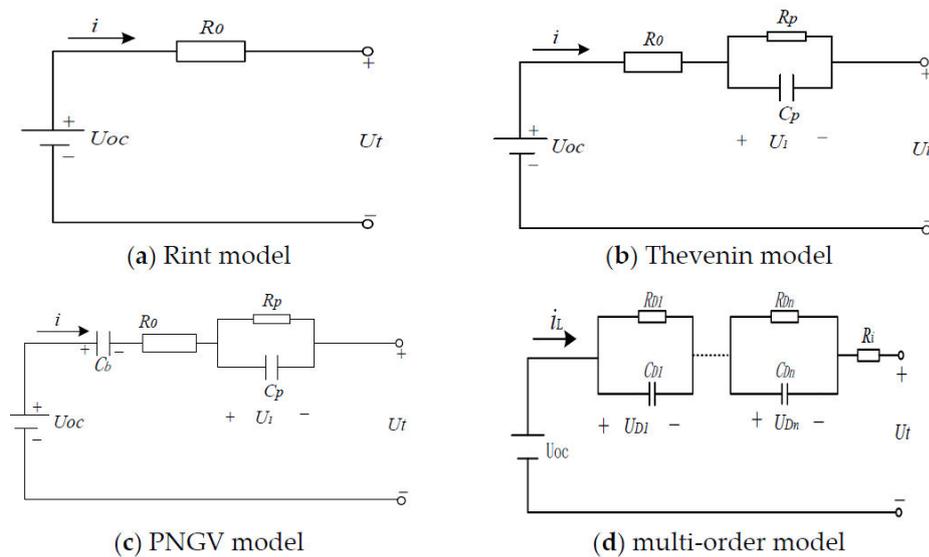


FIGURE 4.4 : Modèles de circuit équivalent d'ordre entier couramment utilisés [Zho+21].

4.4.2 Estimations de l'état de charge des batteries

4.4.2.1 Estimation du SOC des batteries

Le SOC correspond à la capacité restante de la batterie en pourcentage de sa capacité totale dans une situation donnée. Une valeur de 100 % indique que la batterie est complètement chargée à sa capacité maximale, tandis qu'une valeur de 0 % signifie que la batterie est totalement déchargée.

D'après [Xio+17a], de nombreuses méthodes ont été développées pour estimer en temps réel le SOC de la batterie. Pour les comparer plus en détail, ces méthodes ont été classées en quatre groupes : les méthodes basées sur un tableau de recherche, les méthode de l'intégrale ampère-heure, les méthodes d'estimation basées sur un modèle et enfin les

méthodes d'estimation basées sur les données comme illustré dans la figure 4.5 selon [Xio+17a].

1. **Les méthodes basées sur un tableau de recherche** : dans cette approche le niveau de charge SOC des batteries est lié à des paramètres externes tels que la Tension à Circuit Ouvert (Open Circuit Voltage) (OCV) et l'impédance. En utilisant une table de correspondance entre le SOC et ces paramètres, on peut estimer le SOC [Xio+17b]-[HSZ13]. Cependant, mesurer précisément l'OCV en temps réel est difficile car cela nécessite de couper l'alimentation et de laisser la batterie reposer. Cette méthode d'estimation du SOC est plus appropriée en laboratoire.
2. **La méthode de l'intégrale en ampères-heures** permet un calcul précis du SOC lorsque la capacité maximale de la batterie est connue et que son courant peut être mesuré avec précision. Connaître le SOC initial est essentiel pour obtenir une précision optimale. Bien que cette méthode soit très précise et sans effets secondaires significatifs pendant le fonctionnement normal, trois inconvénients doivent être pris en compte : connaître le SOC initial, les erreurs de mesure du courant dues aux perturbations aléatoires (bruit, dérive de température) et la nécessité de recalibrer la capacité maximale en fonction des variations des conditions de fonctionnement et du vieillissement de la batterie. Pour améliorer la fiabilité, cette méthode peut être utilisée en combinaison avec d'autres techniques de soutien, notamment les méthodes basées sur des modèles. Dans l'équation (4.11), est présentée la formule de calcul pour la méthode de l'intégrale ampère-heure selon [Liu+19].

$$SOC(k) = SOC(k_0) + \int_{k_0}^k \eta I(t) dt / C_n \quad (4.11)$$

où $SOC(k_0)$ représente l'état de charge initiale connue, η désigne l'efficacité de la charge ou de la décharge de la batterie, C_n correspond à la capacité nominale de la batterie, et $I(t)$ représente la valeur actuelle du courant, positive pour la charge et négative pour la décharge.

3. Méthodes d'estimation basées sur des modèles

Les modèles de batterie les plus couramment utilisés peuvent être regroupés en trois types : EM, ECM et Modèle d'Impédance Electrochimique (Electrochemical Impedance Model) (EIM) [Hu+17]. Les méthodes d'estimation du SOC qui se basent sur les modèles de batterie utilisent les équations d'état pour décrire le comportement de la batterie. Selon [Xio+17a], divers algorithmes d'estimation d'état non linéaires et filtres adaptatifs sont utilisés pour estimer ou inférer l'état interne des batteries. Parmi ces algorithmes, on retrouve des techniques telles que le Filtre de Kalman Étendu (FKE) [Ple04], l'observateur de Luenberger [HSZ10], l'observateur Proportion-Intégration (PI) [Xu+13a], l'observateur H1 [Zha+11], l'observateur à mode glissant [Kim06], etc. Le FKE est devenu particulièrement répandu pour l'estimation non linéaire et dans les applications d'apprentissage automatique.

4. Méthodes d'estimation basées sur les données

Les approches de contrôle basées sur les données utilisent uniquement les données d'entrée-sortie d'un contrôleur, évitant ainsi le besoin d'un modèle précis du système et l'introduction d'estimations ou d'hypothèses lors de l'étape de modélisation. Cette approche de contrôle présente des avantages significatifs dans les situations suivantes

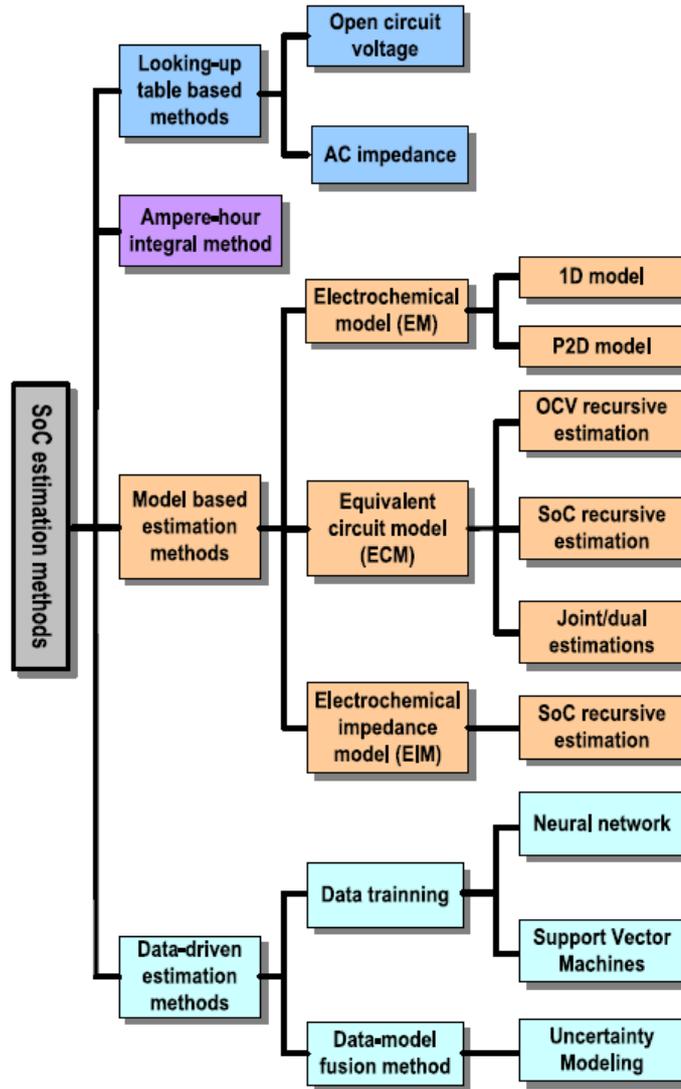


FIGURE 4.5 : Classification des méthodes d’estimation du SOC [Xio+17a].

[HX09] : (1) Le modèle mathématique global du système contrôlé est totalement inconnu ; (2) Les incertitudes du modèle du système contrôlé sont considérables ; (3) Le modèle mathématique ne peut pas être établi pour définir le système contrôlé en raison de sa structure incertaine dans son processus de fonctionnement ; (4) Le modèle du système contrôlé est trop complexe, avec un nombre d’ordre trop élevé, rendant son analyse et sa conception impraticables [Xio+17a].

4.4.3 Les approches de chargement des batteries

4.4.3.1 Chargement traditionnel des batteries

Selon [Liu+19], il existe plusieurs approches de charge traditionnelles, largement utilisées pour résoudre le problème de charge de batterie. Quatre approches courantes sont présentées dans la figure 4.6 : la charge à Courant Constant CC, la charge à Tension Constante CV, la charge à Courant Constant et Tension Constante (CC-CV) et la charge Multi-étapes à Courant Constant MCC.

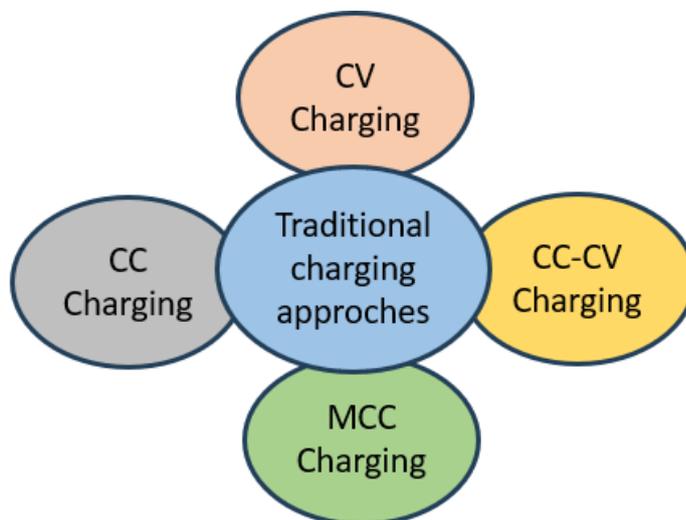


FIGURE 4.6 : Approches traditionnelles de chargement des batteries [Liu+19].

1. **La méthode de charge en courant constant (CC)** est une approche directe mais rudimentaire qui implique l'application d'un courant constant et modéré pour charger une batterie pendant toute la durée du processus de charge. On met fin à la charge en CC lorsque le temps de charge atteint un seuil prédéterminé. Cette approche est largement employée pour les batteries Li-ion [HS10]. Le défi majeur de la charge CC est l'influence du taux de courant sur le comportement des batteries. Un courant élevé accélère la charge mais vieillit la batterie, tandis qu'un courant faible maximise la capacité mais ralentit la charge.
2. **La charge à tension constante (CV)** est une approche conventionnelle qui utilise une tension constante prédéfinie pour charger les batteries, évitant ainsi les surtensions et les réactions irréversibles. La caractéristique de la charge CV est résumée dans la référence [NVV05], bien qu'elle améliore la vitesse de charge, elle peut réduire la capacité de la batterie. La charge CV est rapide entre 0,15 et 0,8 SOC, avec une légère diminution du courant à 0,9 SOC.
3. **La charge hybride, (CC-CV)**, intègre la charge CC et CV. La batterie est d'abord chargée avec un courant constant jusqu'à atteindre la tension maximale sécuritaire. Ensuite, elle passe en phase CV avec une tension constante, réduisant progressivement le courant jusqu'à atteindre une valeur terminale ou une capacité cible tel illustré dans la figure 4.7. Le CC-CV est supérieur aux charges CC ou CV cité précédemment et est utilisé comme référence pour comparer d'autres approches de charge de batterie. Le choix du taux de courant constant en CC-CV est crucial car une valeur élevée peut entraîner un dépôt de lithium et une faible efficacité de conversion d'énergie, tandis qu'une valeur trop faible ralentira la vitesse de charge.
4. **La charge Multi-étapes à Courant Constant (MCC)** est une approche de charge traditionnelle répandue, utilisée avec succès pour différents types de batteries, dont le plomb [Ike+98], NiMH [Ike+02] et Li-ion [HB11]. Contrairement au CC-CV, le MCC injecte plusieurs étapes de courants de charge monotones dans la batterie, réduisant progressivement les courants constants ($I_{CC1} > I_{CC2} > \dots > I_{CCN}$) tel que présenté dans la figure 4.8. Lorsque la tension atteint un seuil, le courant constant change vers une nouvelle étape avec un courant moins constant jusqu'à ce que la tension de la

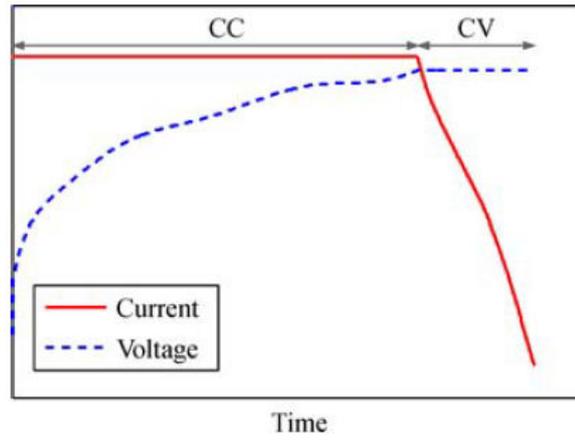


FIGURE 4.7 : Illustration de l'approche de charge CC-CV pour la batterie [Liu+19].

batterie atteint le dernier seuil sous un courant minimum. Le MCC est légèrement plus lent que le CC-CV avec le même courant initial.

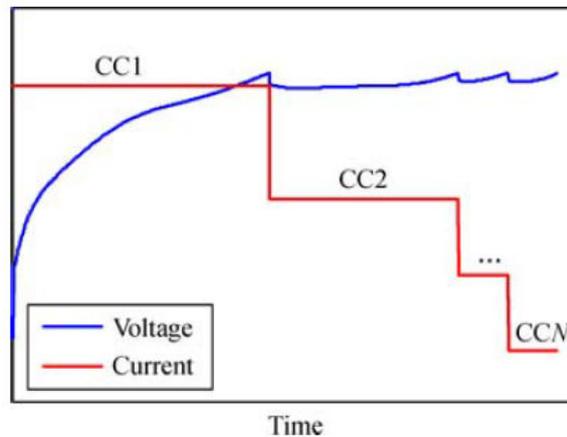


FIGURE 4.8 : Illustration de l'approche de charge MCC pour la batterie [Liu+19].

Dans notre installation, l'onduleur SI ajuste la charge de la batterie en fonction des trois phases suivantes [AG18] comme illustré sur la figure 4.9 qui présente les différents phases de charge de l'onduleur SI :

- **Phase à courant constant (phase I/phase bulk)** : dans cette phase la principale fonction du système de gestion de batterie est de restreindre le courant à la valeur maximale autorisée pour la batterie.
- **Phase à tension constante (phase d'absorption/phase U₀)** : le système maintient la batterie une tension constante, provoquant une diminution continue du courant. Le système de gestion de batterie choisit alors l'un des trois procédés de charge.
 1. Charge rapide (Boost Charge)
 2. Pleine charge (Full Charge)
 3. Charge d'égalisation (Equalization Charge)
- **Charge de maintien (floating/phase U)** : cette phase a pour objectif de préserver la batterie à son niveau de charge optimal, évitant ainsi tout risque de surcharge.

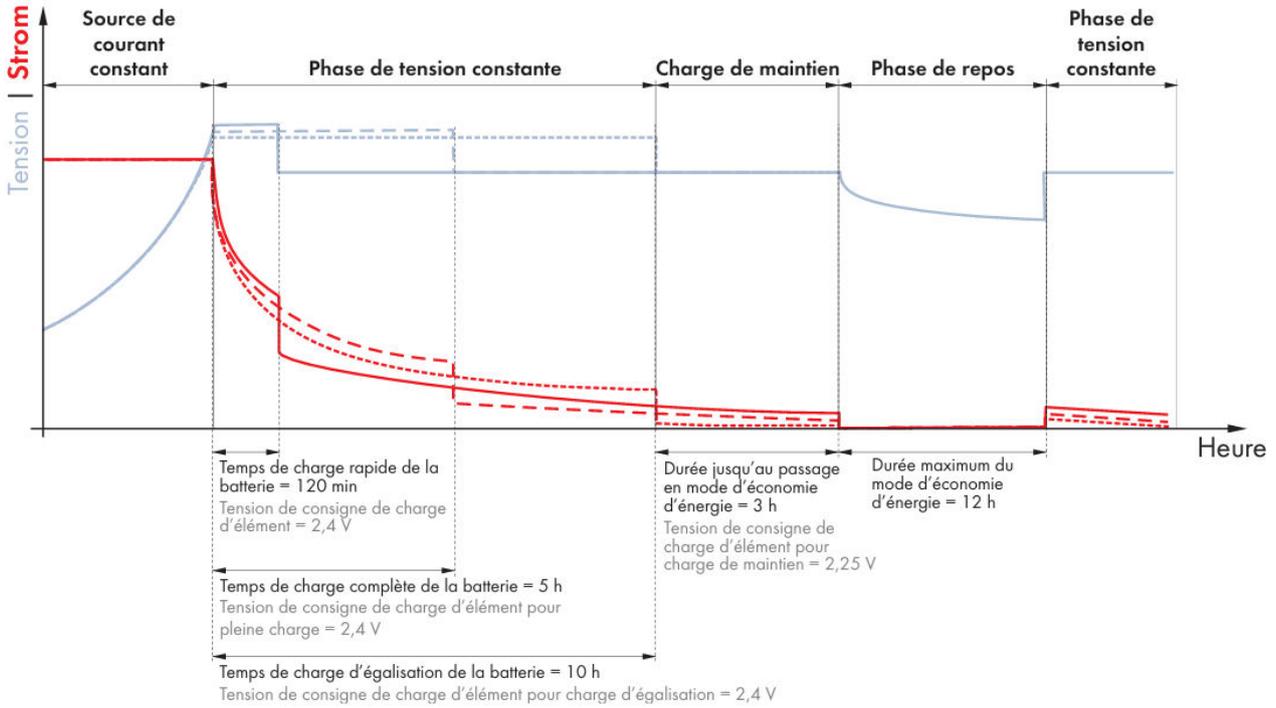


FIGURE 4.9 : Phases de charge de l'onduleur SI 6.0H [AG18].

4.4.4 Modèle de convertisseur bidirectionnel

D'une manière générale, le modèle des convertisseurs de batterie a été largement étudié dans la littérature, et il a été abordé dans plusieurs études [Zhu+20] [SM21]. Selon ces études, la puissance de la batterie, en prenant en compte le rendement du convertisseur bidirectionnel, peut être estimée comme suit :

$$P_{bat} = \frac{A_d \cdot P_{ch}}{\eta_{bat} \cdot \eta_{inv} \cdot DOD} \quad (4.12)$$

Avec P_{bat} représente la puissance de la batterie (kW), A_d l'autonomie journalière désirée, c'est-à-dire le nombre maximum de jours pendant lesquels la batterie peut fournir de l'énergie sans être rechargée, P_{ch} la puissance de charge journalière (kW), η_{bat} le rendement de la batterie, η_{inv} le rendement de l'onduleur, DOD la décharge maximale autorisée (%).

Selon les travaux de [Zhu+20] [OAA16], l'estimation du SOC de la batterie en fonction du temps t a été réalisée suivant l'équation :

$$SOC(t) = SOC(t-1) \cdot (1 - \sigma) + P_b(t) \cdot \eta_{bat} \quad (4.13)$$

σ représente le taux d'auto-décharge, $SOC(t-1)$ l'état de charge de la batterie à l'instant $(t-1)$, $P_b(t)$ représente la différence entre les puissances produites P_{gen} et la puissance de charge P_{ch} , P_{pv} la puissance du module photovoltaïque et P_{eol} la puissance éolienne suivant l'équation [Guo+20] :

$$P_b(t) = P_{gen}(t) - \frac{P_{ch}(t)}{\eta_{inv}} \quad (4.14)$$

$$P_{gen}(t) = P_{pv}(t) + P_{eol}(t) \quad (4.15)$$

En fonction du SOC, la batterie peut fournir en énergie la charge en cas d'absence d'électricité et stocker l'énergie excédentaire lorsque l'énergie produite dépasse la demande

de la charge.

D’après les références [ML92] et [Dar+10], l’équation présentée dans la section 4.3.2 de ce chapitre peut également être appliquée au convertisseur bidirectionnel CC/CA.

4.5 Simulation du flux énergétique du système d’étude

Dans cette section, notre objectif est de simuler l’ensemble du flux énergétique de la centrale de l’université de Djibouti, incluant le flux énergétique solaire, éolien et de stockage, en utilisant le logiciel Matlab. Cette simulation repose sur les modèles choisis pour chaque système, ainsi que sur les paramètres spécifiques de chaque système et sur les données réelles enregistrées par la station météorologique installée sur le site.

4.5.1 Simulation du système éolien

4.5.1.1 Simulation du coefficient de performance

Nous allons débiter la simulation du système éolien par simuler le coefficient C_p à l’aide du logiciel Matlab/Simulink. Comme indiqué auparavant, nous utilisons les modèles mathématiques d’équation (4.3) et 4.4, présentés dans la section 4.2.1 appropriée, pour réaliser cette simulation. La figure 4.10 représente la mise en œuvre du coefficient de performance à l’aide du logiciel Matlab/Simulink.

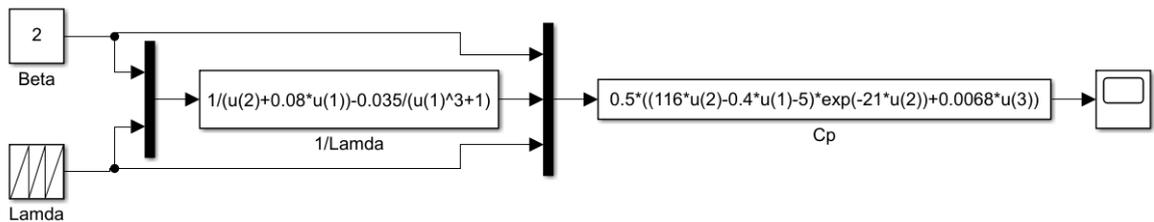


FIGURE 4.10 : Détermination du coefficient de performance C_p sous Matlab/Simulink.

Afin de déterminer le coefficient C_p , nous avons varié les angles d’inclinaison des pales de 2° à 12° pour obtenir différentes courbes de C_p comme illustré sur la figure 4.11. La courbe 4.11 illustre les résultats des coefficients de performance en fonction des différents angles d’inclinaison des pales. Les résultats montrent clairement que le meilleur coefficient de performance est obtenu avec un angle d’inclinaison de 2° , atteignant un maximum de 0,3888. En revanche, pour un angle de 4° , le coefficient C_p atteint son maximum à 0,339, tandis que la valeur la plus faible de C_p est de 0,195 pour un angle de 12° . Ces simulations mettent en évidence une diminution significative du coefficient de performance à mesure que l’angle d’inclinaison des pales de l’éolienne augmente.

L’éolienne ANTARIS, qui est installée sur le site de l’université, se distingue par sa taille plus modeste par rapport aux éoliennes de grande envergure présentes dans le monde. La majorité des grandes éoliennes installées à travers le monde sont équipées de systèmes de pas, comme nous l’avons vu dans la figure 2.15. Le système de pas d’une éolienne sert à réguler la puissance en ajustant la position des pales par rapport au vent. Cela permet d’optimiser le rendement en fonction de la force du vent prédominante. Le système de pas remplit également un rôle de frein. Lors de tempêtes, les pales peuvent être arrêtées, et le rotor cesse de tourner, assurant ainsi la sécurité de l’éolienne. Pour notre cas, les pales de l’éolienne ne sont pas équipées du système de pas. Toutefois, il convient de noter que les pales de l’éolienne sont légèrement inclinées, ce qui lui permet de mieux résister aux

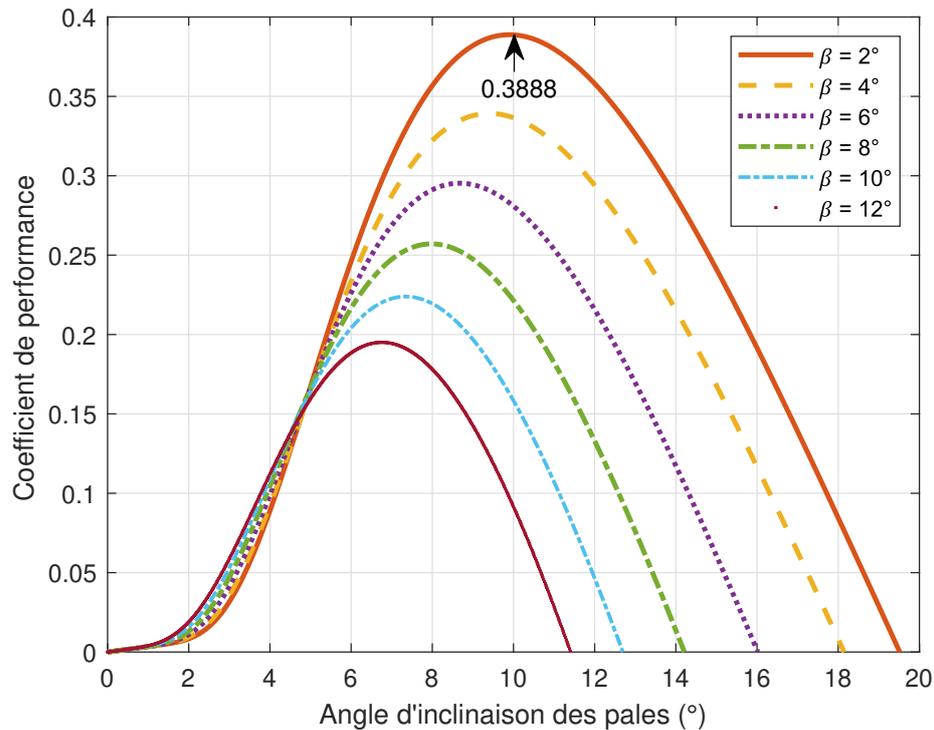


FIGURE 4.11 : Coefficient de performance en fonction de différents angle d'inclinaison des pales de l'éolien.

conditions météorologiques telles que les tempêtes. De plus, l'éolienne est équipée d'un mécanisme lui permettant de se positionner de manière similaire à un hélicoptère, et elle dispose également d'un frein électronique pour assurer une meilleure protection lors des conditions climatiques défavorables.

Dans les simulations à venir, étant donné que l'angle d'inclinaison des pales est faible, nous considérons que le coefficient C_p est égal à 0,3888, valeur obtenue par simulation.

4.5.1.2 Simulation de la puissance éolienne

Pour simuler la puissance de sortie de l'éolienne installée sur le site de l'université, nous avons choisi d'utiliser un modèle basé sur les courbes de puissance réelles fournies par le fabricant. Grâce aux données du constructeur à notre disposition, nous disposons de la courbe de puissance de l'éolienne. Pour simuler les valeurs de puissance de l'éolienne ANTARIS sous Matlab/Simulink pour différentes vitesses de vent allant de 0 à 16 m/s, nous avons utilisé la formule de la puissance de sortie de l'éolienne (voir [équation \(4.5\)](#)). Dans cette simulation, nous avons pris en compte la densité de l'air spécifique à Djibouti, obtenue grâce aux données météorologiques, et évaluée à $1,148 \text{ kg/m}^3$ selon nos calculs détaillés dans la [section 3.3.3.3](#). Nous avons également pris en compte la surface des pales ($22,05 \text{ m}^2$), telle que spécifiée par le constructeur, et le coefficient C_p qui a été préalablement déterminé et est égal à 0,388 dans notre cas.

Comme expliqué dans la [section 4.2.2](#), l'éolienne ne démarre pas en dessous d'une certaine vitesse de vent (2,8 m/s). À partir d'une 2,8 m/s, l'éolienne commence à produire de l'électricité. Une fois que le vent atteint une vitesse de 12 m/s, la puissance de l'éolienne reste constante, mais au-delà d'une vitesse égale à 58 m/s, l'éolienne cesse de produire. Toutes

ces conditions ont été formulées dans une fonction Matlab pour gérer le comportement de l'éolienne en fonction de la vitesse du vent comme illustré dans la figure 4.12.

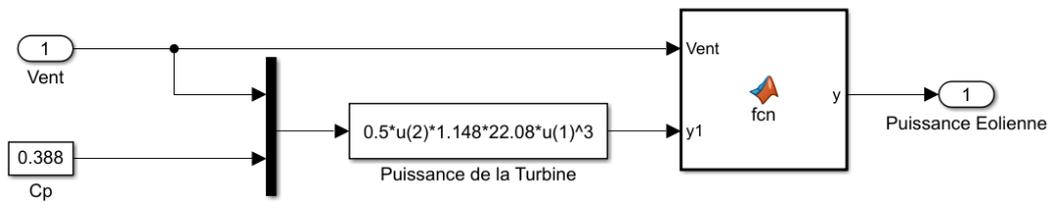


FIGURE 4.12 : Détermination de la courbe de puissance sous Matlab/Simulink.

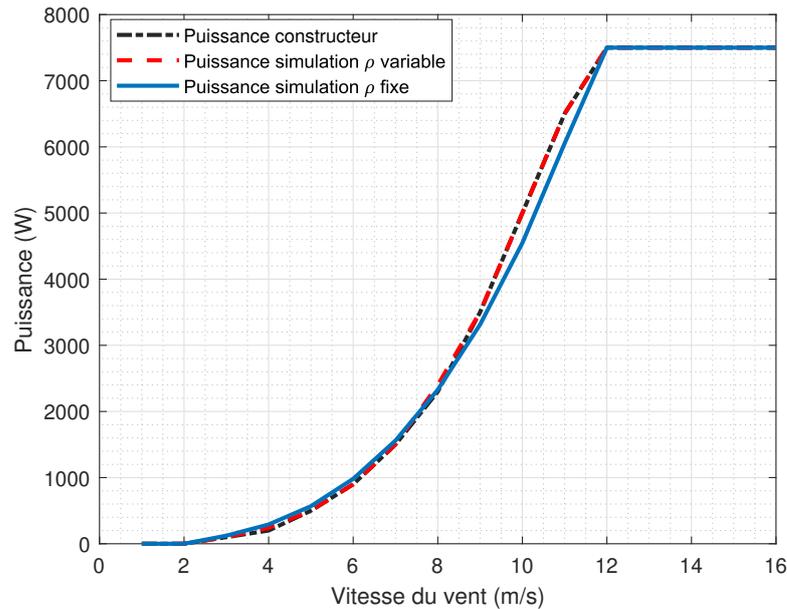


FIGURE 4.13 : Résultats des puissances obtenues par simulation comparées à la courbe caractéristique de l'éolienne ANTARIS 7,5 kW [Gmb23].

La figure 4.13 présente trois courbes de puissance en fonction des vitesses du vent. En noir pointillé : la puissance du constructeur, en orange pointillé : la courbe de puissance obtenue par simulation pour une densité de l'air variant et en bleu : la courbe de puissance obtenue par simulation pour un ρ fixe.

Pour obtenir la puissance du constructeur, nous devons tenir compte de deux facteurs : le coefficient de performance et la densité de l'air spécifique à l'endroit où l'éolienne est installée. Afin de nous rapprocher le plus possible de la réalité, nous avons choisi d'utiliser le coefficient de performance trouvé dans la section 4.5.1.1. Nous avons dans ce cas deux options pour obtenir la puissance du constructeur : utiliser la densité de l'air spécifique à notre site, comme détaillé dans la section 3.3.3.3, ou la faire varier en fonction de la vitesse du vent, étant donné que cette dernière dépend de facteurs tels que la température, l'altitude et l'humidité relative du site. Pour cette raison, nous avons choisi de simuler les deux cas afin de prendre en compte différentes conditions et obtenir des résultats plus complets et réalistes.

- Dans le cas où le ρ est maintenu variant, on peut observer que celle coïncide avec la courbe fournie par le constructeur. Nous avons remarqué que le ρ varié entre 0,875 à 1,2 pour une vitesse de vent comprise entre 3 m/s et 12 m/s.

- Dans le cas où le ρ est maintenu constant, on peut observer une légère différence par rapport à la puissance du constructeur. Une variation de 6% a été observée à 11 m/s, tandis que la plus grande différence entre les deux courbes est de 9% et a été remarquée pour une vitesse du vent de 10 m/s.

Nous avons comparé les trois courbes de puissance en fonction des vitesses du vent de la [figure 4.13](#), obtenues par simulation sous Matlab/Simulink. Une différence de 3,8 % a été observée pour une vitesse du vent de 8 m/s.

4.5.1.3 Simulation de la puissance réel de l'éolienne

Afin de calculer puissance produite par l'éolienne, nous employons deux méthodes de simulation distinctes : l'une repose sur l'utilisation de Matlab/Simulink, tandis que l'autre se présente sous forme de code (Matlab script). Pour obtenir une estimation, nous exploitons les données météorologiques du site, notamment les relevés du vent enregistrés le 10 août 2022.

1. Modélisation de la puissance réel sous Matlab/Simulink

Pour reproduire le comportement de la puissance de l'éolienne, un modèle a été développé sur Matlab/Simulink, mais ce modèle ne prend pas en compte les rendements des différentes parties qui composent l'éolienne, tels que les rendements liés à la transformation énergétique, aux pertes dans les câbles, à la transmission mécanique, etc. Cependant, étant donné que notre éolienne est de petite taille, nous considérerons qu'elle produit à son maximum.

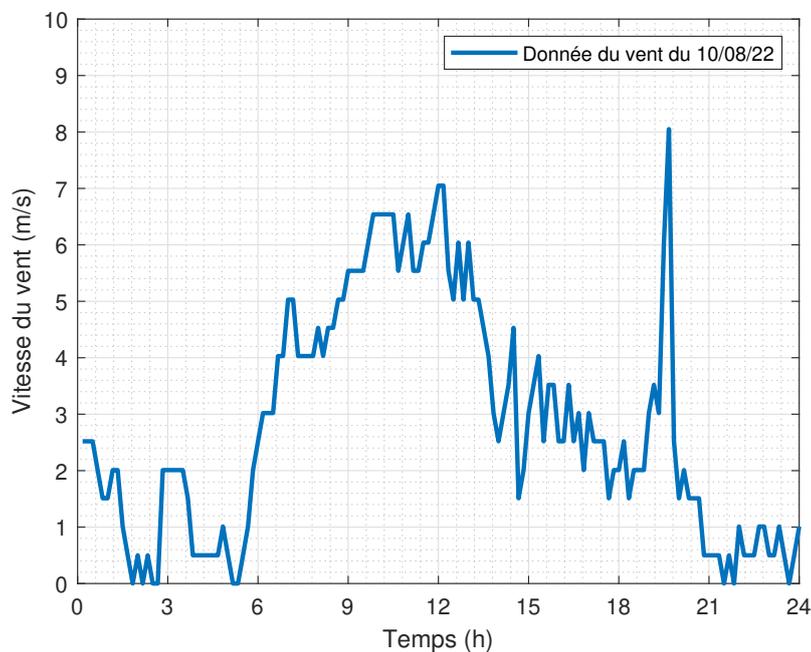


FIGURE 4.14 : Vitesse du vent du 10 Août 2022 enregistrée sur le site de l'université de Djibouti.

La courbe présentée dans la [figure 4.14](#) illustre le comportement de la vitesse du vent enregistrée sur le site de l'université le 10 août 2022. Tandis que la [figure 4.15](#) présente la densité de l'air du 10 août 2022. La [figure 4.16](#) présente la simulation de la puissance

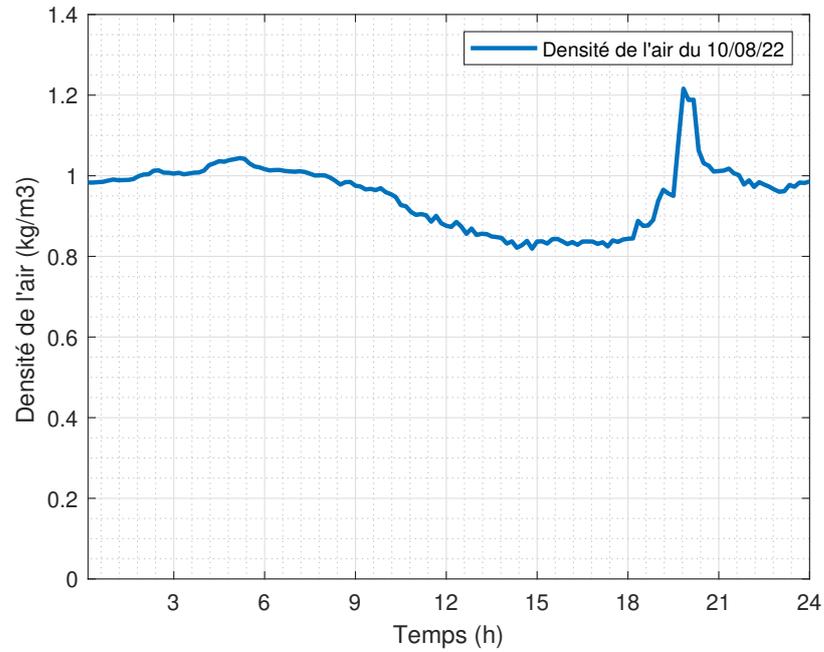


FIGURE 4.15 : Évolution de la densité de l’air du 10 Août 2022.

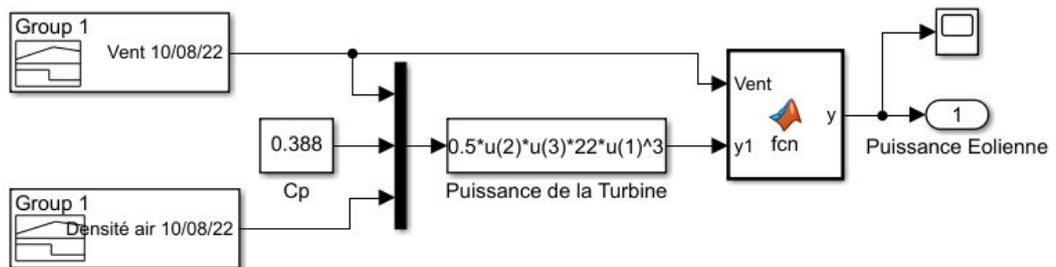


FIGURE 4.16 : Reproduction de la puissance éolienne avec les données du vent du 10/08/22 sous Simulink.

éolienne dans des conditions réelles. Le résultat de la simulation est représenté dans la figure 4.17. On peut clairement observer que la puissance varie en fonction des critères mis en place pour reproduire le comportement de l’éolienne. Il est notable que la puissance de sortie de l’éolienne commence à être produite au-delà d’une vitesse de vent de 2,8 m/s, tandis qu’elle reste pratiquement nulle en deçà des vitesses de vent de 2,8 m/s. Concernant la journée du 10 août 2022, le pic de production atteignable est de 2610 W, tandis que l’écart quadratique moyen entre les deux puissance moyenne est égale à 9 W.

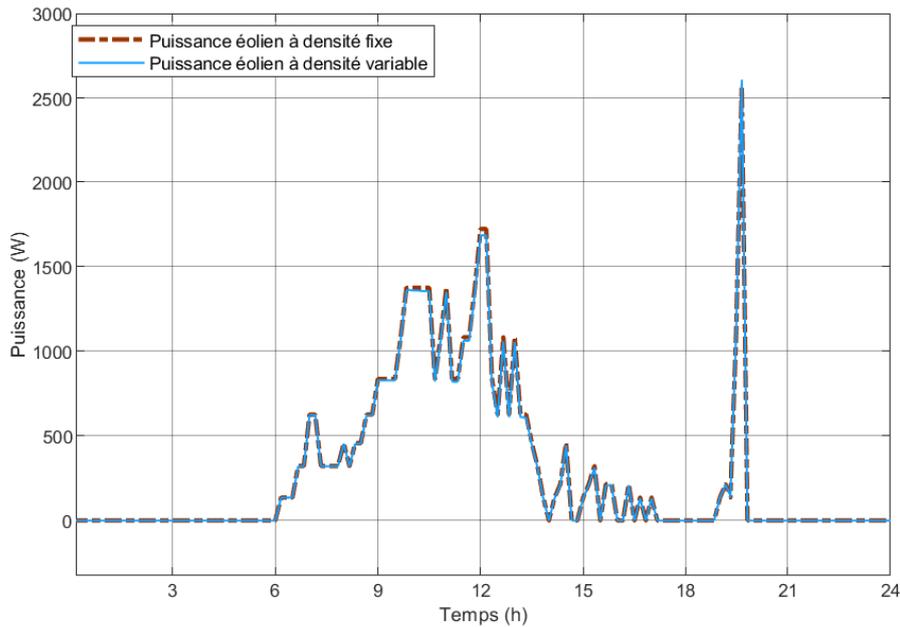


FIGURE 4.17 : Puissance éolienne à densité fixe et variable obtenu par simulation grâce à la vitesse du vent du 10 Août 2022.

4.5.2 Simulation de la puissance Photovoltaïque

4.5.2.1 Caractéristique électrique du module photovoltaïque

Pour simuler de manière précise les caractéristiques électriques du module solaire installé à la centrale, nous nous appuyons sur les modèles basés sur les équations mathématiques que nous avons développés dans la [section 4.3.1](#). Ces modèles nous permettent de représenter de manière réaliste le comportement d'un module, ainsi que l'ensemble du champ photovoltaïque installé à la centrale de l'université de Djibouti.

Afin d'accomplir cette tâche, nous avons conçu un modèle électrique détaillé de notre module solaire en utilisant Matlab/Simulink. Ce modèle intègre les équations mathématiques décrivant le comportement du module en fonction des conditions météorologiques, de l'ensoleillement et d'autres facteurs pertinents. L'utilisation de Matlab/Simulink offre une approche flexible et puissante pour la simulation du système photovoltaïque, permettant ainsi d'analyser le courant, la tension et la puissance de sortie du module dans diverses situations.

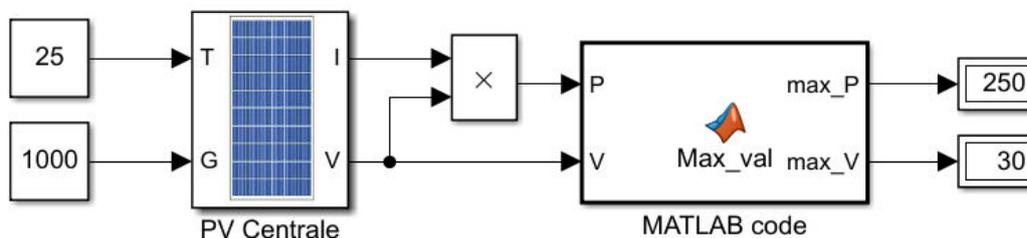


FIGURE 4.18 : Représentation mathématique du panneau solaire sous Matlab/Simulink (à 25°C et $1kW/m^2$).

Un programme sous forme de ligne de code a été développé dans le but d'optimiser la puissance et la tension du module solaire. Le code est conçu pour trouver les paramètres optimaux du module, tels que le point de puissance maximale **MPPT** et la tension

de fonctionnement idéale. Il ajuste différents paramètres en fonction des conditions environnementales variables. À l'entrée, il reçoit la puissance et la tension du module, puis il détermine la meilleure valeur possible pour optimiser la production d'énergie du module solaire. Ce processus d'optimisation permet d'améliorer les performances globales du système photovoltaïque en maximisant la puissance générée par le module dans différentes situations et conditions climatiques. Ces lignes de code sont un outil essentiel pour améliorer les performances et l'efficacité globale du système photovoltaïque, permettant ainsi d'exploiter au mieux le potentiel du module solaire. La figure 4.18 représente le schéma électrique complet du module sous Matlab/Simulink en conditions standards (25°C et $1\text{kW}/\text{m}^2$).

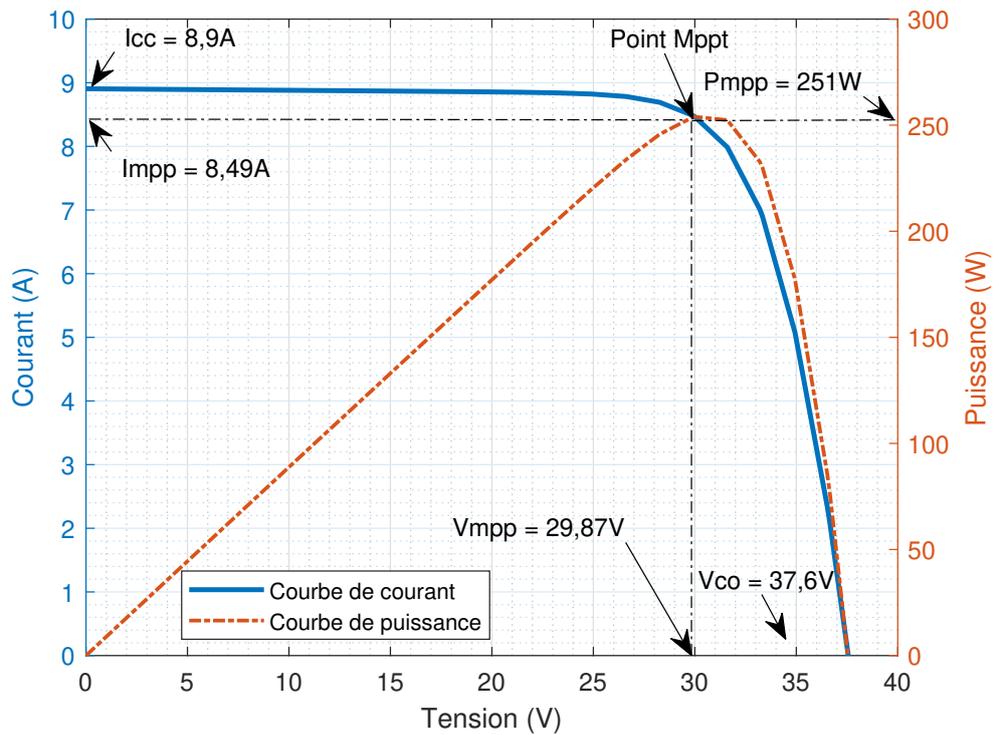


FIGURE 4.19 : Courbe puissance-courant en fonction de la tension du module Poly 250W obtenu par simulation en condition standard (25°C et $1000\text{ W}/\text{m}^2$).

La figure 4.19 présente la courbe de puissance et du courant en fonction de la tension du module de type Poly 250, obtenue par simulation en conditions standard. En comparant les caractéristiques électriques du panneau données dans la section 3.2.2 avec les résultats de la simulation, on observe que pratiquement toutes les valeurs fournies par le constructeur, que ce soit la tension en circuit ouvert V_{oc} , la tension au point de puissance maximale V_{mpp} , le courant de court-circuit I_{sc} , le courant au point de puissance maximale I_{mpp} et la puissance au point de puissance maximale P_{mpp} , ont été retrouvées par la simulation. Cette concordance entre les valeurs simulées et les spécifications constructeur valide la justesse du modèle mathématique utilisé et renforce la fiabilité de la simulation.

4.5.2.2 Influence de la température et de l'irradiance sur le module

L'efficacité d'un module photovoltaïque est fortement influencée par deux facteurs clés : la température et l'irradiance solaire reçue à la surface du module. Pour mettre en évidence l'impact de ces facteurs sur les performances des modules solaires, nous avons réalisé deux simulations distinctes.

Dans un premier cas, nous avons fait varier la température tout en maintenant l'irradiance fixe. Cela nous permet d'observer comment la température affecte directement les caractéristiques électriques du module et, par conséquent, sa production d'énergie.

Dans un deuxième temps, nous avons fait varier l'irradiance solaire tout en maintenant la température constante. Cette approche nous permet de comprendre comment l'intensité lumineuse influence la production d'électricité du module et comment il réagit à différents niveaux d'ensoleillement.

En réalisant ces deux simulations, nous obtenons une vue d'ensemble complète de la manière dont les variations de température et d'irradiance solaire impactent les performances du module solaire.

- **L'influence de la température sur le module photovoltaïque**

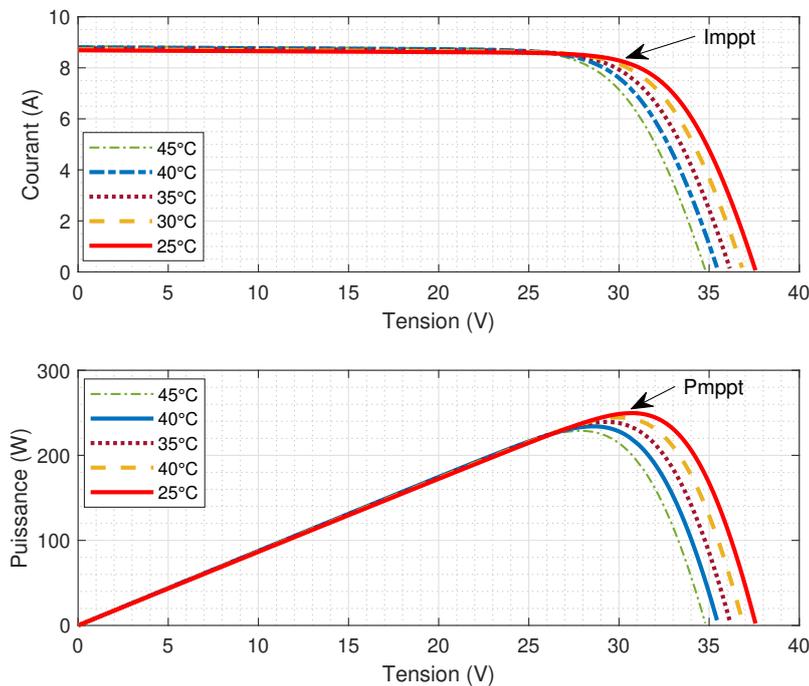


FIGURE 4.20 : Influence de la température sur la production photovoltaïque pour une irradiance de $1000\text{W}/\text{m}^2$ et une température variée.

La [figure 4.20](#) représente l'influence de la température sur la performance du module pour une irradiance constante de $1000\text{W}/\text{m}^2$ et une variation de la température. On observe que la température a un impact néfaste sur la puissance du module. Plus la température augmente, plus la puissance diminue. Ces variations indiquent que les performances du module solaire sont affectées négativement par une augmentation de la température ambiante. Cela est cohérent avec le comportement typique des modules photovoltaïques, car une élévation de la température entraîne généralement une augmentation des pertes de conversion d'énergie à travers le processus photovoltaïque.

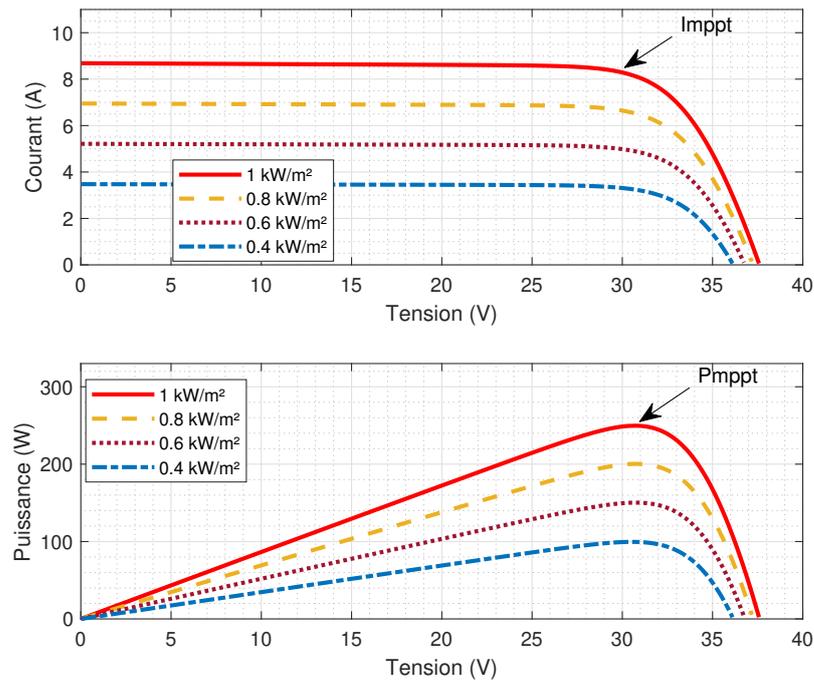


FIGURE 4.21 : Influence de l’irradiance sur le module photovoltaïque pour une température de 25°C et une irradiance variante.

- **L’influence de l’irradiance sur le module photovoltaïque**

La [figure 4.21](#) illustre l’influence de l’irradiance sur la performance du module pour une température constante de 25°C et une variation de l’irradiance solaire.

Contrairement à la température, on remarque que la puissance et le courant augmentent avec l’augmentation de l’irradiance solaire. En d’autres termes, plus l’intensité lumineuse reçue par le module est élevée, plus sa production d’électricité augmente de manière proportionnelle. Les courbes des [figures 4.20](#) et [4.21](#) sont obtenues en utilisant un panneau photovoltaïque de type Polycristallin (Poly 250), avec les paramètres spécifiés dans le [tableau 3.1](#). Un champ de 76 panneaux a été modélisé selon la description fournie dans la [section 3.2.1](#). Les caractéristiques électriques de ce champ de panneaux ont été obtenues sous des conditions standards de 1000 W/m^2 d’irradiance solaire et une température de 25 °C.

4.5.2.3 Simulation du module sous condition réel

Nous utilisons l’équation (4.6) élaborée dans la [section 4.3.1](#) pour simuler les performances du module photovoltaïque dans des conditions réelles. Ce modèle prend en considération à la fois l’effet de la température et de la variation de la longueur d’onde de la lumière incidente sur le module.

Compte tenu de la forte corrélation entre les données du fabricant et les données obtenues par simulation dans des conditions standard, il est essentiel de valider le modèle dans des conditions réelles. Dans cette optique, nous avons comparé les performances de cinq modules en utilisant des simulations basées sur les données météorologiques enregistrées par la station de l’université, avec celles du champ réel constitué de cinq modules du même type que ceux installés sur le site de la centrale. Les données de production du champ de

cinq modules ont été collectées au niveau de l'entrée CC de l'onduleur monophasé de type SB.3, fabriqué par SMA. Les valeurs des modules ont été fournies par l'interface Sunny Portal développée par SMA, comme illustré dans les figure 3.7 et 3.8. Un jour spécifique a été choisi de manière arbitraire pour cette simulation, en l'occurrence le 27 juin 2022. La figure 4.22 ci-dessous présente l'évolution de la température et de l'irradiance pour cette journée.

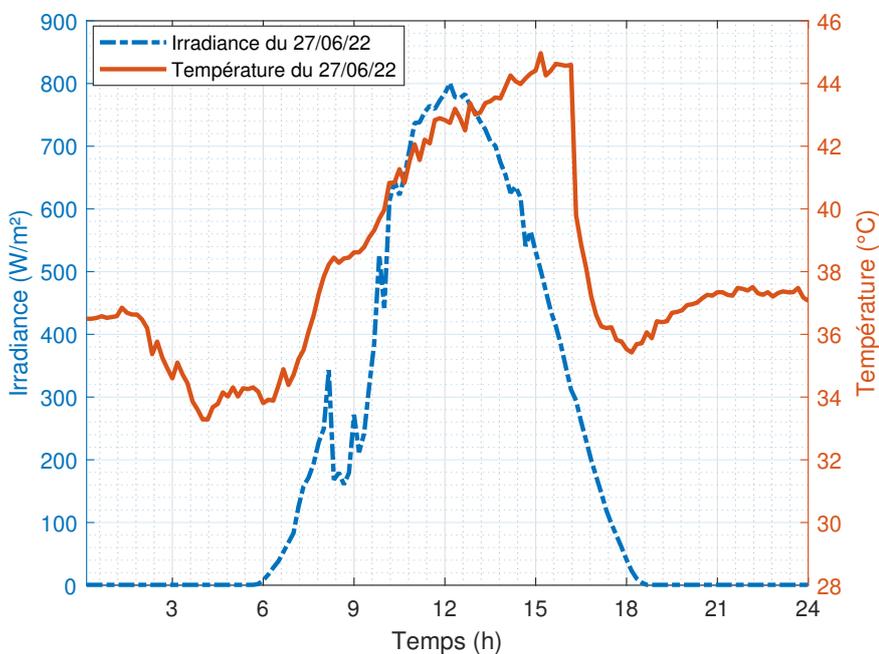


FIGURE 4.22 : Évolution de la température et l'irradiance du 27 juin 2022 récolté par la station de l'université.

Les résultats de la simulation effectuée sous Matlab ont été comparés à la production réelle d'un champ de cinq modules, et il a été remarqué qu'ils présentent une forte similitude, comme le montre la figure 4.23. Cependant, pour affiner la précision de la simulation, le rendement du panneau solaire (15,2%) ainsi que celui de l'onduleur (97%) ont été pris en compte. On a constaté qu'il existe une différence maximale de 183W et un écart quadratique moyen de 11,5 W entre la courbe de puissance délivrée par l'onduleur SB.3 et les résultats de la simulation.

Afin de peaufiner davantage les résultats obtenus précédemment pour une journée spécifique, nous avons confronté la puissance réellement enregistrée par un onduleur monophasé installé sur site (SB.3) avec les résultats de la simulation réalisée sur une semaine du 23 au 28 juin 2022. Ceci a été réalisé en utilisant les données enregistrées par la station météorologique concernant l'évolution de la température et de l'irradiance au cours de cette semaine comme illustré sur la figure 4.24. Une disparité maximale sur un pics de 350 W a été constatée, avec un écart quadratique moyen de 56 W entre la courbe de puissance fournie par l'onduleur SB.3 et les résultats de la simulation comme observé sur la figure 4.25. Malgré ces différences minime, les résultats obtenus indiquent que le modèle basé sur les équations mathématiques peut être utilisé avec succès dans la simulation. C'est pourquoi, dans les simulations ultérieures, le rendement sera pris en compte pour se rapprocher autant que possible de la production réelle.

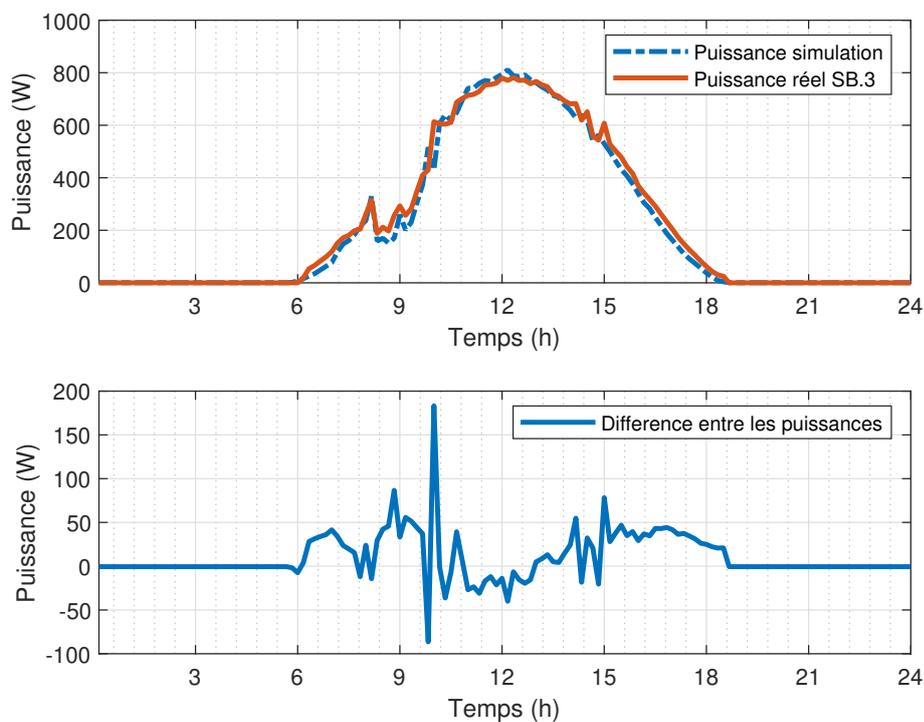


FIGURE 4.23 : Résultats de la simulation sous Matlab du 27 Juin 2022 comparée à la puissance réel du SB.3.

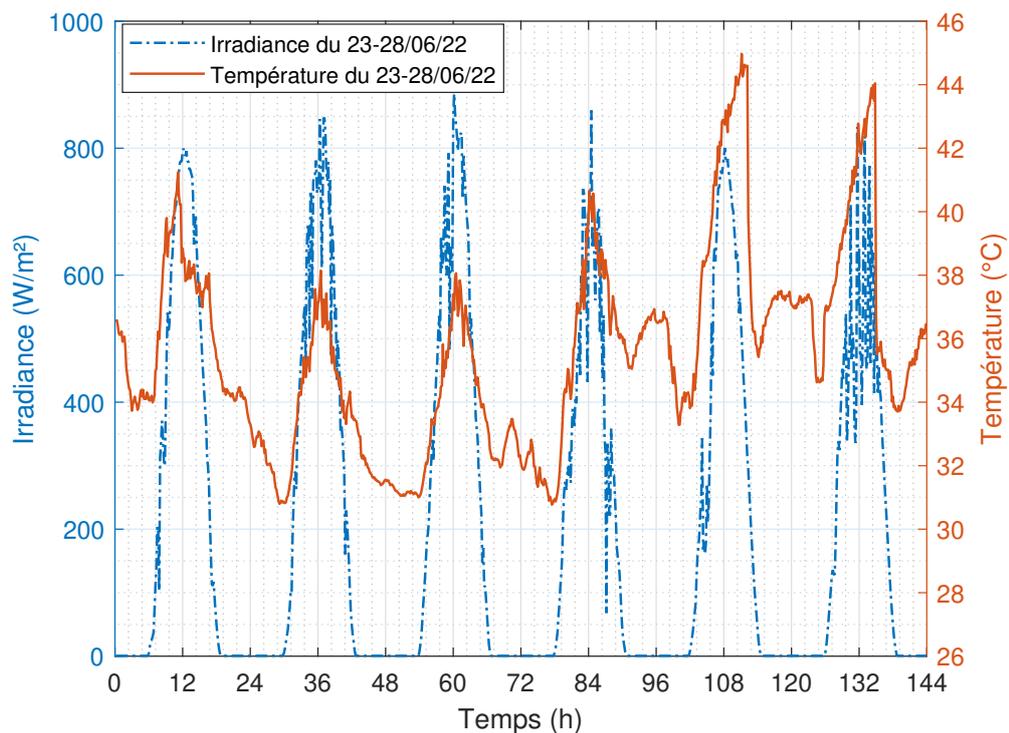


FIGURE 4.24 : Évolution de la température et l'irradiance du 23-28 juin 2022 enregistré par la station de l'université.

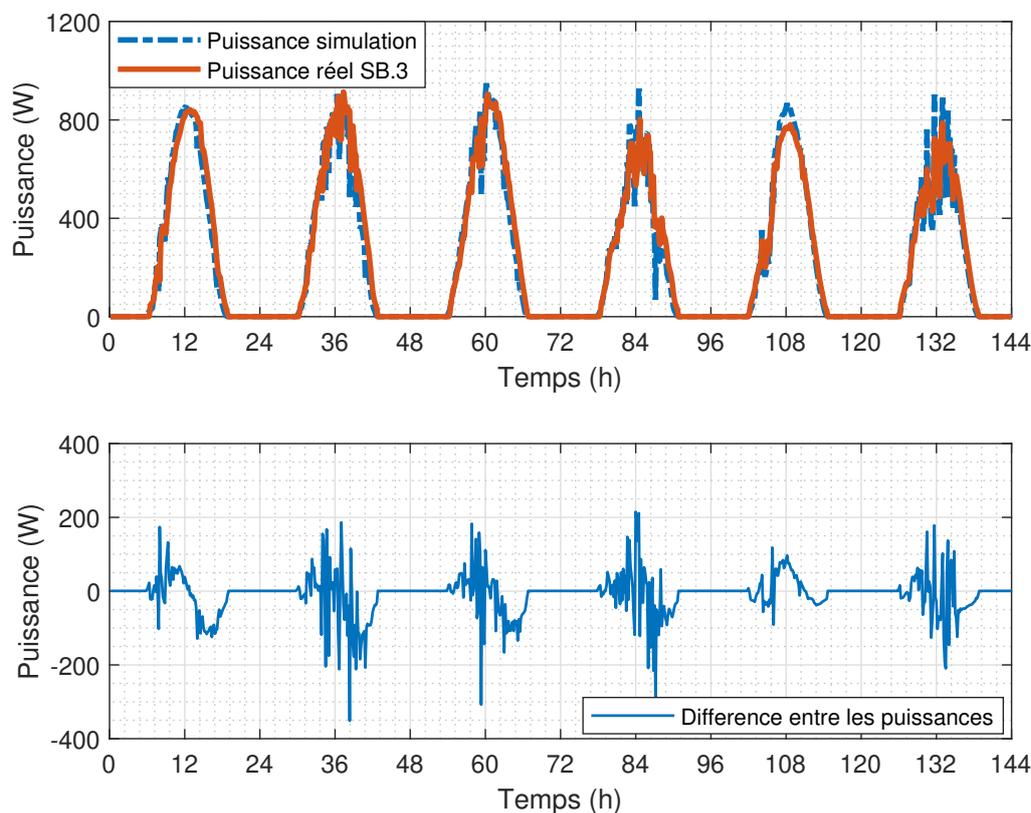


FIGURE 4.25 : Résultats de la simulation sous Matlab du 23-28 Juin 2022 comparée à la puissance réel du SB.3.

4.5.3 Simulation de la puissance de Batterie

4.5.3.1 simulation de l'état de charge de la batterie

Afin de modéliser le comportement de la batterie, notamment sa puissance de charge et de décharge, nous utilisons la simulation de son état de charge. En effet, l'état de charge de la batterie est en fait une variable cruciale pour obtenir une représentation fidèle des processus de charge et de décharge de celle-ci. Pour ce faire, nous utilisons les équation (4.13) à 4.15, qui ont été présentées dans la section 4.4.4 sur les modèles de convertisseur bidirectionnel. Ces équations fournissent un cadre adéquat pour représenter le comportement de la batterie en termes d'état de charge et de puissance associée. En se basant sur ces modèles, nous pourrions ainsi obtenir une simulation sur la dynamique de la batterie lors de ses cycles de charge et de décharge.

Dans cette simulation du comportement de la batterie, nous nous concentrons exclusivement sur l'état de charge comme paramètre essentiel. Nous utilisons la consommation du site enregistrée le 24 avril 2023, ainsi que la production photovoltaïque et éolienne de cette même journée, choisie de manière arbitraire.

En ce qui concerne les batteries utilisées dans la simulation, il s'agit des nouvelles batteries qui ont été installées au cours de cette thèse et qui ont une capacité de 1092 Ah. Le graphique 4.26 présente l'évolution de la température et du taux d'irradiance enregistrés au cours de cette même journée. Quant à elle, la figure 4.27 présente les profils de consommation et de production journalière enregistrés le 24 avril 2023. La figure 4.28 présente les résultats de la simulation de l'état de charge de la batterie, réalisée à l'aide de Matlab. On peut

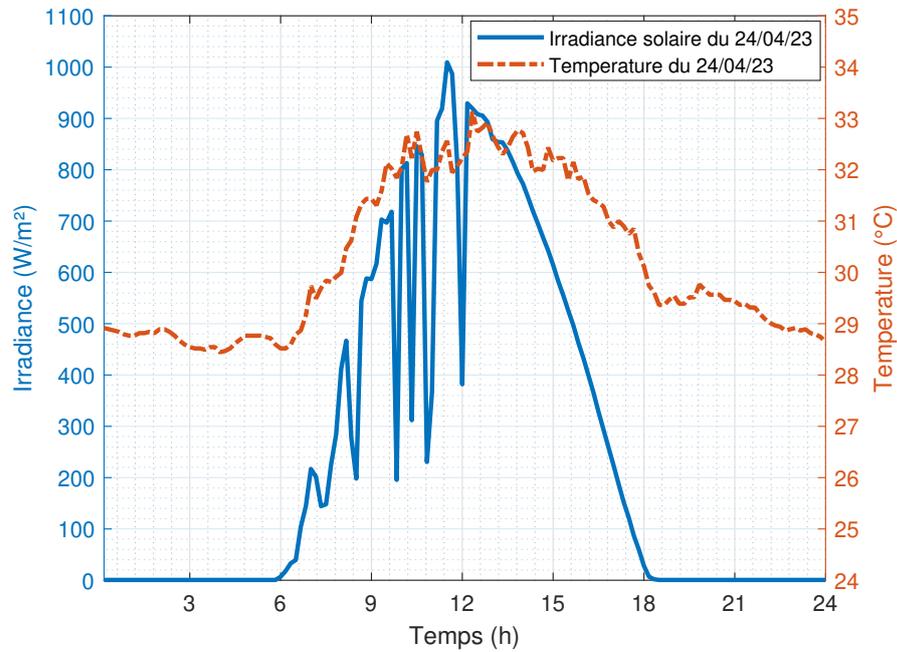


FIGURE 4.26 : L'évolution de la température et de l'irradiance solaire enregistrée le 24/04/23 par la station météorologique.

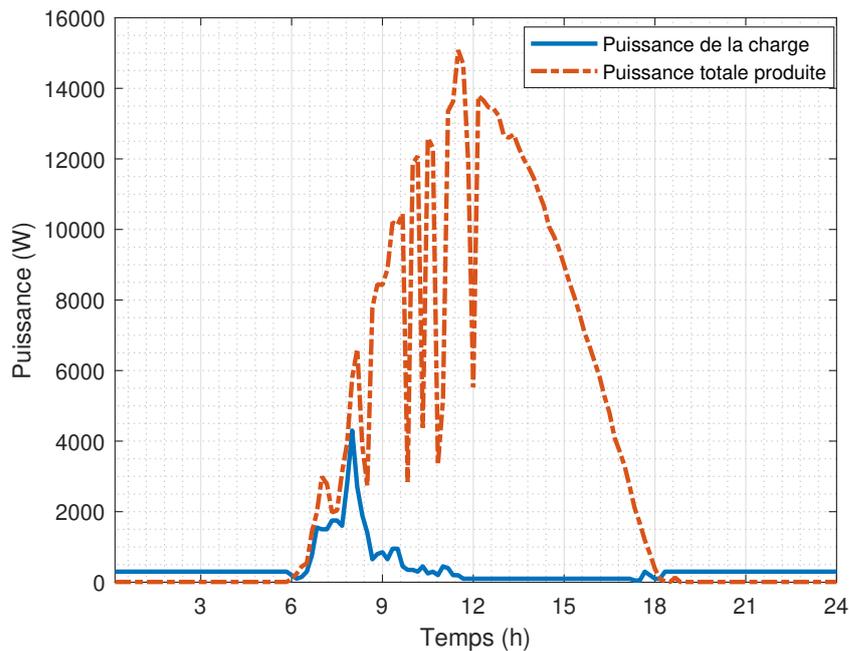


FIGURE 4.27 : Profil de consommation et de la production journalière du 24/04/23.

observer que pour une batterie initialement chargée à 90%, avec une capacité de 1092 Ah, celle-ci se décharge progressivement jusqu'à être complètement déchargée en pleine nuit. Ensuite, elle commence à se recharger au lever du soleil, dès que la production solaire est largement suffisante pour alimenter le système et recharger simultanément les batteries. Une fois complètement chargées, les batteries restent en mode veille jusqu'à être sollicitées à nouveau au coucher du soleil, où elles atteindront une décharge complète. Il est important

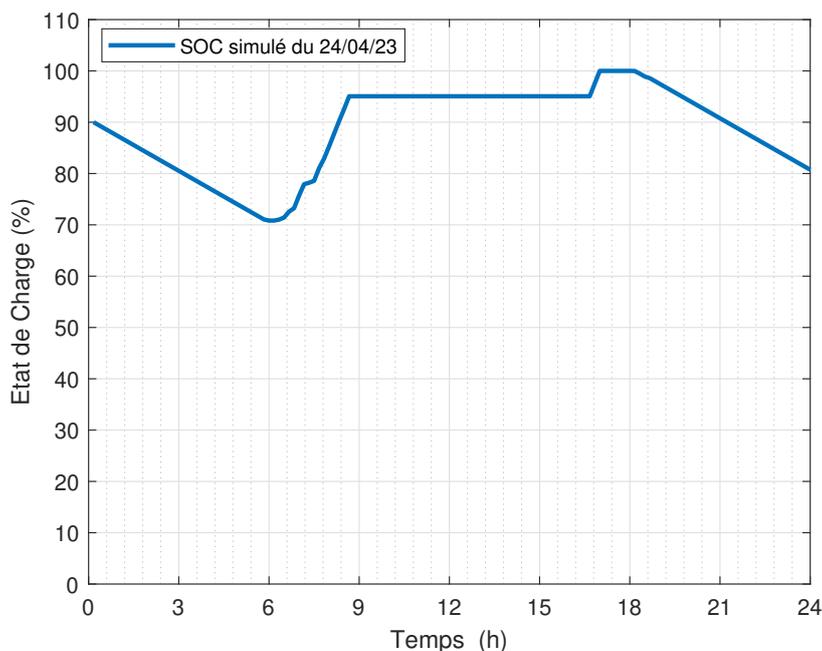


FIGURE 4.28 : Graphique de l'état de charge de la batterie simulé le 24/04/23.

de rappeler qu'avant le début de cette thèse, un parc de 24 batteries avait été perdu en raison de décharges sans aucune limitation de SOC minimum défini. L'objectif de cette simulation était d'observer le comportement des batteries sans l'utilisation de stratégies de charge et de décharge, afin de mieux comprendre la différence entre des batteries livrées à elles-mêmes et celles gérées par des stratégies de gestion de batterie. Cette partie sera étudiée en détail dans le prochain chapitre, qui abordera la formulation de stratégies de gestion de batterie visant à limiter et à fixer l'état de charge et de décharge des batteries, afin de les protéger des décharges profondes. Ces stratégies permettront ainsi d'améliorer la durabilité et la performance globale du système de stockage d'énergie.

4.5.3.2 Simulation du SOC en conditions réelles

Afin de confronter les résultats de la simulation à la réalité, nous avons utilisé les données du 14 mai 2023 fournies par le convertisseur bidirectionnel SI 6.0H. Cet onduleur a enregistré le flux énergétique du site toutes les dix minutes. Notre intérêt s'est porté sur le comportement du SOC de la batterie.

Pour effectuer la simulation de l'état de la batterie, nous avons utilisé les données météorologiques du 14 mai 2023, enregistrées par la station météorologique installée sur site, notamment la température, l'irradiance solaire comme illustré dans la [figure 4.29](#). Nous utilisons ici aussi un profil de charge réel basé sur la consommation du site ainsi que la production totale photovoltaïque et éolienne de cette même journée comme illustré dans la [figure 4.30](#). Nous avons également pris en compte les données de capacité des batteries installées, ainsi que l'état initial de la batterie en début de journée. Les équations détaillées dans la [section 4.5.3.1](#) ont été utilisées pour réaliser cette simulation. En intégrant ces différentes variables et en respectant les contraintes du système, nous avons pu obtenir des estimations de l'état de charge de la batterie tout au long de la journée du 14 mai 2023. Les résultats de l'état de charge obtenus par simulation et comparés à l'état de charge réel sont présentés dans la [figure 4.31](#). Les deux états de charge présentent une tendance similaire,

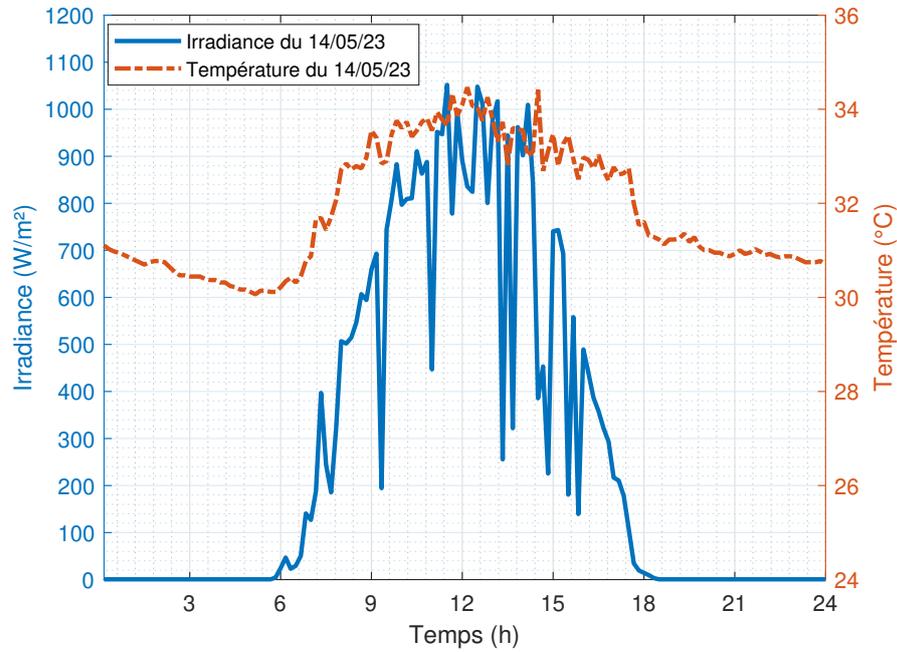


FIGURE 4.29 : L'évolution de la température et de l'irradiance solaire enregistrée le 14/05/23 par la station météorologique.

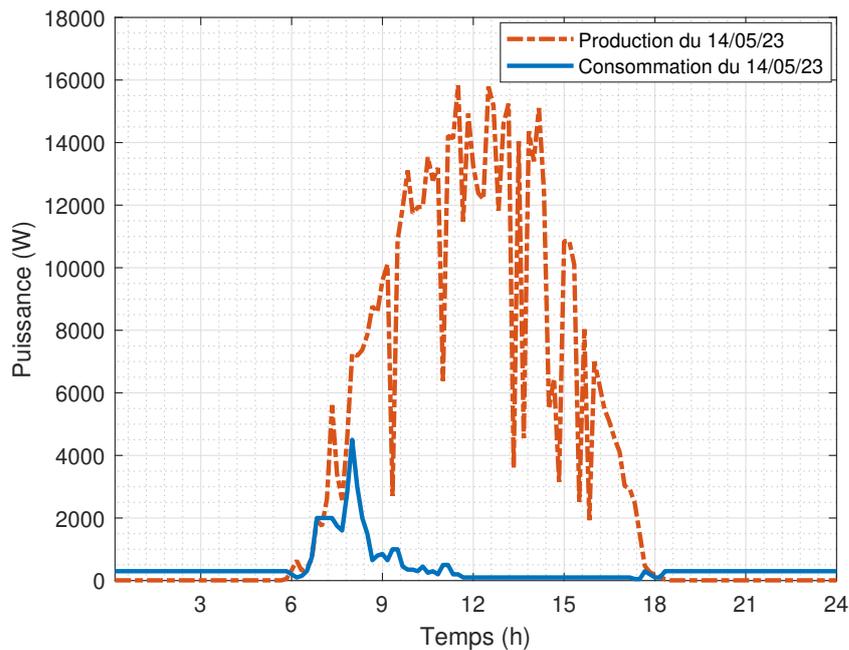


FIGURE 4.30 : Profil de consommation et de la production journalière totale du 14/05/23.

cependant, des différences sont observées, notamment en ce qui concerne les temps de décharge et de charge. En effet, l'état de charge réel nécessite 5 heures et 30 minutes pour se décharger et atteindre 88%, tandis que l'état de charge obtenu par simulation prend 7 heures et 30 minutes pour atteindre une décharge de 72%. De même, pour la charge, l'état de charge réel nécessite 4 heures pour atteindre son maximum, alors que l'état de charge obtenu par simulation nécessite 8 heures et 30 minutes. Malgré ces différences,

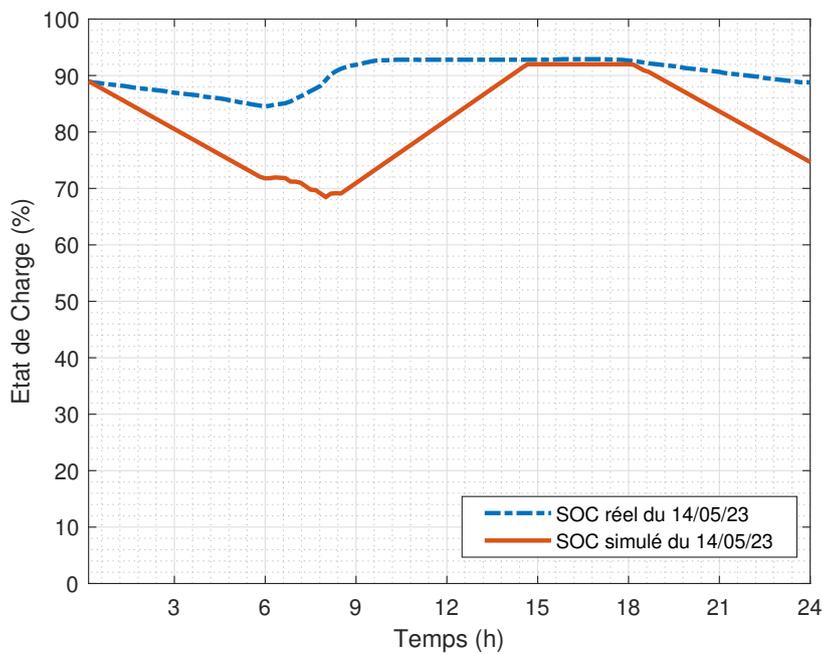


FIGURE 4.31 : Résultats de la simulation du SOC sous Matlab du 14 mai 2023 comparée au SOC réel délivré par SI 6.0H.

les valeurs maximales atteintes par les deux états de charge sont assez proches, avec un état de charge réel de 92,8% et un état de charge maximal obtenu par simulation de 92%. Il est également important de noter que l'état de charge réel reste au maximum pendant 7 heures, tandis que l'état de charge obtenu par simulation reste au maximum pendant 3 heures et 30 minutes. Ces divergences entre les résultats de simulation et les mesures réelles soulignent la complexité de la modélisation précise du comportement de l'état de charge dans des conditions réelles. Des facteurs imprévus et des variations peuvent entraîner des écarts entre les résultats observés et la réalité. La comparaison entre les données réelles enregistrées par l'onduleur et les résultats de la simulation nous a permis d'évaluer notre modèle. Cette approche de confrontation avec des données réelles renforce la validité de notre recherche et nous permet de mieux comprendre le comportement réel de la batterie dans des conditions concrètes.

4.6 Conclusion

En conclusion de ce chapitre consacré à la modélisation et à la simulation du flux énergétique du système d'étude, nous avons approfondi notre compréhension des divers composants et aspects essentiels de ce cas d'étude. Au cours de ce chapitre, nous avons décrit et examiné en détail différents modèles existants dans la littérature pour les systèmes solaires, éoliens et de stockage d'énergie. Nous avons démontré qu'il existe plusieurs approches possibles pour simuler un système donné, et nous avons sélectionné un modèle de simulation adapté à chaque cas. Concernant le système éolien, nous avons retenu un modèle basé sur les équations fondamentales de la puissance éolienne disponible. Pour valider ce modèle sous Matlab/Simulink, nous avons déterminé le coefficient approprié, puis nous l'avons utilisé pour simuler la puissance de sortie de l'éolienne appliquée à des données réelles. Concernant le système solaire, nous avons opté pour un modèle basé sur des équations mathématiques et l'avons également simulé. Pour cela, nous avons utilisé des données choisies de manière arbitraire pour évaluer la performance d'un champ de 5 modules, puis comparé les résultats avec la production réelle d'un champ de 5 modules installé sur site. Enfin, pour le système de stockage, nous avons simulé l'état de charge, étroitement lié à la puissance de charge et de décharge de la batterie, sous Matlab. Pour effectuer cette simulation, des données réelles de consommation ainsi que des données météorologiques du site ont été utilisées afin d'observer l'évolution de l'état de charge de la batterie dans ces conditions.

Cependant, certaines limitations doivent être formulées, notamment en ce qui concerne la disponibilité et la qualité des données d'entrée pour la simulation, ainsi que les simplifications effectuées dans les modèles pour des raisons de complexité. Enfin, étant donné que la centrale n'avait pas été étudiée depuis son installation, ces simulations ont permis d'obtenir une visibilité sur le comportement de chaque système dans des conditions réelles. Dans le prochain chapitre, ces modèles seront utilisés pour effectuer l'optimisation de la gestion du flux énergétique du site.

5.1 Introduction

Dans le précédent chapitre, nous avons élaboré des modèles de simulation pour chaque système constituant la centrale multi-sources de l'université de Djibouti. Maintenant que ces modèles ont été établis et validés, l'étape suivante consiste à concevoir une stratégie de gestion optimale pour gérer les flux énergétiques échangés entre les différentes parties du site. Ce chapitre se concentre donc sur cette problématique en commençant par présenter l'architecture du MR étudié. Ensuite, nous aborderons la formulation du problème ainsi que les différentes approches de gestion d'énergie des MR existant dans la littérature, avant de détailler celle adoptée pour cette étude. Dans la suite de notre étude, nous nous pencherons sur l'optimisation du système de gestion d'énergie du site, en prenant en considération les objectifs fonctionnels envisagés, ainsi que les contraintes et limites du système. Les variables des décisions prises en compte seront également exposées. Enfin, nous présenterons deux algorithmes de gestion du flux énergétique, basés sur les modèles établis précédemment, qui permettront de prédire le comportement du flux énergétique en se basant sur des scénarios réels. Trois stratégies de gestion d'énergie seront formulées et évaluées, puis appliquées à deux algorithmes de gestion d'énergie. Les résultats des simulations seront présentés pour comparer les deux algorithmes et valider la meilleure stratégie de gestion retenue dans notre étude. Tous les résultats utilisés et détaillés dans ce chapitre ont fait l'objet d'une publication et présentés dans la conférence internationale ICSREE 2023 qui a eu lieu à Nice [Ibr+23].

5.2 Architecture du MR étudié

Un MR peut être constitué d'une ou plusieurs sources d'EnR ou non-conventionnelle, comme illustré sur la figure 5.1. Le MR étudié présente une architecture composée d'un système photovoltaïque, d'une éolienne et d'un système de stockage, comme décrit dans la section 3.2.1 et illustré sur la figure 5.2. Les MR sont classés en fonction de leur mode de fonctionnement, de leur type de puissance, de leur contrôle de supervision, de leur phase d'alimentation et de leur application, comme le montre la figure 5.3. Dans notre cas, le site comprend plusieurs composants essentiels : tout d'abord, un champ photovoltaïque d'une capacité de 19 kW, constitué de 4 rangées de 19 panneaux de 250 W chacun, reliés en série. Ensuite, une éolienne tripale affichant une puissance de 7,5 kW et un diamètre de 5,3 m comme illustré auparavant dans la figure 3.3. Pour le stockage de l'énergie, le système est équipé de batteries Hoppecke 6 OPzV, comprenant 72 unités de 2V-364 Ah chacune, pour une capacité totale de 1092 Ah C_{10} . Ces batteries sont réparties en trois rangées connectées en parallèle, chaque rangée étant composée de 24 batteries connectées en série comme mentionné dans la section 3.2.8 (figure 3.5). La centrale est un site isolé, cependant, elle est également reliée au réseau électrique de l'université de Djibouti en tant que source de secours en cas de besoin pour sa propre consommation.

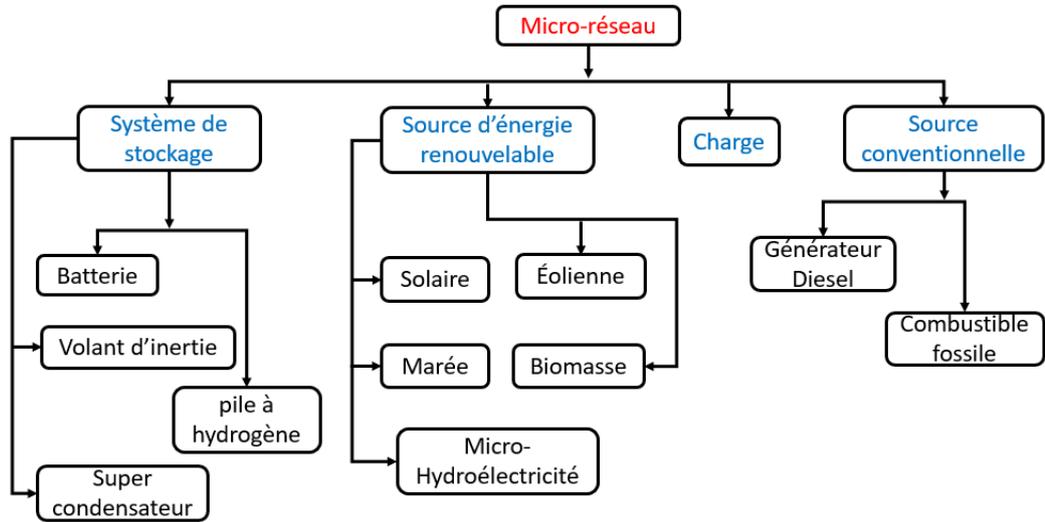


FIGURE 5.1 : Les différents types de sources que peut comporter un système multi-source selon [Han+20].

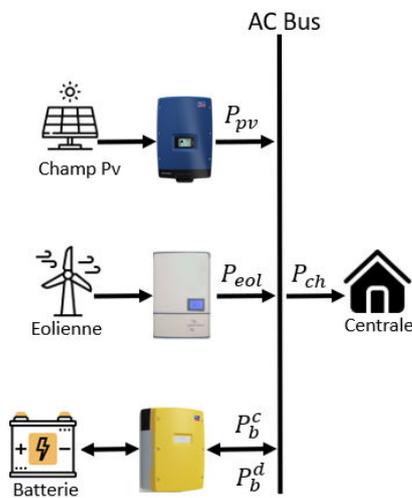


FIGURE 5.2 : Architecture du MR installé initialement à l'université de Djibouti.

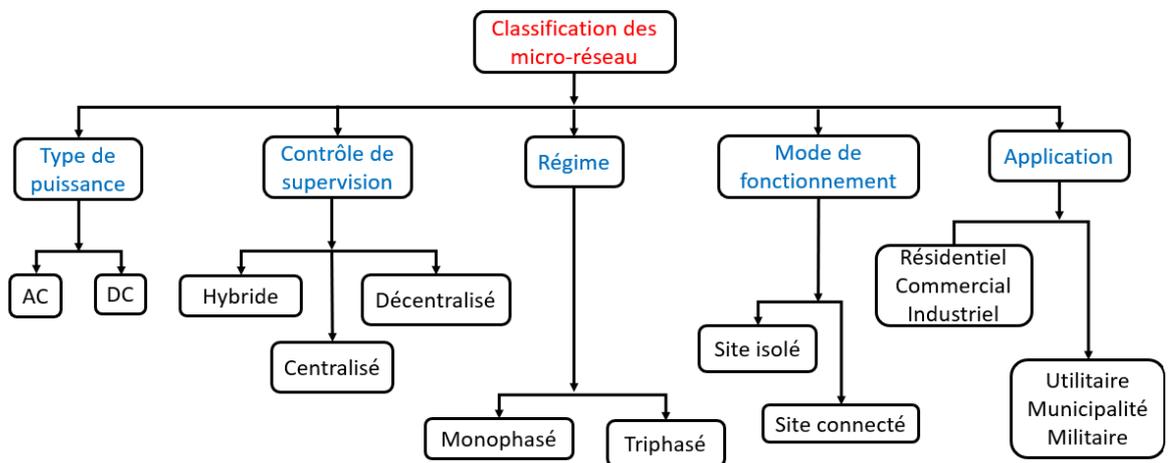


FIGURE 5.3 : Classification des MR selon [ZEB18].

5.3 Formulation du problème de gestion du site

L'un des objectifs majeurs de ce chapitre est de proposer une stratégie de gestion optimale des flux énergétiques entre les différents systèmes du MR étudié. Avant le début de cette thèse, la centrale de l'Université de Djibouti était un site autonome qui n'était ni connecté au réseau, ni équipé d'un système de secours. En conséquence, le site a connu la perte d'un parc de 24 batteries en raison d'une mauvaise gestion du flux d'énergie. Afin d'éviter que de tels événements se reproduisent et de nous rapprocher de la gestion de l'énergie assurée par le convertisseur bidirectionnel Master (SI 6.OH), qui assure le dispatching des différents flux énergétiques tels que la puissance solaire, éolienne, de stockage et celle provenant du réseau électrique, nous proposons trois stratégies de gestion d'énergie spécifiques à notre site et à nos conditions climatiques. Ces stratégies sont conçues pour améliorer la fiabilité et la stabilité du MR, tout en optimisant l'utilisation des différentes sources d'énergie disponibles. Nous avons également connecter le site au réseau électrique de l'université pour qu'il utilise comme source de secours en cas de besoin.

La deuxième problématique de cette étude se focalise sur le comportement intrinsèque du flux énergétique de la centrale hybride multi-sources de l'Université de Djibouti. Dans un premier temps, le site produit plus d'énergie qu'il n'en consomme pendant la journée. De ce fait, nous avons opté pour faire de la centrale un site pouvant jouer un rôle d'appoint pour l'université pendant les heures de pointe et les heures creuses. Étant connectée au réseau principal, lorsque la centrale produit moins d'énergie pour répondre à sa propre consommation, elle peut puiser de l'énergie dans le réseau comme illustré dans l'architecture adopté suivant la figure 5.4. En revanche, lorsqu'elle produit plus d'énergie que sa propre consommation, l'excédent peut être réinjecté dans l'université pour réduire partiellement la facture de l'Université de Djibouti. Ainsi, le deuxième objectif de cette étude vise à

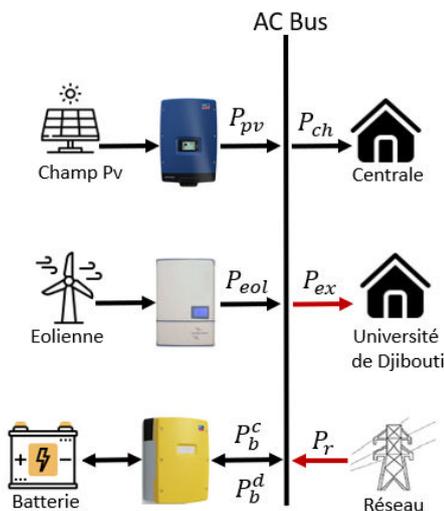


FIGURE 5.4 : Architecture adoptée à la centrale.

réduire considérablement la puissance soutirée au réseau, tout en maximisant la puissance excédentaire injectée vers l'université afin de rendre plus rentable le coût énergétique injecté par rapport au coût de l'énergie soutirée du réseau. Dans ce contexte, l'objectif est de réaliser une prédiction précise du flux énergétique de la centrale électrique un jour à l'avance en utilisant deux algorithmes de gestion d'énergie. Cela se fait en tenant compte des contraintes et des limites imposées par le système installé sur site. Le but ultime de cette thèse est de mutualiser les deux problématiques abordées afin de fournir

une vision claire du comportement énergétique du site. Pour atteindre cet objectif, nous prendrons en considération les meilleures stratégies conçues pour améliorer la stabilité du site, ainsi que les données météorologiques et les fluctuations de consommation propres au site. En intégrant ces éléments, nous cherchons à obtenir une gestion optimale des flux énergétiques, permettant ainsi d’optimiser l’utilisation des différentes sources d’énergie disponibles tout en réduisant la dépendance du réseau électrique externe et en maximisant l’injection d’excédant d’énergie vers l’université. Ce faisant, nous contribuons à assurer une gestion énergétique efficace, durable et adaptée aux besoins spécifiques du site de l’université de Djibouti.

5.4 Évaluation du flux énergétique du site sans SGE

Depuis son installation à l’université de Djibouti en avril 2014, comme décrit dans la [section 3.2](#), le flux énergétique du site n’a pas été réellement étudié. De plus, la perte d’un parc de 24 batteries, comme décrit dans la [section 4.5.3.1](#), a rendu nécessaire la simulation du comportement du flux énergétique du site. L’objectif de cette section est donc de simuler les flux énergétiques du site en reproduisant le système de stockage sous simulation à l’aide du logiciel Matlab, et en le testant dans des conditions réelles. Afin d’observer le comportement du flux énergétique du site, nous prenons en considération les données météorologiques enregistrées par la station de l’université pendant trois jours consécutifs : le 6, 7 et 8 janvier 2022. Nous avons choisi cette période car la journée du 7 janvier a été moins ensoleillé que le 6 et 8 janvier. Nous tenons également compte de la capacité de stockage des anciennes batteries, qui était de 306 Ah. Cependant, il est important de noter que cette capacité de stockage n’était pas suffisante pour un système de production de 19kW. Selon les documents techniques du constructeur, pour une installation de 1kW, la capacité de stockage pour des batteries au plomb recommandée est de 100Ah [[AG23a](#)].

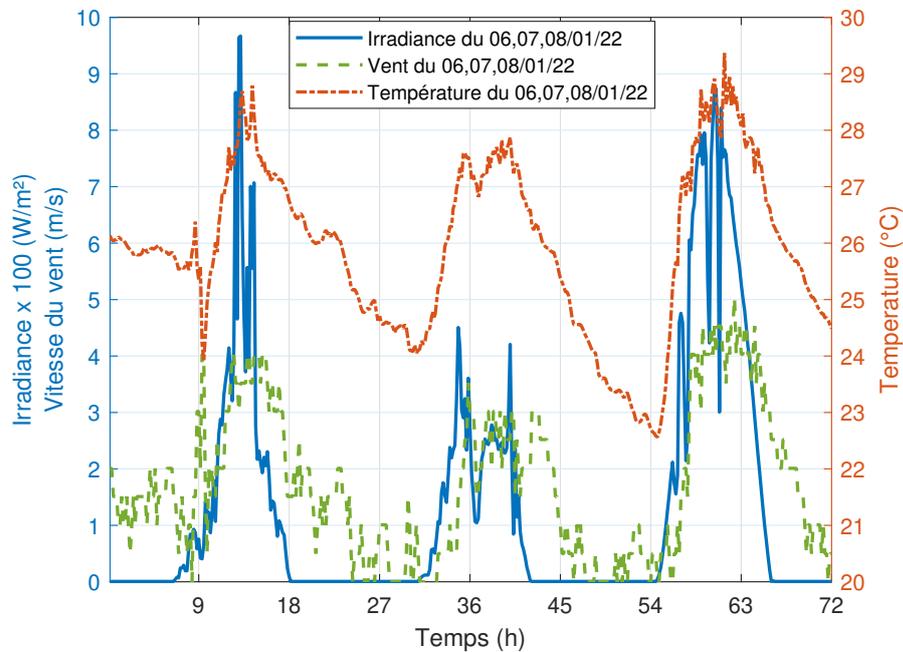


FIGURE 5.5 : Graphique de la température, de la vitesse du vent et du taux d’irradiance du 6, 7 et 8/01/22 enregistré par la station de l’Université.

La figure 5.5 présente les variations de la température, de la vitesse du vent et du taux d'irradiance enregistrées sur site les 6, 7 et 8 janvier 2022. Ces données ont été enregistrées toutes les 10 minutes tout au long de la journée. Pour obtenir des résultats plus conformes à la réalité, nous avons pris en considération le profil de consommation enregistré sur site pendant trois jours, tel qu'illustré dans la figure 5.6. De plus, nous avons également pris en compte les conditions suivantes :

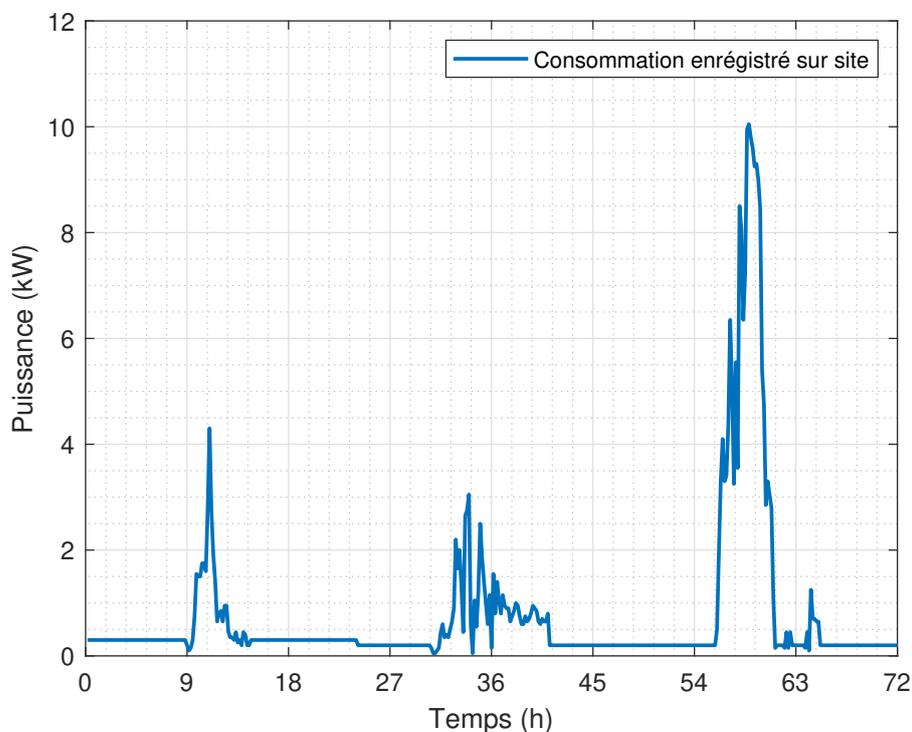


FIGURE 5.6 : Profil de consommation des trois jours enregistré sur le site.

- **Le système solaire** dans son ensemble est commandé par le convertisseur bidirectionnel master SI 6.0h, comme décrit dans la section 5.3. Cet onduleur est équipé d'un système de gestion d'énergie intégré qui garantit l'équilibre entre la production, le stockage et la consommation, conformément à l'équation 5.13 de la section 5.5.4. Nous avons remarqué que si cet équilibre n'est pas assuré, l'onduleur déclenche et arrête le fonctionnement du système. Pour assurer le bon fonctionnement du système, il est essentiel que la production, le stockage et la consommation d'énergie soient équilibrés. Dans la simulation, nous avons pris en compte deux rangées de 19 panneaux de 250Wc chacune, ce qui correspond à une production totale de 9,5kW. Le modèle discuté ultérieurement dans la section 4.5.2.3 est également pris en compte dans cette simulation.
- **Pour le système éolien**, nous prenons en considération tous les paramètres du modèle discuté et simulé dans la section 4.5.1.3. Cela comprend notamment la densité de l'air à Djibouti, le coefficient de performance C_p et la section balayée par les pales de l'éolienne ANTARIS. Ces paramètres sont essentiels pour évaluer et simuler le comportement du système éolien dans les conditions spécifiques de l'emplacement à Djibouti.

- **Dans la simulation du système de stockage**, nous prenons en compte plusieurs paramètres, notamment la puissance de charge et de décharge, ainsi que l'état de charge des batteries, comme discuté et simulé dans la [section 4.5.3](#). Toutefois, il est important de noter que le système de stockage ne se limite pas uniquement à ces paramètres, mais il est également influencé par des facteurs tels que la température et le vieillissement des batteries. Un modèle complet de simulation du système de stockage, prenant en compte à la fois les paramètres internes et externes à la batterie, reste encore à développer. Dans cette simulation, nous avons choisi de nous concentrer uniquement sur la puissance de charge, de décharge et l'état de charge de la batterie, en reconnaissant que d'autres facteurs peuvent également jouer un rôle important dans le fonctionnement global du système de stockage.

Nous avons opté pour la simulation du flux énergétique du site en considérant deux scénarios distincts :

1. Le premier scénario consiste à simuler le flux énergétique en supposant que les batteries étaient chargées à 100%. Cela nous permettra d'observer le comportement du système lorsque les batteries sont pleinement opérationnelles et contribuent à la gestion de l'énergie.
2. Le deuxième scénario implique de simuler le flux énergétique du site dans le cas où les batteries étaient déchargées, soit en raison d'une consommation importante, soit pour d'autres raisons (batteries hors-service). Cette simulation nous permettra d'évaluer comment le système réagit en l'absence de capacité de stockage, et comment la production et la consommation d'énergie sont gérées dans de telles situations.

5.4.1 Scénario 1 : ancienne batterie chargé initialement à 100%

La [figure 5.7](#) présente les résultats du flux énergétique du site obtenus par simulation sous le logiciel Matlab, en utilisant les anciennes batteries d'une capacité de 306 Ah, initialement chargées à 100%. Au cours des trois jours de simulation, nous avons observé une consommation totale du site de 56,63 kWh. Le système de stockage, avec sa capacité de 306 Ah initialement chargée à 100%, est très sollicité, comme le montre la courbe du **SOC** des batteries. Nous remarquons un déchargement de la puissance de batterie (P_b) complet de 100% à 0% le premier jour, suivi d'une recharge dès le lever du soleil le lendemain, et ainsi de suite. Il est important de noter que le système atteint également une décharge profonde à trois reprises en trois jours, ce qui n'est pas optimal pour les batteries, car cela peut accélérer leur vieillissement, en particulier dans des conditions climatiques chaudes telles que celles de Djibouti. Par ailleurs, nous observons que la production d'énergie total (P_t) est largement supérieure à la consommation (P_{ch}), soit 74,3 kWh en trois jours. Cela signifie qu'une partie importante de la production (31,36 kWh en trois jours) n'est pas consommée, comme illustré sur la [figure 5.7](#). Concernant l'énergie soutirée du réseau (P_r), nous constatons que le site en consomme 12,45 kWh en trois jours, ce qui équivaut à 22% de la consommation énergétique totale du site sur cette période.

5.4.2 Scénario 2 : ancienne batterie chargée initialement à 0%

La [figure 5.8](#) présente les résultats du flux énergétique du site obtenus par simulation sous le logiciel Matlab, en utilisant les anciennes batteries d'une capacité de 306 Ah, initialement

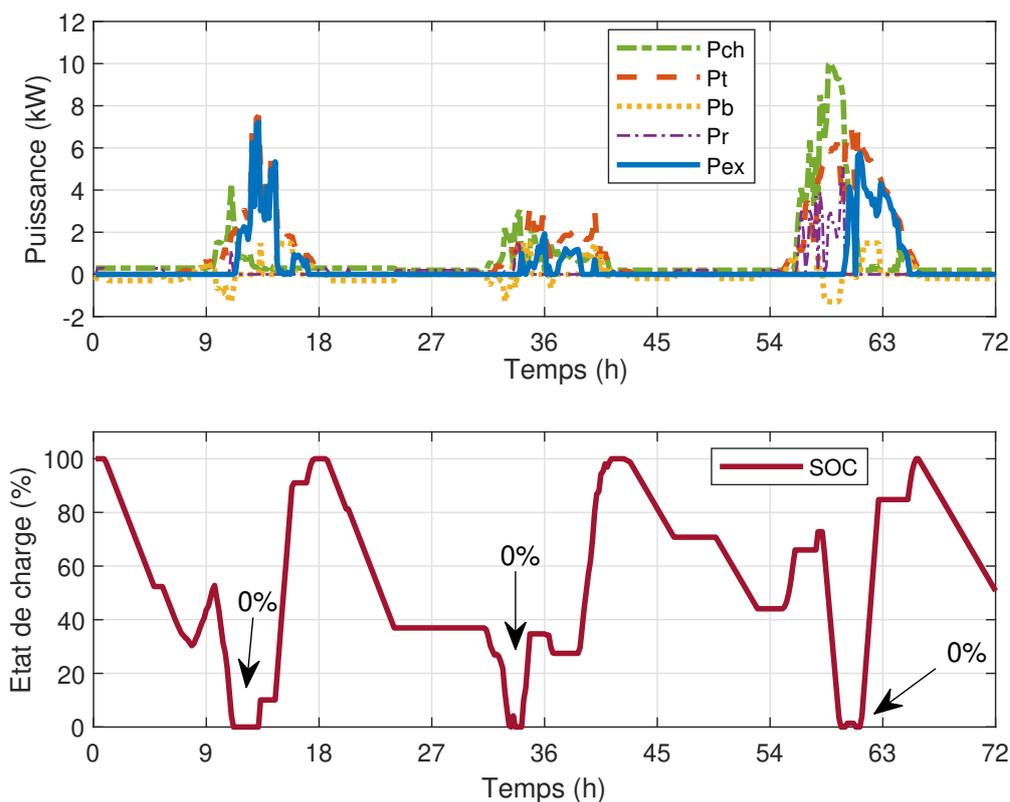


FIGURE 5.7 : Résultats du flux énergétique du site avec les anciennes batteries (306 Ah) initialement simulées à 100%.

déchargées à 0%. De manière similaire au premier scénario, nous constatons ici également une forte sollicitation de la batterie, pour les mêmes jours de simulation et la même consommation. Étant donné que le système est initialement déchargé à 0%, l'alimentation du site est assurée par le réseau électrique jusqu'au lever du soleil, ce qui correspond à une consommation du réseau de 14,9 kWh en trois jours, soit 26% de la consommation totale du site. Ensuite, le chargement des batteries commence, comme on peut l'observer sur la [figure 5.8](#), suivi d'un déchargement complet le deuxième jour. Le système de stockage est soumis à deux décharges profondes en trois jours, sans compter le premier jour. De la même manière que précédemment, nous remarquons que la production totale d'énergie (P_t) est nettement supérieure à la consommation (P_{ch}). Cela indique que le site produit plus qu'il ne consomme, et une partie de l'énergie produite n'est pas utilisée soit 31,36 kWh.

5.4.3 Scénario 3 : nouvelle batterie chargée initialement à 100%

Au début de la thèse, l'une des premières choses qui a été revues était le système de stockage initialement installé comme illustré sur la [figure 5.9](#). En cours de thèse, un parc de 72 nouvelles batteries a été réceptionné comme illustré précédemment dans la [figure 3.5](#), d'où l'utilité de comparer les performances des anciennes batteries avec les nouvelles.

Dans la [figure 5.10](#), nous pouvons observer les résultats de la simulation du flux énergétique du site réalisée à l'aide du logiciel Matlab en utilisant les nouvelles batteries, lesquelles ont une capacité de 1092 Ah. Ces batteries ont été initialement chargées à 100% pour cette simulation. Cette comparaison nous permet d'évaluer l'impact des nouvelles batteries sur

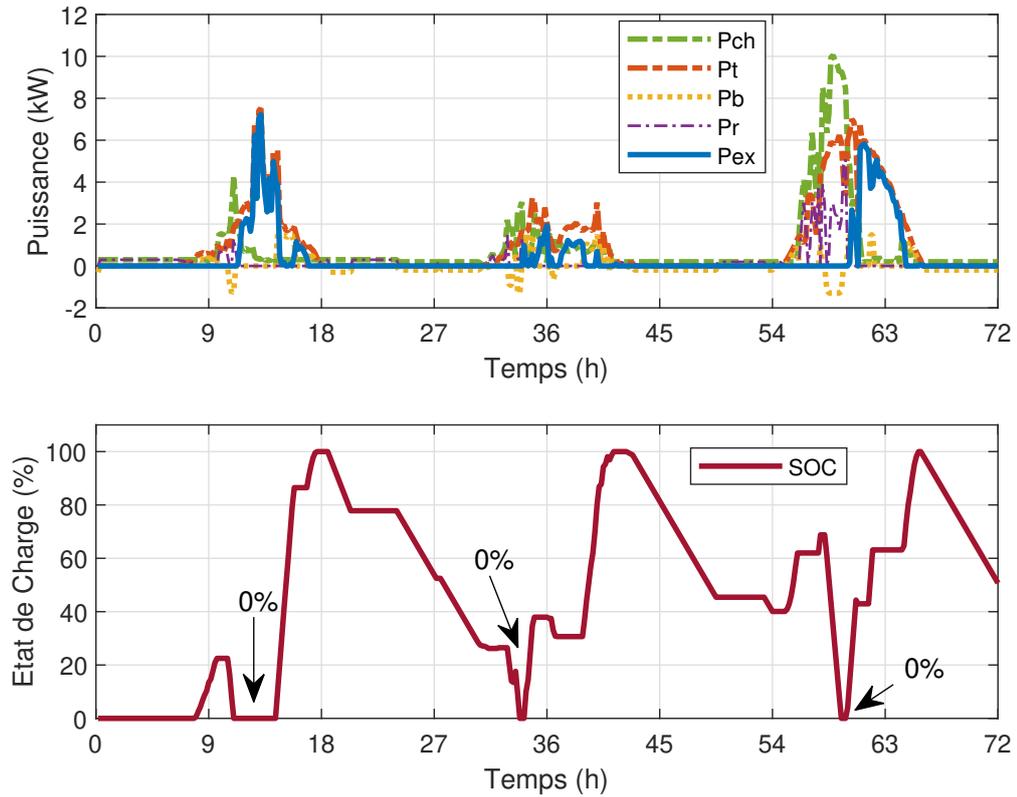


FIGURE 5.8 : Résultats du flux énergétique du site avec les anciennes batteries (306 Ah) initialement simulées à 0%.



FIGURE 5.9 : Photo des anciennes batteries initialement installées à la centrale.

le comportement global du système de stockage et d’analyser leur efficacité par rapport aux batteries précédentes.

L’augmentation de la capacité du système de stockage à 1092 Ah, initialement chargé à 100%, a été simulée pour les mêmes jours et avec les mêmes niveaux de production et de consommation que dans les deux autres cas précédemment mentionnés. On peut observer que les nouvelles batteries sont moins sollicitées par rapport aux deux autres scénarios. Le niveau le plus bas du SOC observé est de 23,9% pour les trois jours, comme le montre la courbe de l’état de charge des batteries. Cette évolution du SOC reflète l’importance de l’augmentation de la capacité de stockage, qui a été multipliée par 3 par rapport à la capacité initiale. Comme mentionné précédemment, la production d’énergie totale est nettement

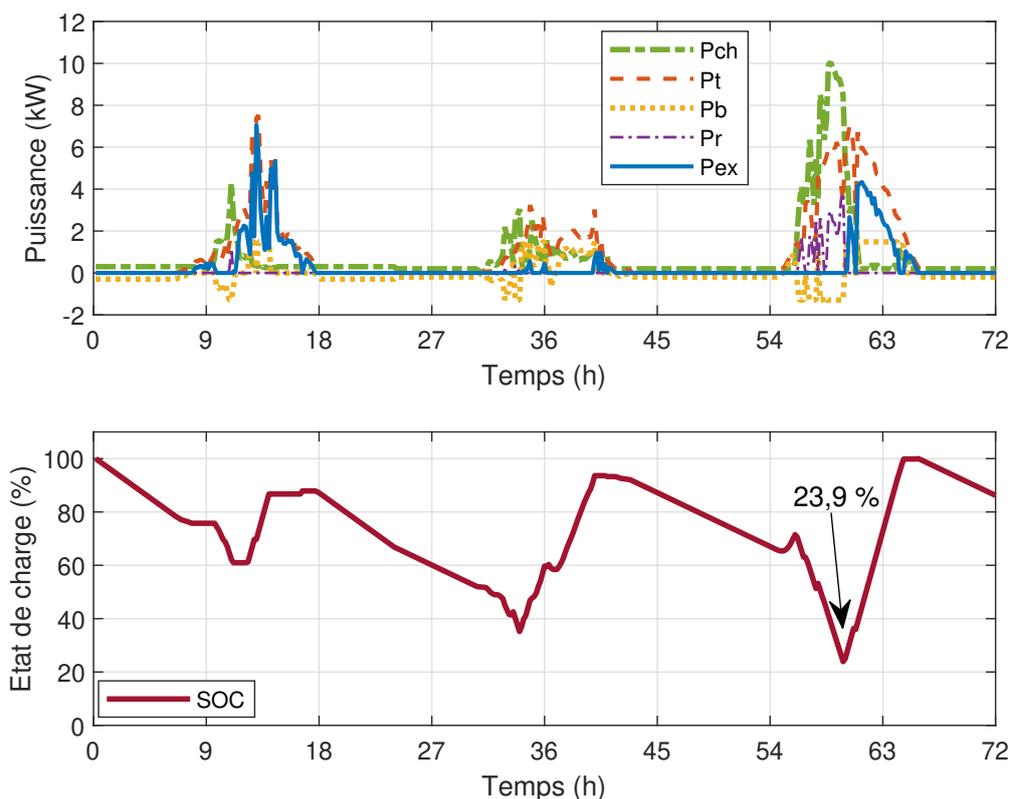


FIGURE 5.10 : Résultats du flux énergétique du site avec les nouvelles batteries (1092 Ah) initialement simulées à 100%.

supérieure à la consommation, mais il est important de noter que la quantité d'énergie non consommée a diminué. On observe une réduction de la puissance non consommée, passant à 25,2 kWh. Cette diminution s'explique par le fait qu'une partie de l'excédent d'énergie non consommée a été stockée, ce qui est crucial pour un site qui génère une quantité importante d'énergie non consommée. En ce qui concerne l'énergie tirée du réseau, le site a consommé moins d'énergie du réseau électrique, soit seulement 6,2 kWh en trois jours, ce qui est le niveau le plus bas par rapport aux deux autres scénarios examinés précédemment. Cette faible consommation du réseau est due à l'augmentation de la capacité de stockage, qui permet de répondre largement aux besoins de la centrale sans faire appel à l'énergie du réseau.

5.4.4 Scénario 4 : nouvelle batterie chargée initialement à 0%

La figure 5.11 illustre les résultats de la simulation du flux énergétique du site obtenus sous le logiciel Matlab, en utilisant les nouvelles batteries d'une capacité de 1092 Ah, qui étaient initialement déchargées à 0%.

Dans cette simulation également, les mêmes paramètres que ceux utilisés précédemment ont été repris, à savoir la production et la consommation des trois jours. La courbe du SOC montre le cycle habituel de chargement et de déchargement de la batterie. Au début de la simulation, la batterie était initialement déchargée, et le réseau électrique a assuré la continuité de l'alimentation pour la consommation jusqu'au lever du soleil. Une augmentation de l'énergie soutirée du réseau est à noter, soit 9,13 kWh en trois jours,

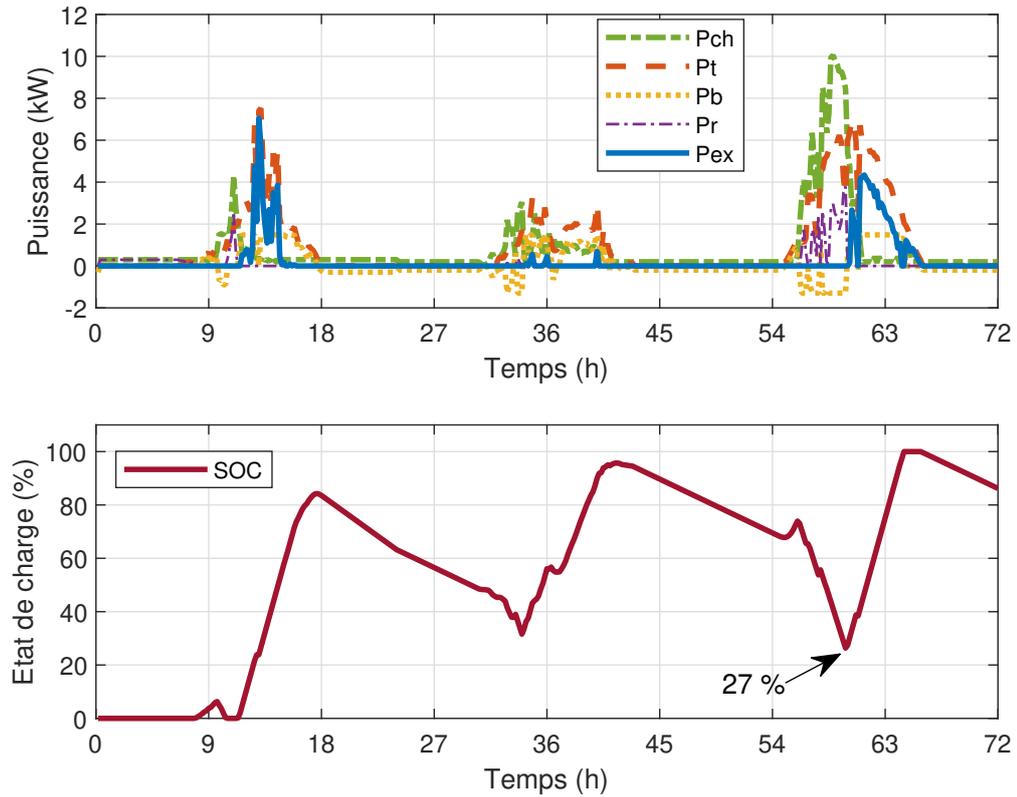


FIGURE 5.11 : Résultats du flux énergétique du site avec les nouvelles batteries (1092 Ah) initialement simulées à 0%.

contrairement à 6,2 kWh précédemment. Cette augmentation s’explique par le fait que le réseau a assuré l’alimentation en l’absence de stockage pendant le premier jour et les jours suivants. Ensuite, le cycle de chargement et de déchargement des batteries s’enclenche, comme on peut l’observer sur la figure. Au bout de deux jours, le SOC minimal atteint est de 27%, indiquant la décharge minimale de la batterie sur une période de trois jours. Malgré l’augmentation de la capacité du stockage, on peut clairement voir que le système n’est pas à l’abri d’une décharge profonde, et cela s’est produit lors d’une journée brumeuse. En ce qui concerne la puissance non consommée par le site, on peut noter que ce scénario enregistre le plus faible excédent d’énergie, soit 19,3 kWh en trois jours, par rapport à tous les autres scénarios. Cela s’explique par le fait qu’une bonne partie de l’excédent d’énergie a été stockée dans la batterie, ce qui est important pour un site considéré comme autonome, tout en étant connecté au réseau.

Le [tableau 5.1](#) résume les deux scénarios appliqués aux deux types de batteries. On peut déduire de cette simulation qu’une augmentation de la capacité de stockage a été cruciale pour le système, ce qui a permis de stocker davantage d’énergie. Cependant, malgré cette augmentation du stockage, un excédent d’énergie important est à noter, représentant au minimum 19,3 kWh d’énergie non consommée sur les 74,3 kWh d’énergie produite sur les trois jours. Il est important de souligner qu’une part significative de la consommation du site est soutirée du réseau, soit 9,1 kWh, malgré l’augmentation de la capacité de stockage. Les prochaines simulations seront axées sur la manière de réduire progressivement l’énergie soutirée du réseau et de rentabiliser l’énergie non consommée en l’injectant vers l’université. Ces simulations seront réalisées en prenant en compte

un système de gestion d'énergie spécifique à notre cas d'étude, afin de mieux optimiser l'utilisation de l'énergie et de minimiser la dépendance vis-à-vis du réseau. Il est essentiel de noter que toutes les simulations présentées jusqu'à présent ont été effectuées sans l'utilisation d'un système de gestion d'énergie spécifique à notre cas d'étude. Par la suite, nous examinerons la gestion du flux énergétique appliquée à notre cas d'étude.

TABLE 5.1 : Tableau récapitulatif des différents scénarios appliquées au deux batteries 360Ah et 1092 Ah sur 3 jours.

	Ancienne batterie (306 Ah)		Nouvelles batterie (1092 Ah)	
	SOC= 0 %	SOC= 100 %	SOC= 0 %	SOC= 100 %
P_r (kWh)	14,9	12,4	9,1	6,2
P_{exces} (kWh)	31,3	31,3	19,3	25,2

5.5 Méthodologie d'optimisation du systèmes de gestion d'énergie du site

5.5.1 Formulation des stratégies de gestion d'énergie

Trois stratégies ont été élaborées pour le système de gestion de l'énergie de la centrale hybride installé à l'université de Djibouti dans le but de réduire au minimum l'excédent d'énergie et en alimentant directement un bâtiment de l'université. Chacune de ces stratégies propose une approche distincte pour gérer l'énergie du site en prenant en considération les sources d'EnR, les batteries et le réseau principal.

5.5.1.1 Formulation de la première stratégie

Dans la première stratégie, l'objectif prioritaire est de privilégier les sources d'EnR telles que l'énergie solaire photovoltaïque et l'énergie éolienne pour alimenter la charge de la centrale. De plus, les batteries seront utilisées jusqu'à ce qu'elles atteignent un niveau de charge SOC minimum de 30 %. En raison de l'absence de réglementation concernant l'injection d'excès d'énergie sur le réseau, si une quantité d'énergie excédentaire est produite par le site, cette énergie sera acheminée pour répondre aux besoins énergétiques de l'université, offrant ainsi une autre façon de réduire partiellement la facture d'électricité de l'université. Il convient de noter que cette approche spécifique est adoptée à Djibouti, où l'injection d'excédent d'énergie sur le réseau n'est pas encore autorisée, bien que cela soit techniquement possible. Le réseau principal de distribution d'électricité servira de source d'alimentation de secours en cas d'indisponibilité des systèmes PV, éolien et des batteries pour assurer la continuité de l'alimentation du site. La [figure 5.12](#) représente l'algorithme de gestion d'énergie basé sur la logique pour la première stratégie, avec un taux de décharge de 30 %.

5.5.1.2 Formulation de la deuxième et troisième stratégie

Les stratégies 2 et 3 ont des objectifs similaires à la stratégie 1, mais diffèrent en termes de déchargement de la batterie. Dans la stratégie 2, la batterie sera déchargée jusqu'à ce

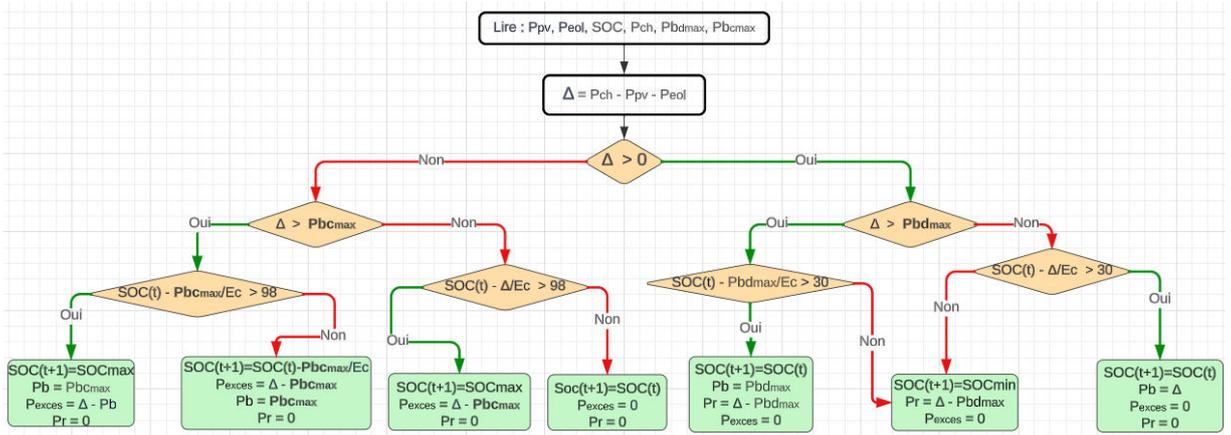


FIGURE 5.12 : Algorithme de gestion d’énergie basé sur la logique pour la première stratégie soit 30% de décharge.

qu’elle atteigne un SOC minimum de 50%, tandis que dans la stratégie 3, la batterie sera entièrement déchargée jusqu’à un SOC de 14%. La stratégie 3 permet une utilisation plus intensive de l’énergie stockée dans la batterie, ce qui peut entraîner une décharge complète de la batterie. Cela pourrait limiter la disponibilité d’énergie de secours en cas d’urgence et potentiellement dégrader le SOH des batteries, voire les endommager. Cette approche a été délibérément choisie pour reproduire le comportement du stockage comme mentionné dans la section 5.3, malgré les risques potentiels associés à une décharge plus profonde des batteries.

5.5.2 Algorithme de gestion d’énergie choisi

Nous utilisons une approche combinant deux algorithmes de gestion d’énergie pour prédire le comportement du flux énergétique du site en mode hors-ligne. Pour commencer, nous employons l’algorithme de LP pour anticiper le comportement de la puissance photovoltaïque, éolienne et du stockage en nous basant sur les données de consommation enregistrées par le site ainsi que les données météorologiques provenant de la station. L’algorithme de prédiction LP est alimenté par la fonction coût définie dans notre cas, ainsi que les contraintes et les limites imposées par le système installé sur le site. Ensuite, l’algorithme basé sur des règles logiques prend également en compte les données météorologiques du jour suivant, ainsi que sa consommation, les mêmes variables, la fonction coût et les contraintes définies précédemment. En effet, les résultats des puissances prédites obtenues grâce à la LP sont comparés à ceux fournis par l’algorithme basé sur des règles logiques. Si les données d’entrée diffèrent de celles fournies par l’algorithme basé sur des règles logiques, celui-ci les rectifie afin de garantir la cohérence dans la prédiction du flux énergétique. La méthodologie de prédiction utilisée dans cette étude est illustrée dans la figure 5.13. Cette approche hybride permet de mieux anticiper et optimiser le comportement du flux énergétique du site en utilisant à la fois la modélisation linéaire et les règles logiques établies.

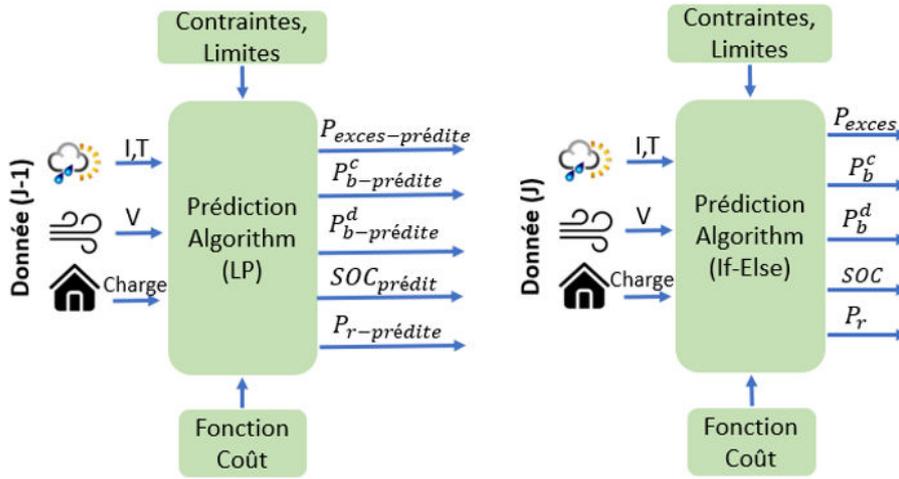


FIGURE 5.13 : L'approche de prédiction utilisée dans cette étude.

Le paradigme de la programmation linéaire, qui consiste à minimiser ou maximiser une fonction donnée selon le schéma de contraintes suivant, peut être représenté comme suit [Ela+] [Squ+13] :

$$\begin{cases} \max f(x) = c^T x \text{ ou } \min f(x) = c^T x \\ Ax \leq b \text{ ou } Ax \geq b \text{ ou } A_{eq}x = b_{eq} \\ x \geq 0, x \in \mathbb{R}^{n \times 1}, A \in \mathbb{R}^{m \times n}, b \in \mathbb{R}^{m \times 1}, \\ x \in \mathbb{R}^{n \times 1}, A_{eq} \in \mathbb{R}^{p \times n}, b_{eq} \in \mathbb{R}^{p \times 1} \end{cases} \quad (5.1)$$

5.5.3 Description du système de gestion d'énergie du cas d'étude

Dans notre méthodologie de gestion d'énergie, les variables de décision sont les suivantes :

- La puissance de charge et de décharge de la batterie (P_b^c et P_b^d).
- La puissance soutirée au réseau électrique (P_r).
- La puissance injecté vers l'université (P_{exces}).
- L'état de charge de la batterie (SOC).

Cela signifie que, dans notre approche, le vecteur de décision x est composé comme suit : $[P_r, P_b^c, P_b^d, SOC, P_{exces}]^T$. Le système de gestion d'énergie pour lequel nous allons mettre en œuvre une stratégie de gestion optimale est une application théorique réalisée sur le logiciel Matlab. Les équations suivantes sont pris en compte dans notre système de gestion d'énergie :

1. Le modèle basé sur l'équation mathématique 4.6 du champ photovoltaïque, décrit dans la section 4.3.1.
2. L'équation 4.5 de la puissance éolienne basée sur la puissances de sortie de l'éolienne, détaillée dans la section 4.2.3, est également considérée.
3. Pour la puissance du stockage, nous prenons en compte l'état de charge de la batterie, tel que décrit dans la section 4.4.4. Nous considérons également la puissance de charge et de décharge dans notre système de gestion d'énergie.

D’après les travaux de [TEZ+18] [Lan+15], pour estimer les puissances de charge et de décharge de la batterie à l’instant t, il est possible d’utiliser les équations suivantes :

$$P_b^c(i) = P_b(i - 1) + [P_{pv}(i) + P_{eol}(i) - P_{ch}(i)] \times \eta_c \tag{5.2}$$

$$P_b^d(i) = P_b(i - 1) - \frac{P_{ch}(i) - P_{pv}(i) - P_{eol}(i)}{\eta_d} \tag{5.3}$$

Avec $P_b(i - 1)$ représente la puissance de la batterie à l’instant $(i - 1)$, η_c et η_d sont le rendement de charge et de décharge de la batterie.

5.5.3.1 Fonction objectif de l’étude

Dans la littérature, plusieurs chercheurs ont formulé différentes fonctions objectives. La figure 5.14 présente généralement quatre domaines essentiels à prendre en compte dans l’optimisation des MR [Li+17]. Selon [Han+20], les fonctions objectives clés dans ce domaine, abordées dans la littérature, sont la pollution, l’économie, la fiabilité et l’intégration des technologies renouvelables.

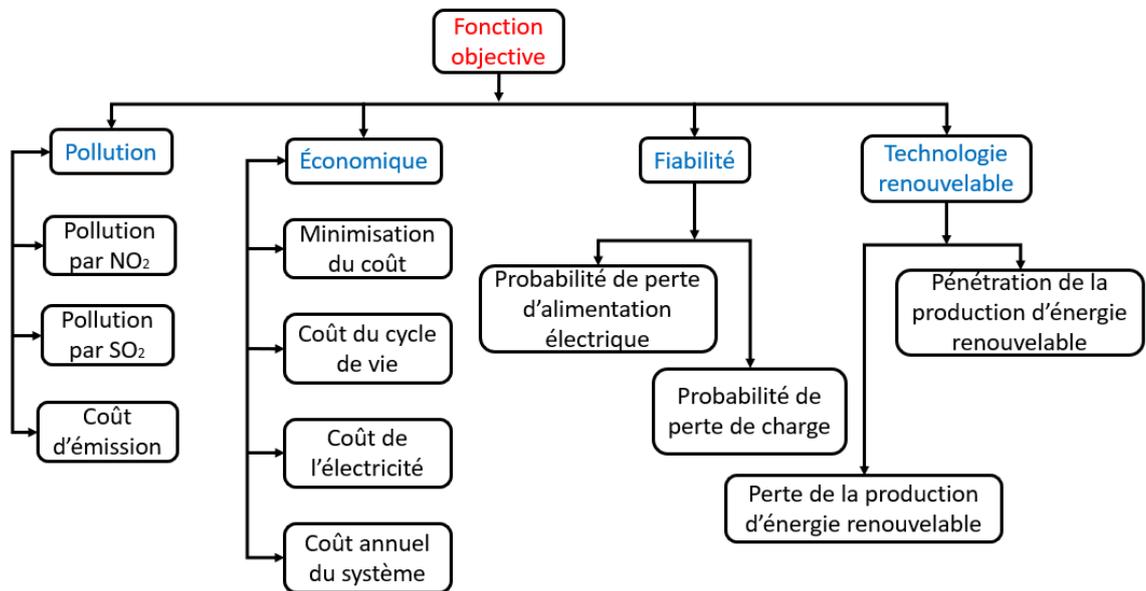


FIGURE 5.14 : Différent fonction objective selon [Han+20].

Dans notre cas, la fonction objectif choisie est une fonction de coût qui prend en considération le coût de l’énergie prélevée depuis le réseau principal. Notre démarche vise à minimiser cette fonction pour augmenter inversement l’excès d’énergie injecté vers l’université, mettant ainsi en avant la valorisation de l’apport énergétique de la centrale. La formule est représentée suivant l’équation ci-dessous [Ela+] :

$$\min_{f_{LP}}(x) = \sum_{i=1}^T (C_r k(i) \times P_r(i)) \tag{5.4}$$

Où C_r est le coût d’achat de l’énergie du réseau électrique (0,27€/kWh)³, P_r la puissance tirée du réseau principal (en kW) et T est la période du système de gestion de l’énergie 24 h et i est l’intervalle de temps (par exemple, 1h). Le paramètre k est une variable binaire

3 55 Fdj = 0,27 € le prix du kWh à Djibouti en 2023.

qui représente l'état de charge de la batterie. En réalité, k correspond à deux contraintes à respecter : la batterie ne doit pas être déchargée lorsque le système dispose d'une énergie excédentaire, et vice versa. La valeur de k est calculée en fonction de la demande de charge et de la production d'EnR, comme indiqué dans l'équation suivante [Ela+] :

$$k(i) = \begin{cases} 1, & \text{si } \Delta(i) \geq 0 \\ 0, & \text{sinon} \end{cases} \quad (5.5)$$

$$\Delta(i) = P_{ch}(i) - P_{pv}(i) - P_{eol}(i) \quad (5.6)$$

Où P_{ch} , P_{pv} et P_{eol} représentent respectivement la puissance de charge, la puissance photovoltaïque et la puissance éolienne (en kW).

Afin de mieux reproduire le comportement réel du système installé sur site, nous avons formulé l'équation ci-dessous pour garantir que la batterie soit principalement chargée par les énergies renouvelables.

$$\Delta(i) = k(i)(P_r(i) - P_b^d(i)) + (k(i) - 1)(P_b^c(i) - P_{exces}(i)) \quad (5.7)$$

L'état de charge de la batterie à chaque intervalle de temps i est donné par l'équation suivante [Ela+] :

$$SOC(i+1) = SOC(i) + \frac{(1 - k(i))P_b^c + k(i)P_b^d}{E_b} \quad (5.8)$$

Où E_b représente l'énergie nominale de la batterie, égale à 52,4 kWh pour les batteries installées sur site.

L'algorithme basé sur les règles logiques est utilisé pour affiner la prédiction réalisée par la programmation linéaire. Dans cette approche, les résultats de la programmation linéaire, comprenant la fonction de coût formulée dans la section 5.5.3.1 ainsi que les limites et contraintes formulées dans la section 5.5.4, sont utilisés comme entrées pour l'algorithme If-Else. Ce dernier permet d'estimer avec précision le flux énergétique du site en calculant les différences entre les données de charge, de puissance photovoltaïque et éolienne précédemment fourni par la programmation linéaire et les données actuelles, comme illustré par les équations suivantes :

$$\Delta_{predite}(i) = P_{ch-predite}(i) - P_{pv-predite}(i) - P_{eol-predite}(i) \quad (5.9)$$

Ensuite, une différence dans les résultats est effectuée comme indiqué dans l'équation ci-dessous :

$$\Delta_{dif}(i) = \Delta(i) - \Delta_{predite}(i) \quad (5.10)$$

Δ_{dif} représente les résultats des puissances de flux d'énergie (en kW). Si Δ_{dif} est égal à 0, cela signifie que les résultats de l'algorithme basé sur les règles logiques sont les suivants :

$$If - Else = \begin{cases} P_{exces-predite} \\ P_{b-predite}^c \\ P_{b-predite}^d \\ P_{r-predite} \\ SOC_{predite} \end{cases} \quad (5.11)$$

sinon,

$$If - Else = \begin{cases} P_{exces} \\ P_b^c \\ P_b^d \\ P_r \\ SOC \end{cases} \quad (5.12)$$

5.5.4 Contraintes et limites du système

Les problèmes d'optimisation peuvent être soumis à diverses contraintes provenant de différents systèmes, tels que le réseau électrique, les DER, les système de stockage et les charges. La prise en compte de ces contraintes conduit à différentes optimisations en raison des diverses limites maximales que le système peut supporter. Dans ce contexte, la figure 5.15 présente les fonctions de contraintes récentes selon les travaux des chercheurs [Han+20]. Ces contraintes jouent un rôle essentiel dans l'élaboration de stratégies d'optimisation pour les systèmes de gestion d'énergie.

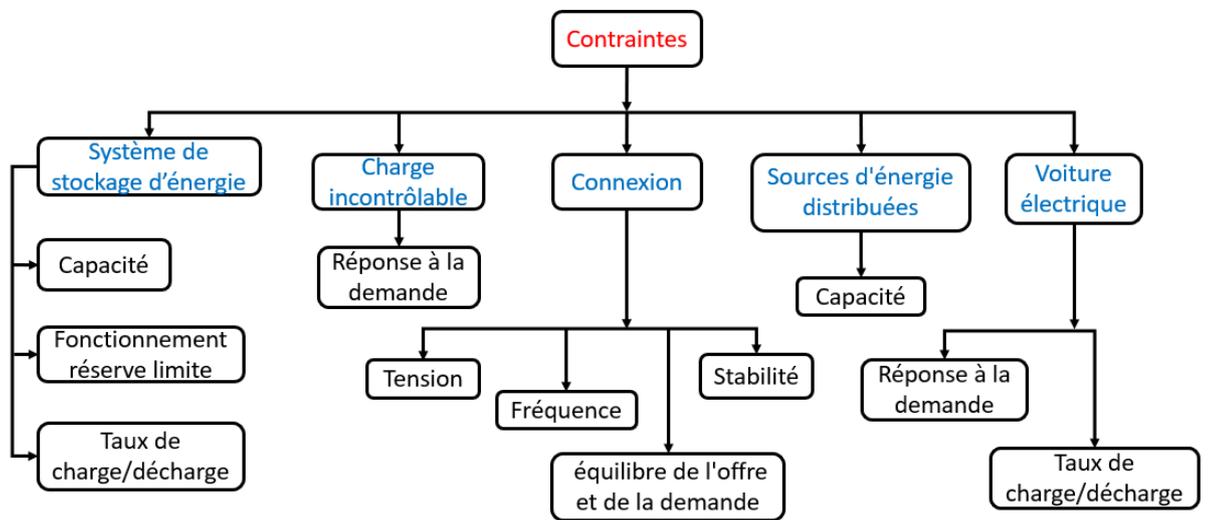


FIGURE 5.15 : Différents type des contraintes selon [Han+20].

- **Contrainte d'équilibre**

La première contrainte considérée est la contrainte d'équilibre de puissance nette, qui est appliquée à chaque instant de la journée conformément à l'équation suivante :

$$\sum \left(P_{ch}(i) + P_b^c(i) + P_{exces}(i) - P_{pv}(i) - P_{eol}(i) - P_r(i) - P_b^d(i) \right) = 0 \quad (5.13)$$

- **Contrainte lié à production**

Dans cette étude, nous avons pris en compte les limites imposées par les systèmes installés, notamment la production solaire, la production éolienne et la puissance de charge du site.

$$0 \leq P_{pv}(i) \leq 19kW \quad (5.14)$$

$$0 \leq P_{eol}(i) \leq 7,5kW \quad (5.15)$$

$$0 \leq P_{ch}(i) \leq 8,5kW \quad (5.16)$$

La valeur maximale inutilisée par la centrale, qui est considérée comme excédentaire actuellement, sur une journée est égale à 8,5 kWh suivant la [section 5.4.3](#). C'est la valeur maximale que le site peut fournir à l'université.

- **Contrainte lié au stockage**

Les contraintes liées au stockage sont formulées en prenant en compte les limites de taux de charge et de décharge de la batterie à chaque instant. Ces limites sont imposées par les spécifications des trois unités SI 6.0H, avec une limite de courant de charge de 90 A et une limite de courant de décharge de 103 A. Ces contraintes sont représentées par les inégalités suivantes :

$$SOC_{min} \leq SOC(i) \leq SOC_{max} \quad (5.17)$$

$$0 \leq P_b^c(i) \leq P_b^{c\ max} \quad (5.18)$$

$$P_b^{d\ max} \leq P_b^d(i) \leq 0 \quad (5.19)$$

Où $P_b^{c\ max}$ et $P_b^{d\ max}$ représentent respectivement la puissance de charge maximale et la puissance de décharge maximale de la batterie (en kW).

- **Contrainte lié au réseau**

Comme précédemment mentionné, à Djibouti, l'injection d'énergie excédentaire dans le réseau principal n'est pas autorisée. Par conséquent, seule la puissance prélevée du réseau sera prise en compte, comme l'indique l'inégalité suivante.

$$0 \leq P_r(i) \leq P_{ch}(i) \quad (5.20)$$

La partie droite des [équation \(5.6\) à 5.8](#) correspond aux éléments de la matrice A_{eq} , tandis que la partie gauche de ces équations est utilisée pour former le vecteur b_{eq} . La matrice A contient les coefficients qui multiplient les variables de décision des [équation \(5.13\) à 5.20](#) et le vecteur b inclut les limites supérieures et inférieures de chaque variable.

5.6 Simulation du flux énergétique du site avec SGE

5.6.1 Validation des stratégies de gestion d'énergie

Comme confirmé par les simulations dans la [section 5.4](#), le site génère un excédent d'énergie tout en consommant également une quantité importante d'énergie provenant du réseau électrique. Dans cette partie, nous nous concentrons sur l'évaluation des stratégies de gestion d'énergie formulées dans la [section 5.5.1](#). Pour évaluer ces stratégies de gestion d'énergie, nous mettrons à l'épreuve les deux algorithmes de gestion optimale du flux choisis dans la [section 5.5.2](#). Le processus expliqué dans cette section sera mis en œuvre, et les données météorologiques enregistrées par la station de l'université seront utilisées pour cette étude. Afin d'évaluer les performances des deux algorithmes, trois scénarios ont été définis :

- **Le scénario 1** évalue les performances de la centrale dans les pires conditions météorologiques enregistrées à Djibouti. Les données météorologiques du 7 et 8 octobre 2021 ont été utilisées pour ce scénario.
- **Pour le scénario 2**, les appareils de la centrale électrique sont supposés fonctionner pendant toute une journée, ce qui entraîne une hyperconsommation électrique du

site que prévue. Les données météorologiques du 29 et 30 novembre 2021 ont été utilisées pour ce scénario.

- **Le Scénario 3** prend en compte des conditions météorologiques estivales avec une consommation importante et des fluctuations météorologiques. Les données météorologiques du 4 et 5 juillet 2022 ont été utilisées pour ce scénario.

L'objectif de ces scénarios est d'évaluer les performances des algorithmes de gestion d'énergie et de mieux comprendre comment gérer efficacement l'excédent d'énergie et minimiser la dépendance au réseau électrique.

5.6.1.1 Simulation du scénario 1 avec les trois stratégies de gestion d'énergie

La figure 5.16 illustre les variations de température, de vitesse du vent et de taux d'irradiance des journées du 7 et 8 octobre 2021. Les données du 7 octobre sont utilisées pour prédire le flux d'énergie du lendemain, tandis que les données du 8 octobre sont utilisées comme données du jour suivant.

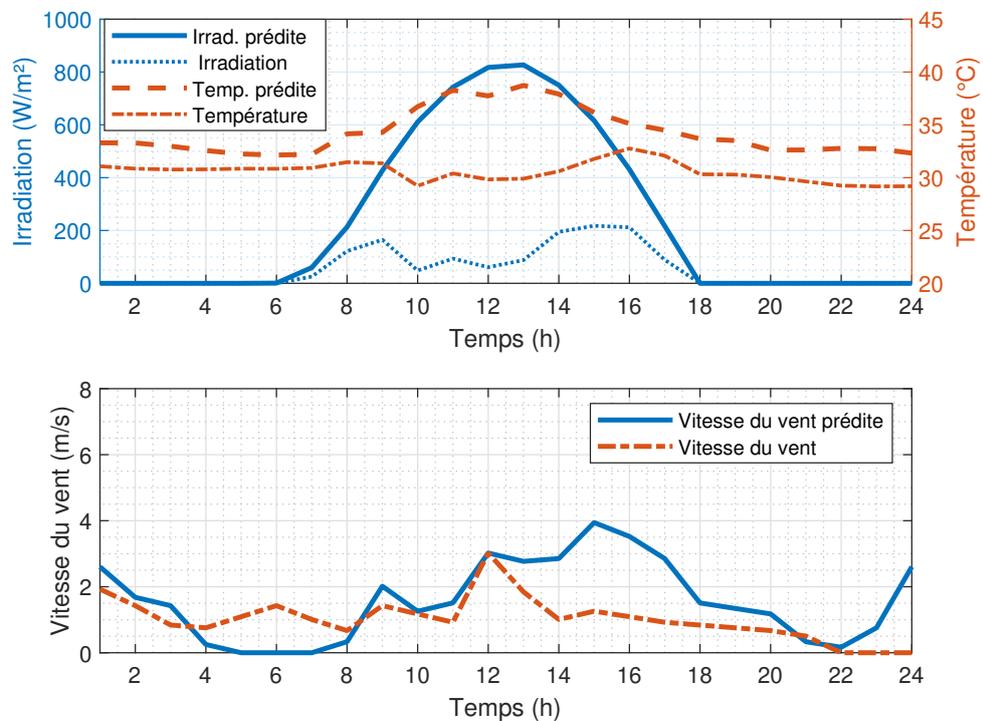


FIGURE 5.16 : Évolution de la température, de l'irradiance solaire et de la vitesse du vent du 7 et 8 octobre 2021 pour le scénario 1.

La figure 5.17 affiche les puissances solaires, éoliennes, de charge, du réseau, d'excédent, et d'état de charge prédits par l'algorithme de la LP, rectifiés ensuite par l'algorithme basé sur les règles logiques. On constate une différence entre les puissances prédites et les valeurs obtenues le lendemain.

Pour la stratégie 1, avec un SOC_{min} de décharge de 30%, il était prévu que le site produirait un excédent d'énergie de 27,4 kWh et qu'il consommerait 1,57 kWh du réseau, représentant ainsi 2,6 % de la consommation journalière. En réalité, pour une journée entièrement nuageuse, la production total était de 17,5 kWh contrairement à la production attendu soit 81,2

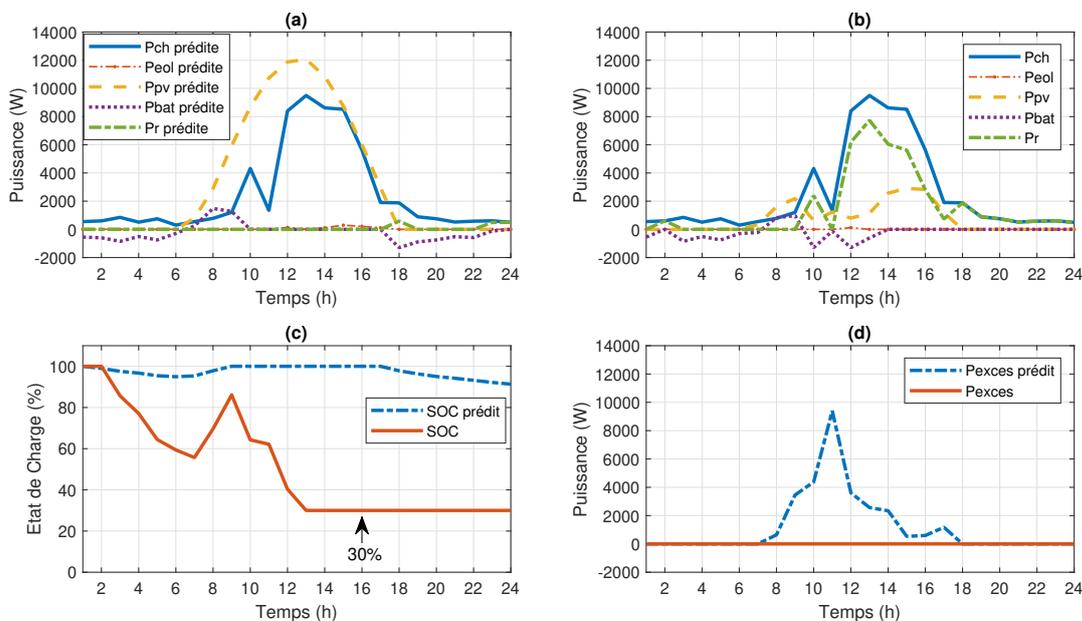


FIGURE 5.17 : (a) Représente la puissance du PV, de la charge, de la batterie et du réseau prédite par LP pour le scénario 1, (b) Représente la puissance du PV, de la charge, de la batterie et du réseau corrigée par If-Else pour le scénario 1. La variation de l'état de charge et de l'excès de puissance a été prédite et corrigée par LP et If-Else pour les scénarios 1 (c) et (d).

kWh. Cependant, le site a soutiré du réseau 63 % de la consommation journalière, soit 37,8 kWh, ce qui équivaut à 22 fois les prédictions, et aucune production excédentaire d'énergie n'a été observée. Dans la figure 5.18, les résultats de la stratégie 2 appliquée au scénario

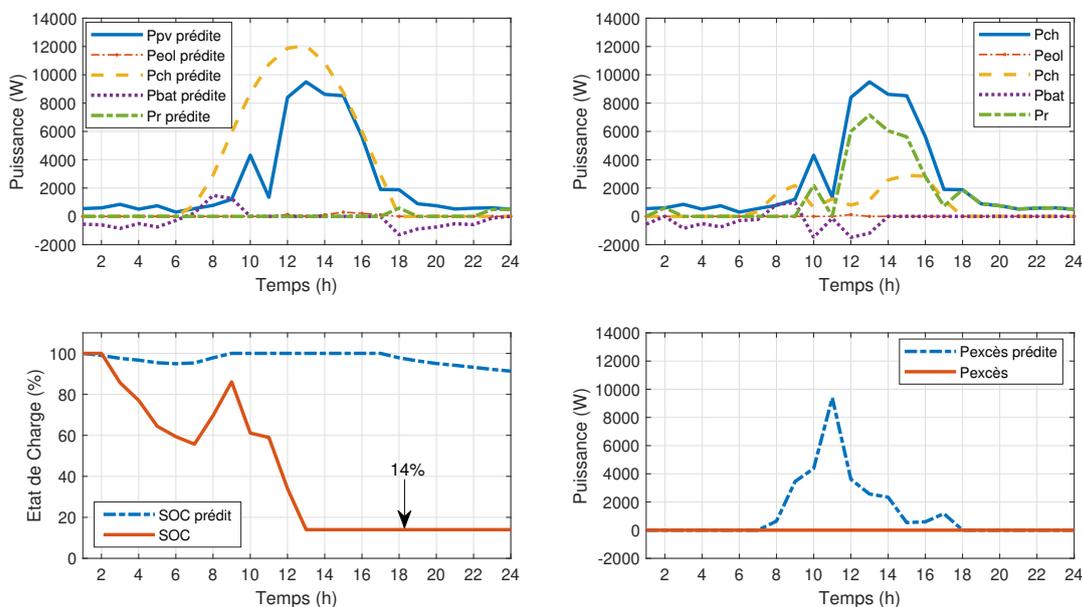


FIGURE 5.18 : Résultat de la stratégie 2 appliquée au scénario 1 avec un $SOC_{min}=14\%$.

1 pour un SOC_{min} de décharge de 14% sont présentés. Tout comme précédemment, on remarque une différence entre la prédiction du flux énergétique et les résultats obtenus le

lendemain. L'énergie du réseau prédite était sensé être faible, à seulement 0,5 kWh, tandis qu'un excédent d'énergie d'environ 27 kWh avait été prévu. Cependant, le site a en réalité consommé 36 kWh d'énergie du réseau, ce qui correspond 60% de la consommation journalière, et aucun excédent d'énergie n'a pu être injecté vers l'Université. Ces observations sont similaires à celles obtenues précédemment avec un SOC_{min} de 14%. La stratégie 2 semble être la plus efficace en termes de consommation d'énergie du réseau, car elle minimise cette consommation. Par rapport à l'objectif initial qui avait été fixé, la stratégie 3 avec un SOC_{min} de 14% appliquée au scénario 1 parvient à atteindre les prévisions souhaitées, cette stratégie aboutit à la plus faible consommation en provenance du réseau.

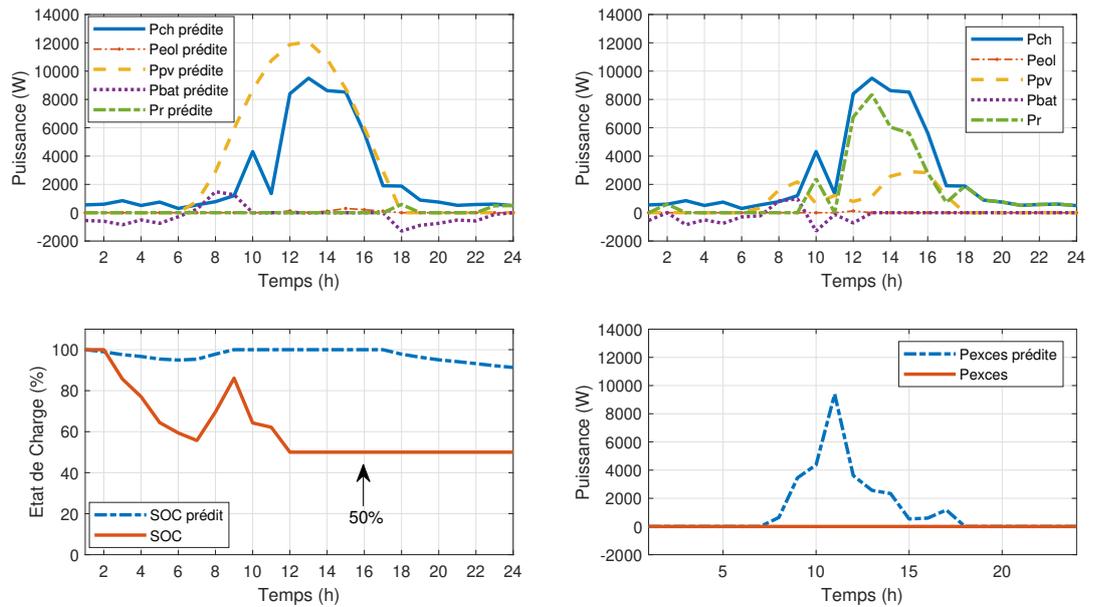


FIGURE 5.19 : Résultat de la stratégie 3 appliquée au scénario 1 avec un $SOC_{min}=50\%$.

La figure 5.19 présente les résultats de la simulation pour la stratégie 3 avec un SOC_{min} de décharge de 50% appliquée au scénario 1. Contrairement aux prédictions de puissance du réseau et d'excédent énergétique, on observe la plus grande puissance soutirée du réseau par rapport aux deux autres stratégies (1 et 2), soit 39 kWh au lieu des 2,7 kWh prévus. De plus, aucun excès d'énergie n'est observé, contrairement à la prédiction de 27 kWh, ce qui rejoint également les constatations faites avec les deux autres stratégies.

5.6.1.2 Simulation du scénario 2 avec les trois stratégies de gestion d'énergie

La figure 5.20 présente les fluctuations de température, de vitesse du vent et de taux d'irradiance pour les journées du 29 et 30 novembre 2021. Les données du 29 novembre sont utilisées comme entrées pour prédire le flux d'énergie, tandis que les données du 30 novembre sont considérées comme les données du lendemain. La figure 5.21 illustre les prédictions des puissances solaires, éoliennes, de charge, du réseau, d'excédent et l'état de charge obtenues à l'aide de l'algorithme de LP pour le scénario 2, et ces prédictions sont ensuite corrigées à l'aide de l'algorithme basé sur les règles logiques dans le cadre de l'application de la stratégie 1. Lorsqu'une charge importante de 204 kWh est appliquée, soit trois fois la charge prévue de 60 kWh, on observe une différence entre la prévision et le résultat obtenu en ce qui concerne la puissance prélevée et l'excédent d'énergie. Concernant la puissance du réseau prévue de 32 kWh, une valeur nettement supérieure de 124 kWh

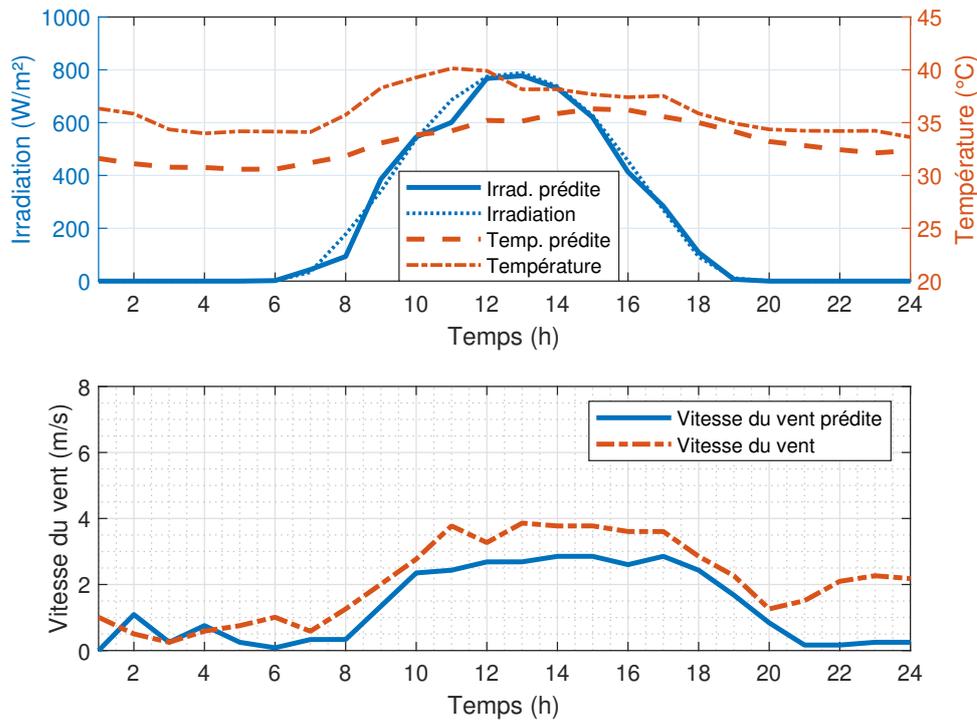


FIGURE 5.20 : Évolution de la température, de l'irradiance solaire et de la vitesse du vent du 29 et 30 novembre 2021 pour le scénario 2.

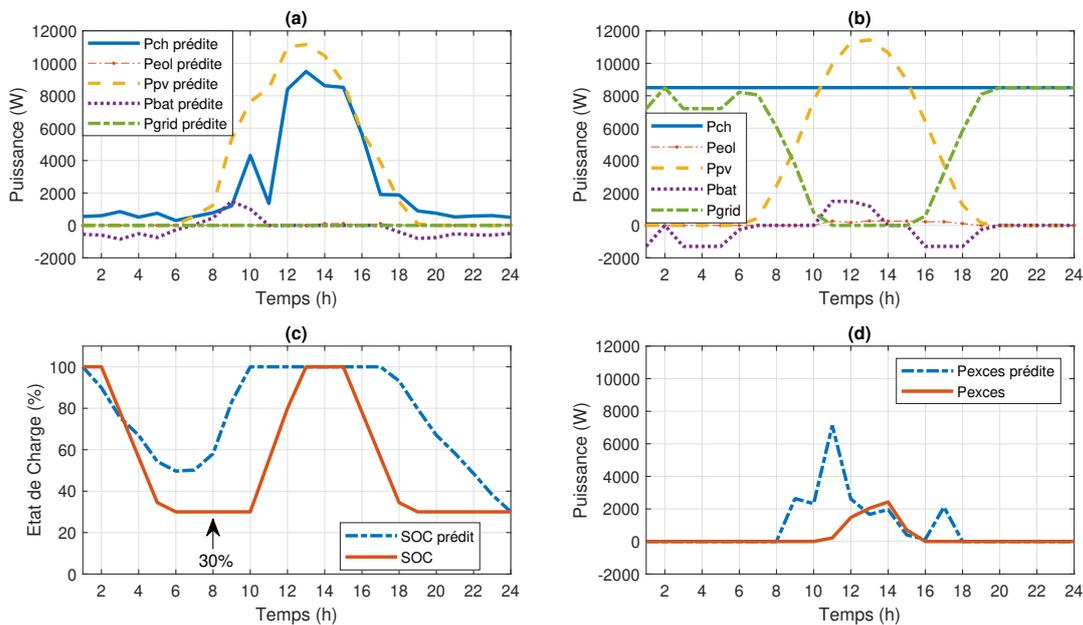


FIGURE 5.21 : (a) et (b) Représente le comportement de la puissance du PV, de la charge, de la batterie et du réseau prédite par LP et corrigée par If-Else pour le scénario 2. La variation de l'état de charge et de l'excès de puissance a été prédite et corrigée par LP et If-Else pour les scénarios 2 (c) et (d).

est en réalité soutirée du réseau, ce qui représente une augmentation de 74% par rapport à la prédiction. Cette consommation équivaut à 61% de la consommation journalière totale

provenant du réseau. En ce qui concerne la puissance excédentaire prévue de 19,8 kWh, on observe en réalité une valeur inférieure, soit 6 kWh injectables vers l'université. Cette disparité est due au fait qu'une grande partie de la production journalière soit 79,7 kWh a été consommée par la charge journalière élevée.

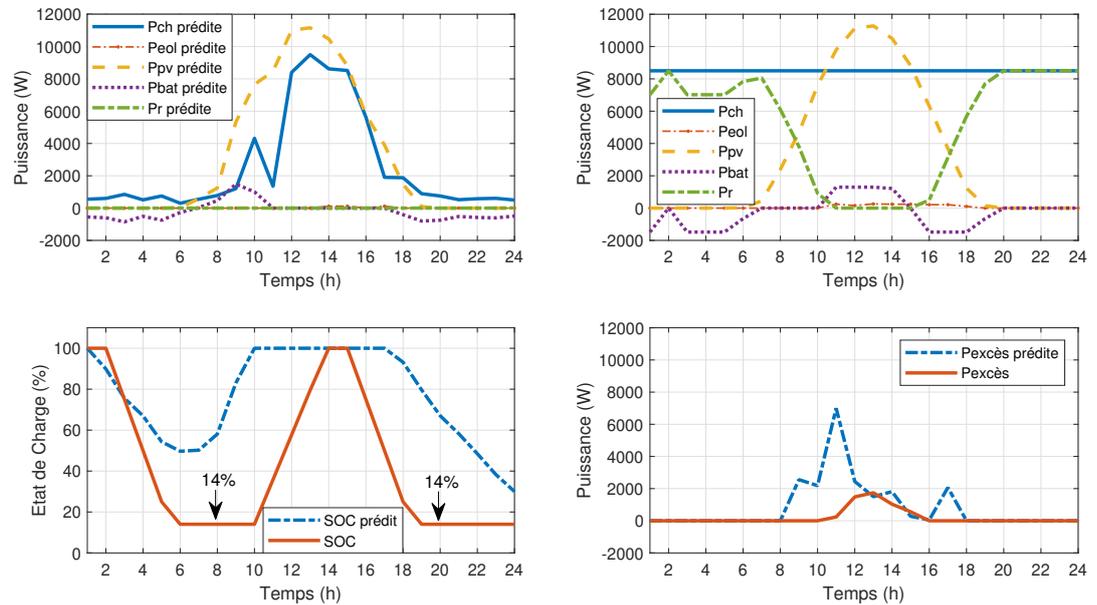


FIGURE 5.22 : Résultat de la stratégie 2 appliquée au scénario 2 avec un $SOC_{min}=14\%$.

Dans la stratégie 2 avec un SOC_{min} de 14% appliquée au scénario 2, on constate la même différence entre les puissances prédites et obtenues, à savoir la puissance consommée du réseau et la puissance excédentaire. Comme le montre la figure 5.22, la prédiction initiale indiquait qu'aucune puissance ne serait prélevée du réseau, mais en réalité, une puissance de 121 kWh a été consommée du réseau. Quant à la puissance excédentaire, l'observation révèle une valeur nettement inférieure, soit 4,2 kWh, contrairement à la prédiction de 19,8 kWh. Ce constat est similaire à celui fait dans la stratégie 1. Enfin, dans la stratégie 3 avec un SOC_{min} de 50% appliquée au scénario 2, une puissance consommée du réseau d'une valeur de 1,2 kWh avait été prédite, mais en réalité, 127 kWh ont été consommés. Cela représente la plus grande valeur de consommation observée par rapport aux stratégies 1 et 2. Quant à la puissance excédentaire, la prédiction initiale était de 19,8 kWh, censée être injectée vers l'université, mais en réalité, seule une valeur nettement inférieure de 7 kWh a été obtenue. Cela représente la plus grande valeur d'énergie injectable obtenue par rapport aux deux autres stratégies. Effectivement, par rapport à l'objectif initial qui avait été fixé, la stratégie 3 avec un SOC_{min} de 50% appliquée au scénario 2 ne parvient pas à atteindre les prévisions souhaitées. Au lieu de réduire la consommation d'énergie du réseau et d'obtenir un excédent d'énergie injectable vers l'université, cette stratégie aboutit à une consommation nette élevée en provenance du réseau.

5.6.1.3 Simulation du scénario 3 avec les trois stratégies de gestion d'énergie

La figure 5.24 illustre les variations de température, de vitesse du vent et de taux d'irradiance pour les journées du 4 et 5 juillet 2022. Les données du 4 juillet sont utilisées comme entrées pour prédire le flux d'énergie, tandis que les données du 5 juillet sont utilisées comme observations obtenues. La figure 5.25 présente les prédictions des puissances solaires,

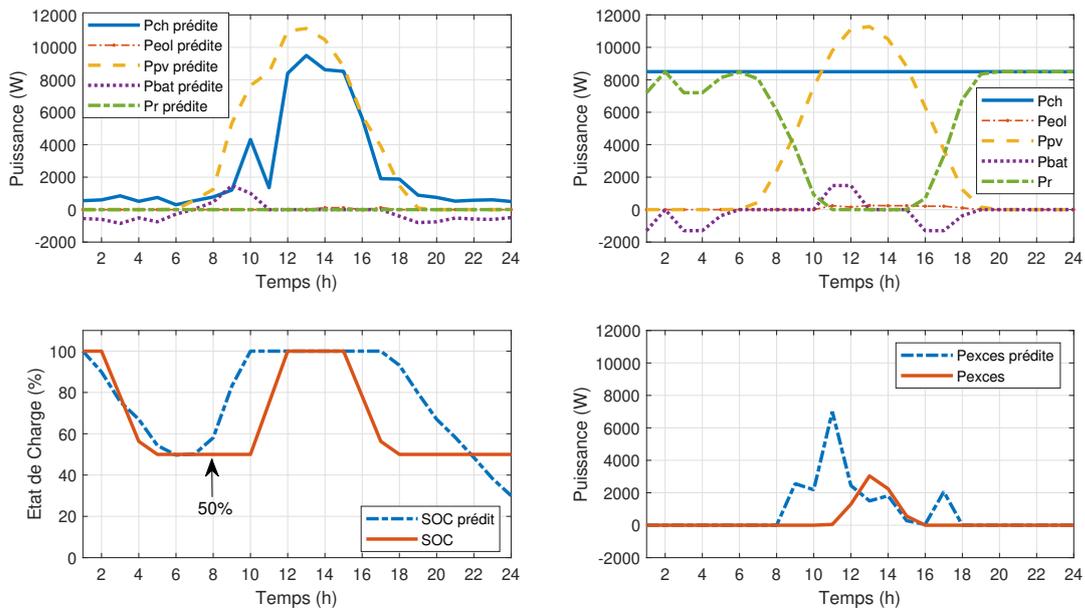


FIGURE 5.23 : Résultat de la stratégie 3 appliquée au scénario 2 avec un $SOC_{min}=50\%$.

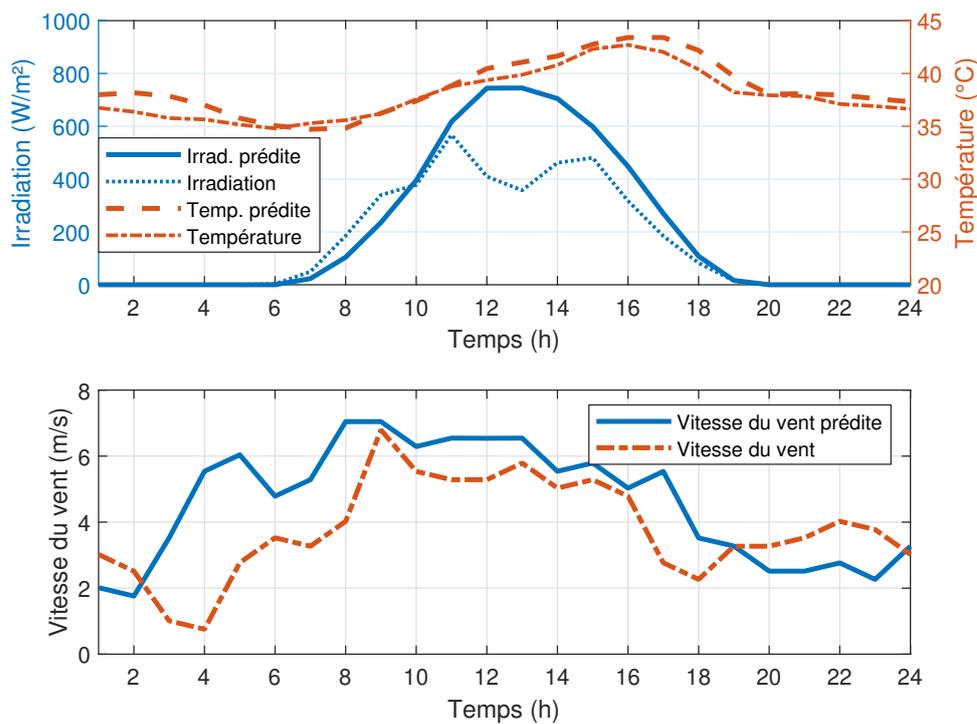


FIGURE 5.24 : Évolution de la température, de l’irradiance solaire et de la vitesse du vent du 4 et 5 juillet 2022 pour le scénario 3.

éoliennes, de charge et du réseau, d’excédent, et d’état de charge obtenues en utilisant l’algorithme de LP pour le scénario 3. Ces prédictions sont ensuite corrigées à l’aide de l’algorithme basé sur les règles logiques lors de l’application de la stratégie 1. Lorsque la charge et les conditions météorologiques fluctuent, on observe une énorme différence entre les prédictions et les résultats obtenus en réalité. Par exemple, la puissance soutirée du

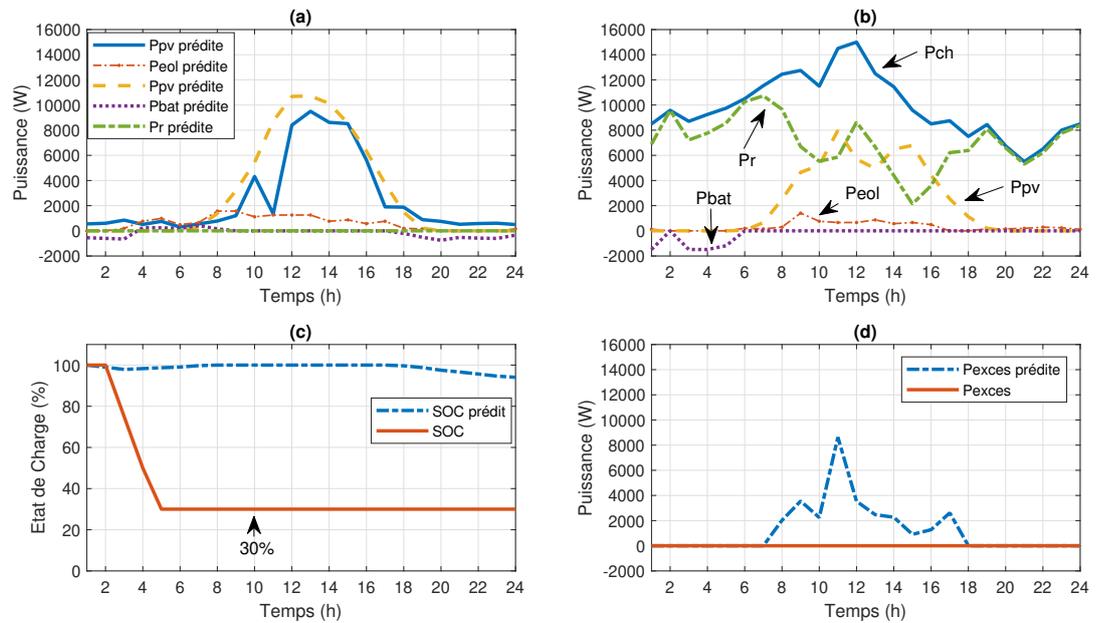


FIGURE 5.25 : (a) Représente la puissance du PV, de la charge, de la batterie et du réseau prédite par LP pour le scénario 3, (b) Représente la puissance du PV, de la charge, de la batterie et du réseau corrigée par If-Else pour le scénario 3. La variation de l'état de charge et de l'excès de puissance a été prédite et corrigée par LP et If-Else pour les scénarios 3 (c) et (d).

réseau a été initialement prédite comme étant nulle, mais en réalité, une valeur de puissance consommée du réseau quasiment supérieure à 100% a été observée, atteignant 169 kWh, ce qui dépasse largement la prédiction. En ce qui concerne la puissance excédentaire, une prédiction de 29 kWh avait été faite pour l'injection d'énergie vers l'université. Cependant, en raison des variations de charge et des conditions météorologiques estivales, aucune puissance excédentaire n'a été obtenue en réalité. Une différence de 100% est à déplorer entre la prédiction et la réalité, soulignant ainsi les limites et les défis liés à la prédiction précise du flux d'énergie dans des environnements variables et changeants. Dans les stratégies 2 et 3, avec un SOC_{min} de 50% et 14% appliqué au scénario 3, les résultats obtenus sont similaires à ceux du scénario 1, montrant une différence entre les prédictions et la réalité. La stratégie 2 enregistre la plus grande puissance soutirée du réseau, atteignant une valeur de 170 kWh, tandis que la stratégie 3 réalise la plus faible consommation du réseau, soit 167 kWh, comparées aux deux autres stratégies (1 et 2). En ce qui concerne la puissance excédentaire, aucune des stratégies 2 et 3 n'observe de surplus d'énergie, malgré les prédictions de puissance excédentaire, comme illustré dans les figures 5.26 et 5.27.

Le tableau 5.2 présente un résumé des résultats obtenus pour les trois stratégies de gestion d'énergie appliquées aux deux algorithmes LP et If-Else, dans le contexte des trois scénarios extrêmes. Ce résumé offre une vue d'ensemble des performances des différentes combinaisons de stratégies et d'algorithmes dans des situations variées et contrastées. Il permet de comparer les résultats obtenus dans ces conditions extrêmes et d'analyser l'efficacité des stratégies de gestion d'énergie en fonction des contraintes spécifiques imposées par chaque scénario. Ces données donnent une vue d'ensemble sur nos résultats et les défis liés à la gestion optimale du flux d'énergie dans des situations complexes et changeantes.

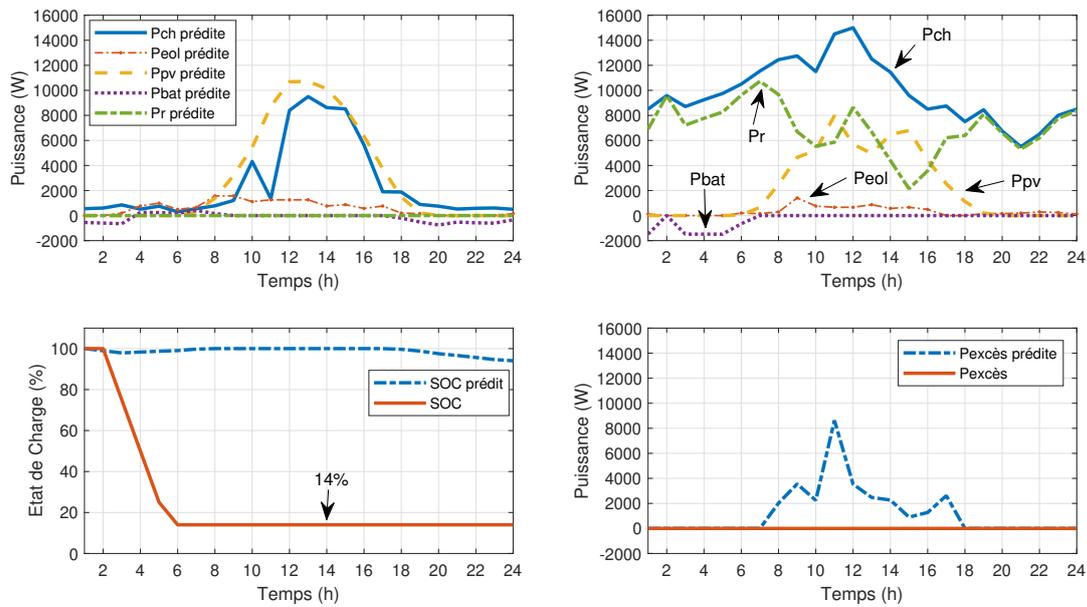


FIGURE 5.26 : Résultat de la stratégie 2 appliquée au scénario 3 avec un $SOC_{min}=14\%$.

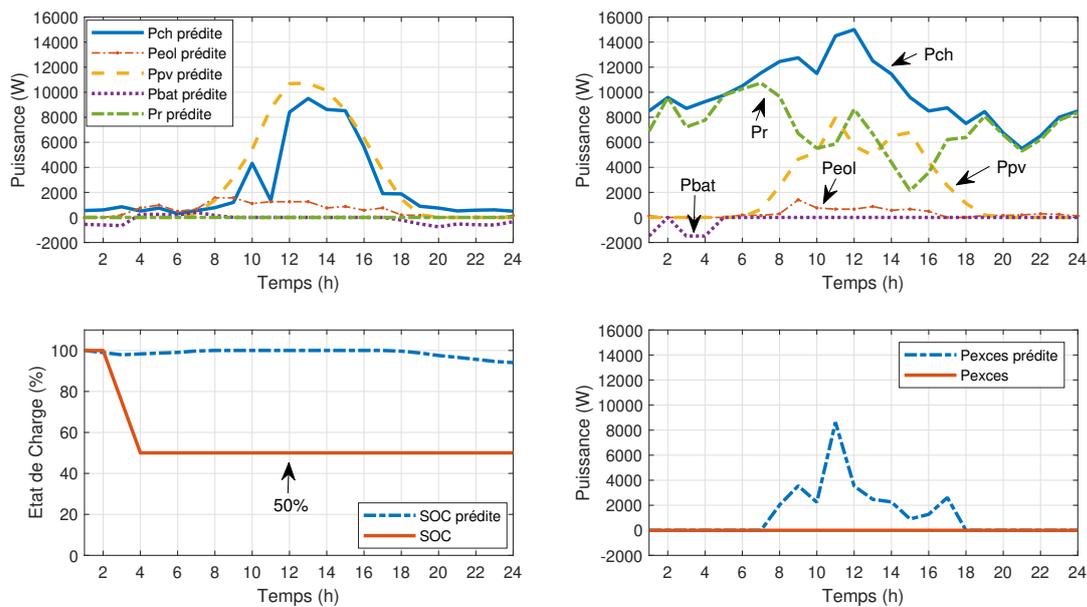


FIGURE 5.27 : Résultat de la stratégie 3 appliquée au scénario 3 avec un $SOC_{min}=50\%$.

5.6.2 Comparaison des algorithmes de gestion d'énergie

Dans le scénario 1, on observe une différence de 100% entre les résultats de l'algorithme de LP et de l'algorithme basé sur les règles logiques pour la puissance excédentaire. De plus, la différence entre la puissance du réseau réelle et la prédiction de puissance du réseau est également marquée, avec un écart maximal d'environ 90%. Ces divergences soulignent les difficultés de prédiction précise du flux d'énergie dans des conditions réelles et variables, et mettent en évidence la nécessité d'améliorer les modèles de prédiction pour tenir compte de la complexité du système et des variations environnementales. Pour le

TABLE 5.2 : Tableau récapitulatif des résultats comparative des performances des trois stratégies de gestion d'énergie pour les algorithmes LP et If-Else : résultats des trois scénarios.

Scénario	Stratégie 1 $SOC_{min} = 30\%$				Stratégie 2 $SOC_{min} = 50\%$				Stratégie 3 $SOC_{min} = 14\%$			
	LP		If-Else		LP		If-Else		LP		If-Else	
	P_r	P_{exces}	P_r	P_{exces}	P_r	P_{exces}	P_r	P_{exces}	P_r	P_{exces}	P_r	P_{exces}
1	1,6	27,4	37,8	0	2,8	27,4	39	0	0,6	27,4	36	0
2	32	19,8	124,9	6	1,2	19,8	127	7	0	19,8	121,3	4,2
3	0	29,5	169,3	0	0	29,5	170	0	0	29,5	167,5	0

scénario 2, on constate également une divergence entre les prédictions et les résultats obtenus. Les valeurs prédites pour la puissance du réseau et la puissance excédentaire diffèrent considérablement de celles réellement obtenues. Ces écarts importants démontrent les défis liés à la gestion efficace de l'énergie. En ce qui concerne le scénario 3, une différence significative de 100% est également observée entre les deux algorithmes pour la puissance excédentaire et la puissance soutirée du réseau. Ces divergences soulignent la complexité de la prédiction précise du flux d'énergie dans ce contexte, avec divers facteurs qui influencent le comportement du système. Dans les trois cas, on remarque une disparité notable entre les prévisions de flux d'énergie et les observations réelles, ce qui indique que l'utilisation d'un seul algorithme n'est pas suffisant pour prédire avec précision le comportement du flux d'énergie de l'installation. Des approches complémentaires ou combinées sont nécessaires pour améliorer la précision des prédictions.

5.7 Conclusion

En conclusion de ce chapitre consacré à l'optimisation et à la gestion des flux énergétiques du site, nous avons examiné en détail l'architecture du MR étudié. Nous avons également formulé le problème de gestion d'énergie du site et identifié les contraintes et les limites liées au système installé sur place. Nous avons réalisé une évaluation approfondie des flux énergétiques du site, tant qu'avec le système de gestion d'énergie en place, en mettant l'accent sur les anciennes et les nouvelles batteries. Bien que les nouvelles batteries aient permis de stocker davantage d'énergie, le site continue de produire un excédent d'énergie. Cette constatation souligne l'importance de développer des stratégies de gestion d'énergie spécifiques au site pour optimiser son fonctionnement. Dans cette optique, nous avons élaboré trois stratégies de gestion d'énergie prenant en considération les sources renouvelables, la consommation, le système de stockage et le réseau principal. Ces stratégies ont été conçues en tenant compte des données météorologiques spécifiques au site, de la fonction de coût choisie ainsi que des contraintes et des limites particulières au site. La meilleure stratégie de gestion d'énergie s'est avérée être celle fixant la valeur minimale de l'état de charge (SOC_{min}) à 30%. Cette stratégie a répondu de manière optimale aux objectifs établis dans cette étude, en minimisant la fonction coût et en maximisant l'excès d'énergie injectée vers l'université. Elle a ainsi mis en évidence la valorisation de l'apport énergétique de la centrale, tout en respectant les contraintes et les limites imposées par le système installé sur place. Enfin, nous avons effectué une comparaison entre les deux algorithmes de gestion d'énergie, mettant en évidence une divergence entre les prédictions et les résultats obtenus. Cette observation souligne la complexité de la prédiction précise du flux d'énergie dans des conditions réelles, où des fluctuations et des variations imprévues peuvent entraîner des résultats divergents.

Ce rapport de thèse a abordé l'analyse du potentiel énergétique et de la gestion du flux énergétique d'une centrale hybride à énergie renouvelable installée au sein de l'Université de Djibouti. Cette installation comprend un champ photovoltaïque de 19 kW, une éolienne de 7,5 kW et un parc des batteries de 52 kWh, le tout connecté au réseau électrique.

Cette thèse débute en évaluant le potentiel énergétique du site ainsi que sa consommation énergétique. Pour analyser le potentiel énergétique, nous avons mis en place une station météorologique afin de collecter des données sur l'irradiation solaire, la température, la vitesse et la direction du vent, le taux d'humidité relative. Ces données ont ensuite été utilisées pour estimer le potentiel énergétique du site. En ce qui concerne l'année 2022, les données ont montré que le champ photovoltaïque de 125 m² a généré une production annuelle de 333 MWh, ce qui représente une nette supériorité par rapport à la production annuelle de l'éolienne de 7,5 kW, qui couvre une superficie de 22 m² et n'a produit que 2,771 MWh.

Ensuite, dans un premier temps une modélisation des flux énergétiques du site, validée au moyen de simulations adaptées à chaque composant, a été réalisée. Pour modéliser les flux énergétiques du site, nous avons employé le logiciel Matlab. Pour nous rapprocher au maximum de la réalité, des modèles appropriés ont été sélectionnés pour chaque composant. En ce qui concerne le système éolien, nous avons adopté un modèle basé sur les courbes de puissance réelles fournies par le fabricant. Pour le système solaire, nous avons opté pour un modèle basé sur des équations mathématiques. Quant au système de stockage, nous avons utilisé un modèle centré sur l'état de charge de la batterie. Tous les modèles adoptés ont été validés par simulation, mais certains ont nécessité un affinement pour mieux correspondre aux flux réels du site. Dans le cas du modèle éolien, les simulations ont révélé des écarts minimaux entre la courbe de puissance fournie par le constructeur et celle obtenue par simulation. En ce qui concerne le modèle solaire, des écarts de puissance avec l'onduleur SB.3, atteignant un maximum de 183W et un écart quadratique moyen de 11 W entre la puissance obtenue par simulation et la réalité, ont été observés, permettant toutefois l'utilisation du modèle basé sur les équations mathématiques. Enfin le comportement de l'état de charge, les résultats de simulation ont présenté des différences, que ce soit dans la durée de charge ou de décharge, bien que des similitudes aient été obtenues au niveau de la charge maximale. Dans un deuxième temps, nous nous sommes intéressés au comportement du flux énergétique en amont de la thèse, en utilisant les modèles préalablement validés ainsi que les données météorologiques collectées sur place. Deux scénarios ont été élaborés : l'un sans système de gestion d'énergie et l'autre avec un système gestion d'énergie appliqué aux deux parcs de batteries existant avant et pendant la thèse. Les résultats des simulations ont révélé qu'une augmentation des capacités des stockages étaient nécessaire, ce qui a été mis en œuvre pendant la thèse. Cependant, malgré cette augmentation, les résultats de la simulation ont montré que le site produisait un excédent d'énergie tout en continuant à puiser autant d'énergie du réseau. C'est à ce stade que l'importance d'élaborer des stratégies de gestion d'énergie s'est manifestée, visant à optimiser la gestion du flux énergétique du site afin de rentabiliser l'excédent d'énergie tout en minimisant les prélèvements énergétiques du réseau. Initialement, l'algorithme de LP est employé pour anticiper le comportement global du système. Cet algorithme prend en compte la fonction coût définie, les contraintes

et les limites du système, ainsi que les données de consommation et météorologiques. Ensuite, les résultats des prédictions de puissance obtenus par le LP sont réintégrés dans un algorithme de gestion d'énergie basé sur des règles logiques, partageant les mêmes variables que le LP. Lorsque les données d'entrée diffèrent de celles fournies par l'algorithme basé sur des règles logiques, elles sont corrigées pour assurer la cohérence des prédictions énergétiques. Cette approche hybride, basée sur deux algorithmes de gestion, a permis une meilleure anticipation et optimisation du flux énergétique du site. Pour évaluer les performances des deux algorithmes, trois scénarios extrêmes basés sur la réalité du site ont été définis. Les résultats des simulations ont démontré que, quelle que soit la variabilité des scénarios, la stratégie optimale fixant l'état de charge SOC_{min} à 30% s'est révélée la plus performante, en minimisant les coûts et en maximisant l'excès d'énergie injectée dans le réseau universitaire. Pour conclure, nous avons procédé à une comparaison entre deux algorithmes de gestion d'énergie, mettant en lumière des divergences entre les prédictions et les résultats obtenus. Cela met en évidence le fait qu'un seul algorithme ne suffit pas à prédire avec précision le comportement du flux énergétique de l'installation. Des approches complémentaires ou combinées sont nécessaires pour améliorer la précision des prédictions. Cette constatation souligne la complexité de la prédiction précise du flux d'énergie dans des conditions réelles, où des fluctuations et des variations imprévues peuvent entraîner des résultats divergents.

En vue des perspectives futures, il serait judicieux de renforcer cette étude en explorant les voies que les résultats de ce travail ont ouvertes, afin d'approfondir davantage cette étude.

- Des algorithmes de prédiction additionnels, tels que les algorithmes génétiques et l'algorithme de logique floue, et de les confronter à la programmation linéaire.
- Pour améliorer encore davantage la précision, la mise en place d'une prédiction en temps réel du flux énergétique pourrait être envisagée, en combinant plusieurs algorithmes de prédiction, notamment la programmation linéaire et les algorithmes génétiques ou autre.
- Toutes ces prédictions pourraient être comparées aux données en temps réel à travers un Système de Contrôle et d'Acquisition de Données (SCADA).
- Supervision en temps réel de la gestion énergétique du système étudié.
- Affiner davantage les modèles de simulation pour améliorer encore plus la précision des résultats et se rapprocher de la réalité en prenant en compte tous les paramètres internes et externes au système.

Bibliographie

- [Abb12] Dhaker ABBES. **Contribution au dimensionnement et à l'optimisation des systèmes hybrides éoliens-photovoltaïques avec batteries pour l'habitat résidentiel autonome**. Ecole Nationale Supérieure d'Ingénieurs-Poitiers (2012) (cf. p. 50, 55, 56, 60, 61).
- [AG18] SMA Solar Technology AG. **Dimensionnement de réseaux en site isolé avec Sunny Island 4.4M / 6.0H / 8.0H**. SMA Solar Technology AG, 2018 (cf. p. 82, 83).
- [AG23a] SMA Solar Technology AG. *Dimensionnement de réseaux en site isolé avec Sunny Island 4.4M / 6.0H / 8.0H*. <https://files.sma.de/downloads/OffGrid-System-PL-fr-27.pdf>. 2023 (cf. p. 104).
- [AG23b] SMA Solar Technology AG. *Multicluster Boxes*. <https://www.sma.de/en/products/battery-inverters/multicluster-boxes-for-sunny-island>. 2023 (cf. p. 48, 50).
- [AG23c] SMA Solar Technology AG. *Solar Inverters*. <https://files.sma.de/downloads/MC-Boxen-DS-fr-20.pdf>. 2023 (cf. p. 43, 44, 49).
- [AG23d] SMA Solar Technology AG. *Solar Island*. <https://files.sma.de/downloads/SI44M-80H-13-DS-fr-31.pdf>. 2023 (cf. p. 47, 48).
- [AG23e] SMA Solar Technology AG. *Sunny Portal*. <https://www.sunnyportal.com>. 2023 (cf. p. 48, 51).
- [Age22] International Energy AGENCY. *Renewable Energy Market Update Outlook for 2022 and 2023*. <https://www.iea.org/reports/renewable-energy-market-update-may-2022/>. 2022 (cf. p. 14, 15).
- [Al 16] Mohamed Mladjao Mouhammad AL ANFAF. **Contribution à la modélisation et à l'optimisation de systèmes énergétiques multi-sources et multi-charges**. Thèse de doct. Université de Lorraine, 2016 (cf. p. 75).
- [Alm+16] JB ALMADA, RPS LEÃO, RF SAMPAIO et GC BARROSO. **A centralized and heuristic approach for energy management of an AC microgrid**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 60 (2016), 1396-1404 (cf. p. 32).
- [Amm+22] Chouaib AMMARI, Djamel BELATRACHE, Batoul TOUHAMI et Salim MAKHLOUFI. **Sizing, optimization, control and energy management of hybrid renewable energy system—A review**. *Energy and Built Environment* 3 :4 (2022), 399-411 (cf. p. 30).
- [AOC17] Norma ANGLANI, Giovanna ORITI et Michele COLOMBINI. **Optimized energy management system to reduce fuel consumption in remote military microgrids**. *IEEE Transactions on Industry Applications* 53 :6 (2017), 5777-5785 (cf. p. 31).
- [AQ15] Luu Ngoc AN et Tran QUOC-TUAN. **Optimal energy management for grid connected microgrid by using dynamic programming method**. In : *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*. IEEE. 2015, 1-5 (cf. p. 32).
- [AT17] Razman AYOP et Chee Wei TAN. **A comprehensive review on photovoltaic emulator**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 80 (2017), 430-452 (cf. p. 76).
- [Aye09] Fouad AYE. **Integration des énergies renouvelable pour une politique énergétique durable a djibouti**. Thèse de doct. Université Pascal Paoli, 2009 (cf. p. 4, 6, 7).

- [Bag+17] Hamid Reza BAGHAEI, Mojtaba MIRSALEM, Gevork B GHAREHPETIAN et Heidar Ali TALEBI. **Decentralized sliding mode control of WG/PV/FC microgrids under unbalanced and nonlinear load conditions for on-and off-grid modes**. *IEEE Systems Journal* 12 :4 (2017), 3108-3119 (cf. p. 33).
- [Ber04] J BERNARD. **Solar energy. Calculations and optimization; Energie solaire. Calculs et optimisation** (2004) (cf. p. 55).
- [Blo22] Jules BLOM ©. *WindRose.xyz - Create wind rose diagrams online*. <https://windrose.xyz/>. 2022 (cf. p. 53, 54).
- [BO00] Pierre BESSEMOULIN et Jean OLIVIÉRI. **Le rayonnement solaire et sa composante ultraviolette**. *La météorologie* (2000) (cf. p. 53).
- [Bor+14] Hanieh BORHANAZAD, Saad MEKHILEF, Velappa Gounder GANAPATHY, Mostafa MODIRI-DELSHAD et Ali MIRTAHERI. **Optimization of micro-grid system using MOPSO**. *Renewable energy* 71 (2014), 295-306 (cf. p. 76).
- [Bru+15] Giacomo BRUNI, Stefano CORDINER, Vincenzo MULONE, Vittorio ROCCO et Francesco SPAGNOLO. **A study on the energy management in domestic micro-grids based on model predictive control strategies**. *Energy Conversion and Management* 102 (2015), 50-58 (cf. p. 33).
- [Com+15] Gabriele COMODI, Massimiliano RENZI, Luca CIOCCOLANTI, Flavio CARESANA et Leonardo PELAGALLI. **Hybrid system with micro gas turbine and PV (photovoltaic) plant : Guidelines for sizing and management strategies**. *Energy* 89 (2015), 226-235 (cf. p. 31).
- [Cor95a] Onset Computer CORPORATION. *Description de l'anémomètre à 3 coupelles*. <https://www.onsetcomp.com/products/sensors/s-wda-m003/>. 1995 (cf. p. 52).
- [Cor95b] Onset Computer CORPORATION. *Description du capteur intelligent de température/humidité relative*. <https://www.onsetcomp.com/products/sensors/s-thc-m008/>. 1995 (cf. p. 52).
- [Cor95c] Onset Computer CORPORATION. *Description du girouette*. <https://www.onsetcomp.com/products/sensors/s-wsb-m003/>. 1995 (cf. p. 52).
- [Cor95d] Onset Computer CORPORATION. *Hobo USB Micro Station Data Logger*. <https://www.onsetcomp.com/products/data-loggers/h21-usb/>. 1995 (cf. p. 52).
- [Cor95e] Onset Computer CORPORATION. *Rain Gauge (2m cable) Smart Sensor S-RGA-M002 | Onset Data Loggers*. <https://www.onsetcomp.com/products/sensors/s-rga-m002/>. 1995 (cf. p. 52).
- [Cor95f] Onset Computer CORPORATION. *Solar Radiation Shield RS3-B | Onset Data Loggers*. <https://www.onsetcomp.com/products/mounting/rs3-b/>. 1995 (cf. p. 52).
- [CR18] Priyanka CHAUDHARY et M RIZWAN. **Energy management supporting high penetration of solar photovoltaic generation for smart grid using solar forecasts and pumped hydro storage system**. *Renewable Energy* 118 (2018), 928-946 (cf. p. 33).
- [CS14] Anurag CHAUHAN et RP SAINI. **A review on Integrated Renewable Energy System based power generation for stand-alone applications : Configurations, storage options, sizing methodologies and control**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 38 (2014), 99-120 (cf. p. 25-27, 29, 30).
- [Dab+19] Omar Assowe DABAR, Mohamed Osman AWALEH, Daniel KIRK-DAVIDOFF, Jon OLAUSON, Lennart SÖDER et Said Ismael AWALEH. **Wind resource assessment and economic analysis for electricity generation in three locations of the Republic of Djibouti**. *Energy* 185 (2019), 884-894 (cf. p. 6).

- [Dah+13] Menad DAHMANE, Jérôme BOSCHE, Ahmed EL-HAJJAJI et M DAFARIVAR. **Renewable energy management algorithm for stand-alone system**. In : *2013 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*. IEEE. 2013, 621-626 (cf. p. 31).
- [Dah15] Menad DAHMANE. **Gestion, optimisation et conversion des énergies pour habitat autonome**. Thèse de doct. Université de Picardie Jules Verne, 2015 (cf. p. 11, 16).
- [Dar+10] C DARRAS, Sébastien SAILLER, C THIBAUT, Marc MUSELLI, P POGGI, JC HOGUET, S MELSÇOET, E PINTON, S GREHANT, Frédéric GAILLY et al. **Sizing of photovoltaic system coupled with hydrogen/oxygen storage based on the ORIENTE model**. *International journal of hydrogen energy* 35 :8 (2010), 3322-3332 (cf. p. 84).
- [DB15] Vaishalee DASH et Prabodh BAJPAI. **Power management control strategy for a stand-alone solar photovoltaic-fuel cell–battery hybrid system**. *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 9 (2015), 68-80 (cf. p. 31).
- [DBB21] Bishwajit DEY, Sourav BASAK et Biplab BHATTACHARYYA. **MGWOSCACSA : a novel hybrid algorithm for energy management of microgrid systems**. In : *Advances in smart grid automation and industry 4.0 : select proceedings of ICETSGAI4*. 0. Springer. 2021, 669-678 (cf. p. 34).
- [DBD21] Bishwajit DEY, Biplab BHATTACHARYYA et Ramesh DEVARAPALLI. **A novel hybrid algorithm for solving emerging electricity market pricing problem of micro-grid**. *International Journal of Intelligent Systems* 36 :2 (2021), 919-961 (cf. p. 34).
- [DI12] Abdel-Karim DAUD et Mahmoud S ISMAIL. **Design of isolated hybrid systems minimizing costs and pollutant emissions**. *Renewable energy* 44 (2012), 215-224 (cf. p. 76).
- [Din00] Ibrahim DINCER. **Renewable energy and sustainable development : a crucial review**. *Renewable and sustainable energy reviews* 4 :2 (2000), 157-175 (cf. p. 14).
- [Dji23] Electricité de DJIBOUTI. *Actualité EdD*. <https://www.edd.dj/>. 2023 (cf. p. 2, 3).
- [eA05] Abd EL-AAL et Abou El-Maaty Metwally Metwally ALY. **Modelling and simulation of a photovoltaic fuel cell hybrid system**. Thèse de doct. 2005 (cf. p. 76).
- [EG17] ELV ERIKSSON et E MacA GRAY. **Optimization and integration of hybrid renewable energy hydrogen fuel cell energy systems–A critical review**. *Applied energy* 202 (2017), 348-364 (cf. p. 34).
- [Ela+] Hoda ELAOUNI, Hussein OBEID, Stéphane LE MASSON, Hamid GUALOUS et Olivier FOUCAULT. **Performance of Linear Programming in Optimizing the Energy Schedule of a Grid-connected Hybrid System Compared to Particle Swarm Optimization** () (cf. p. 33, 75, 113-115).
- [Ele22] Schneider ELECTRIC. *Microgrids EcoStruxure*. <https://www.se.com/fr/fr/work/solutions/microgrids/>. 2022 (cf. p. 73).
- [Els+15] Moataz ELSIED, Amrane OUKAOUR, Hamid GUALOUS et Radwan HASSAN. **Energy management and optimization in microgrid system based on green energy**. *Energy* 84 (2015), 139-151 (cf. p. 33).
- [Ene22a] International Renewable ENERGY AGENCY. *Tendances en matière d'énergies renouvelables par région*. <https://www.irena.org/How-we-work/Africa>. 2022 (cf. p. 16, 21).
- [Ene22b] International Renewable ENERGY AGENCY. *The Global Installed Capacity Trends*. <https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Solar-energy/>. 2022 (cf. p. 14, 15).

- [Ene22c] International Renewable ENERGY AGENCY. *The Global Installed Capacity Trends*. <https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Wind-energy>. 2022 (cf. p. 20, 21).
- [Erd+12] Ozan ERDİNÇ, Onur ELMA, Mehmet UZUNOĞLU, US SELAMOĞULLARI, Bülent VURAL, Enes UĞUR, AR BOYNUEĞRI et S DUSMEZ. **Experimental performance assessment of an online energy management strategy for varying renewable power production suppression**. *international journal of hydrogen energy* 37 :6 (2012), 4737-4748 (cf. p. 32).
- [eur23] Commission EUROPÉENNE. *Pôle scientifique de l'UE*. https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-online-tool/pvgis-releases/pvgis-52_en. 2023 (cf. p. 65).
- [FS06] Felix A FARRET et Marcelo Godoy SIMÕES. **Integration of alternative sources of energy**. T. 504. Wiley Online Library, 2006 (cf. p. 25).
- [G94] Solari G. **Wind Speeds Statistics**. T. ICTP. Collège on atmospheric Boundary Layer et Air Pollution, Trieste, Italie 1994 (cf. p. 60).
- [Gar+13] Pablo GARCIA, Juan P TORREGLOSA, Luis M FERNANDEZ et Francisco JURADO. **Optimal energy management system for stand-alone wind turbine/photovoltaic/hydrogen/battery hybrid system with supervisory control based on fuzzy logic**. *International journal of hydrogen energy* 38 :33 (2013), 14146-14158 (cf. p. 32).
- [Gip04] Paul GIPE. **Le Grand livre de l'éolien** : p.23 (2004), 508 (cf. p. 50).
- [Gmb23] BRAUN Windturbinen GMBH. *ANTARIS small wind turbines*. <https://enerlice.fr/wp-content/uploads/2020/04/braun.pdf>. 2023 (cf. p. 45, 75, 86).
- [Gue+23] Houssein O GUELLEH, R PATEL, Chakib KARA-ZAITRI et Iqbal M MUJTABA. **Grid connected hybrid renewable energy systems for urban households in Djibouti : An economic evaluation**. *South African Journal of Chemical Engineering* 43 (2023), 215-231 (cf. p. 4, 6).
- [Guo+20] Yingying GUO, Xiangdong DAI, Kittisak JERMSITTIPARSERT et Navid RAZMJOOY. **An optimal configuration for a battery and PEM fuel cell-based hybrid energy system using developed Krill herd optimization algorithm for locomotive application**. *Energy Reports* 6 (2020), 885-894 (cf. p. 83).
- [Han+15] Xuebing HAN, Minggao OUYANG, Languang LU et Jianqiu LI. **Simplification of physics-based electrochemical model for lithium ion battery on electric vehicle. Part I : Diffusion simplification and single particle model**. *Journal of Power Sources* 278 (2015), 802-813 (cf. p. 77, 78).
- [Han+20] MA HANNAN, Shun Y TAN, Ali Q AL-SHETWI, Ker Pin JERN et RA BEGUM. **Optimized controller for renewable energy sources integration into microgrid : Functions, constraints and suggestions**. *Journal of Cleaner Production* 256 (2020), 120419 (cf. p. 102, 114, 116).
- [Hau13] Erich HAU. **Wind turbines : fundamentals, technologies, application, economics**. Springer Science & Business Media, 2013 (cf. p. 74).
- [HB11] Ala Al-Haj HUSSEIN et Issa BATARSEH. **A review of charging algorithms for nickel and lithium battery chargers**. *IEEE Transactions on Vehicular Technology* 60 :3 (2011), 830-838 (cf. p. 81).
- [Hei14] Siegfried HEIER. **Grid integration of wind energy : onshore and offshore conversion systems**. John Wiley & Sons, 2014 (cf. p. 74).
- [Hel+17] SA HELAL, RJ NAJEE, Maria O HANNA, Mostafa F SHAABAN, AH OSMAN et Mohamed S HASSAN. **An energy management system for hybrid microgrids in remote communities**. In : *2017 IEEE 30th Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE)*. IEEE. 2017, 1-4 (cf. p. 32).

- [HR11] Christina E HOICKA et Ian H ROWLANDS. **Solar and wind resource complementarity : Advancing options for renewable electricity integration in Ontario, Canada.** *Renewable Energy* 36 :1 (2011), 97-107 (cf. p. 11).
- [HS+02] Jaroslav HOFIERKA, Marcel SURI et al. **The solar radiation model for Open source GIS : implementation and applications.** In : *Proceedings of the Open source GIS-GRASS users conference*. T. 2002. 2002, 51-70 (cf. p. 53).
- [HS10] A Chih-Chiang HUA et B Zong-Wei SYUE. **Charge and discharge characteristics of lead-acid battery and LiFePO4 battery.** In : *The 2010 International Power Electronics Conference-ECCE ASIA-*. IEEE. 2010, 1478-1483 (cf. p. 81).
- [HSZ10] Xiaosong HU, Fengchun SUN et Yuan ZOU. **Estimation of state of charge of a lithium-ion battery pack for electric vehicles using an adaptive Luenberger observer.** *Energies* 3 :9 (2010), 1586-1603 (cf. p. 79).
- [HSZ13] Xiaosong HU, Fengchun SUN et Yuan ZOU. **Comparison between two model-based algorithms for Li-ion battery SOC estimation in electric vehicles.** *Simulation Modelling Practice and Theory* 34 (2013), 1-11 (cf. p. 79).
- [Hu+17] Xiaosong HU, Changfu ZOU, Caiping ZHANG et Yang LI. **Technological developments in batteries : a survey of principal roles, types, and management needs.** *IEEE Power and Energy Magazine* 15 :5 (2017), 20-31 (cf. p. 79).
- [Hul+10] Thomas HULD, Ralph GOTTSCHALG, Hans Georg BEYER et Marko TOPIČ. **Mapping the performance of PV modules, effects of module type and data averaging.** *Solar Energy* 84 :2 (2010), 324-338 (cf. p. 76).
- [HX09] Z-S HOU et J-X XU. **On data-driven control theory : the state of the art and perspective** (2009) (cf. p. 80).
- [Ibr+23] Chaker IBRAHIM, Jean-Michel REBOUL, David HOUIVET, Hamid GUALOUS et Hassan Ali BARKAD. **A comparison of power plant energy flow prediction using real data applied to linear programming and if-else algorithms.** *Energy Reports* 9 (2023), 294-300 (cf. p. 101).
- [Idr+20] Abdoukader Ibrahim IDRIS, Ramadan Ali AHMED, Abdou Idris OMAR, Rima Kassim SAID et Tahir Cetin AKINCI. **Wind energy potential and micro-turbine performance analysis in Djibouti-city, Djibouti.** *Engineering Science and Technology, an International Journal* 23 :1 (2020), 65-70 (cf. p. 6).
- [Ike+02] Tomohiko IKEYA, Nobuyuki SAWADA, Jun-ich MURAKAMI, Kazsuyuki KOBAYASHI, Masanori HATTORI, Nobuo MUROTANI, Satoru UJIIE, Katuya KAJIYAMA, Hideki NASU, Hayato NARISOKO et al. **Multi-step constant-current charging method for an electric vehicle nickel/metal hydride battery with high-energy efficiency and long cycle life.** *Journal of power sources* 105 :1 (2002), 6-12 (cf. p. 81).
- [Ike+98] Tomohiko IKEYA, Nobuyuki SAWADA, Sakae TAKAGI, Jun-ichi MURAKAMI, Kazuyuki KOBAYASHI, Tetsuya SAKABE, Eiichi KOUSAKA, Haruki YOSHIOKA, Satoru KATO, Masanori YAMASHITA et al. **Multi-step constant-current charging method for electric vehicle, valve-regulated, lead/acid batteries during night time for load-levelling.** *Journal of power sources* 75 :1 (1998), 101-107 (cf. p. 81).
- [IMM13a] Mahmoud S ISMAIL, Mahmoud MOGHAVVEMI et TMI MAHLIA. **Techno-economic analysis of an optimized photovoltaic and diesel generator hybrid power system for remote houses in a tropical climate.** *Energy conversion and management* 69 (2013), 163-173 (cf. p. 31).

- [IMM13b] Mahmoud Salah ISMAIL, Mahmoud MOGHAVVEMI et TMI MAHLIA. **Energy trends in Palestinian territories of West Bank and Gaza Strip : Possibilities for reducing the reliance on external energy sources.** *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 28 (2013), 117-129 (cf. p. 11).
- [Joh+06] Kathryn E JOHNSON, Lucy Y PAO, Mark J BALAS et Lee J FINGERSH. **Control of variable-speed wind turbines : standard and adaptive techniques for maximizing energy capture.** *IEEE Control Systems Magazine* 26 :3 (2006), 70-81 (cf. p. 60).
- [KG23a] HOPPECKE Batterien GmbH & Co. KG. *Industrial battery systems.* <https://cdn.enfsolar.com/z/pp/a8p482q2lcyk/BAE-PVV-Cell-Specsheet-en-2019.06.pdf>. 2023 (cf. p. 46, 47).
- [KG23b] Smart Power Electronics GmbH & Co. KG. *Smart!wind SW-5.5, SW-7.5 and SW-10.* https://www.braun-windturbinen.com/wp-content/uploads/Smartwind_6seiter2013_en.pdf. 2023 (cf. p. 46).
- [Kim06] Il-Song KIM. **The novel state of charge estimation method for lithium battery using sliding mode observer.** *Journal of Power Sources* 163 :1 (2006), 584-590 (cf. p. 79).
- [Kol+03] Mohan KOLHE, K AGBOSSOU, J HAMELIN et TK BOSE. **Analytical model for predicting the performance of photovoltaic array coupled with a wind turbine in a stand-alone renewable energy system based on hydrogen.** *Renewable energy* 28 :5 (2003), 727-742 (cf. p. 75).
- [Kuz+13] Elizaveta KUZNETSOVA, Yan-Fu LI, Carlos RUIZ, Enrico ZIO, Graham AULT et Keith BELL. **Reinforcement learning for microgrid energy management.** *Energy* 59 (2013), 133-146 (cf. p. 33).
- [Lan+15] Hai LAN, Shuli WEN, Ying-Yi HONG, C Yu DAVID et Lijun ZHANG. **Optimal sizing of hybrid PV/diesel/battery in ship power system.** *Applied energy* 158 (2015), 26-34 (cf. p. 114).
- [Las+02] Robert LASSETE, Abbas AKHIL, Chris MARNAY, John STEPHENS, Jeff DAGLE, Ross GUTTROMSON, A. Sakis MELIPOULOUS, Robert YINGER et Joe ETO. *Integration of Distributed Energy Resources : The CERTS MicroGrid Concept.* https://escholarship.org/content/qt9w88z7z1/qt9w88z7z1_noSplash_394a7c3b903aebec68fdce8d79e53708.pdf?t=lnpaja/. April 2002 (cf. p. 25).
- [lem23] LEMONITEUR. *Comment ça marche : énergie éolienne.* <https://www.lemoniteur.fr/article/comment-ca-marche-energie-eolienne.707314>. 2023 (cf. p. 21, 22).
- [Li+17] Peng LI, Rong-Xi LI, Yuan CAO, Dan-Yong LI et Guo XIE. **Multiobjective sizing optimization for island microgrids using a triangular aggregation model and the levy-harmony algorithm.** *IEEE Transactions on Industrial Informatics* 14 :8 (2017), 3495-3505 (cf. p. 114).
- [Liu+19] Kailong LIU, Kang LI, Qiao PENG et Cheng ZHANG. **A brief review on key technologies in the battery management system of electric vehicles.** *Frontiers of mechanical engineering* 14 (2019), 47-64 (cf. p. 77, 79-82).
- [Lor03] Eduardo LORENZO. **Energy collected and delivered by PV modules.** *Handbook of photovoltaic science and engineering* (2003), 906-930 (cf. p. 5).
- [MA19] Groupe Banque MONDIALE et Global Solar ATLAS. *Potentiel de l'énergie photovoltaïque.* <https://globalsolaratlas.info/download/djibouti>. 2019 (cf. p. 4, 5).
- [Méc05] Institut de MÉCANIQUE CÉLESTRE ET DE CALCUL DES ÉPHÉMÉRIDES. **Le manuel des éclipses.** EDP Sciences, 2005 (cf. p. 54).

- [Mek+13] Saad MEKHILEF, SZ FARAMARZI, Rahman SAIDUR et Zainal SALAM. **The application of solar technologies for sustainable development of agricultural sector.** *Renewable and sustainable energy reviews* 18 (2013), 583-594 (cf. p. 11).
- [Met22] METEOCIEL. *Observations, Prévisions, Modèles En temps réel.* 2004-2022. URL : <https://www.meteociel.fr/previsions/50038/djibouti.htm> (cf. p. 58).
- [Mét23] MÉTÉONORM. *Données mondiales sur l'irradiation.* <https://meteonorm.com/en/meteonorm-version-8>. 2023 (cf. p. 65).
- [MK11] Faisal A MOHAMED et Heikki N KOIVO. **Multiobjective optimization using modified game theory for online management of microgrid.** *European Transactions on Electrical Power* 21 :1 (2011), 839-854 (cf. p. 32).
- [ML92] MH MACAGNAN et E LORENZO. **On the optimal size of inverters for grid connected PV systems.** In : *Proceedings of the 11th European photovoltaic solar energy conference and exhibition.* 1992, 1167-1170 (cf. p. 76, 84).
- [MM13] Ahmed MOHAMED et Osama MOHAMMED. **Real-time energy management scheme for hybrid renewable energy systems in smart grid applications.** *Electric Power Systems Research* 96 (2013), 133-143 (cf. p. 34).
- [MV12] Hassan MEYAR-NAIMI et Sadeg VAEZ-ZADEH. **Sustainable development based energy policy making frameworks, a critical review.** *Energy Policy* 43 (2012), 351-361 (cf. p. 11).
- [NVV05] Peter HL NOTTEN, JHG Op het VELD et JRG VAN BEEK. **Boostcharging Li-ion batteries : A challenging new charging concept.** *Journal of Power Sources* 145 :1 (2005), 89-94 (cf. p. 81).
- [OAA16] ASO OGUNJUYIGBE, TR AYODELE et OA AKINOLA. **Optimal allocation and sizing of PV/Wind/Split-diesel/Battery hybrid energy system for minimizing life cycle cost, carbon emission and dump energy of remote residential building.** *Applied Energy* 171 (2016), 153-171 (cf. p. 83).
- [OCK14] Daniel E OLIVARES, Claudio A CAÑIZARES et Mehrdad KAZERANI. **A centralized energy management system for isolated microgrids.** *IEEE Transactions on smart grid* 5 :4 (2014), 1864-1875 (cf. p. 32).
- [ODD23] ODDEG. *Site de l'ODDEG.* 22 décembre 2023. URL : https://fr.wikipedia.org/wiki/Masse_volumique_de_l%27air (cf. p. 6, 7).
- [Ola+16] Lanre OLATOMIWA, Saad MEKHILEF, Mahmoud S ISMAIL et Mahmoud MOGHAVVEMI. **Energy management strategies in hybrid renewable energy systems : A review.** *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 62 (2016), 821-835 (cf. p. 11, 29, 30).
- [OV12] Valery L OKULOV et Gijs AM VAN KUIK. **The Betz–Joukowski limit : on the contribution to rotor aerodynamics by the British, German and Russian scientific schools.** *Wind Energy* 15 :2 (2012), 335-344 (cf. p. 74).
- [PA97a] Ludovic PROTIN et Stéphane ASTIER. **Convertisseurs photovoltaïques.** T. D3360 v1. *Technique de l'Ingénieur*, 1997 (cf. p. 18, 19, 55).
- [PA97b] Ludovic PROTIN et Stéphane ASTIER. **Convertisseurs photovoltaïques.** *Techniques de l'ingénieur. Génie électrique* 5 :D3360 (1997), D3360-1 (cf. p. 56, 57).
- [Pas+15] Julio PASCUAL, Javier BARRICARTE, Pablo SANCHIS et Luis MARROYO. **Energy management strategy for a renewable-based residential microgrid with generation and demand forecasting.** *Applied Energy* 158 (2015), 12-25 (cf. p. 30).
- [PAU23] Amina IDAN PAUL. *Écologie : Djibouti fait le pari des énergies renouvelables.* <https://ecoloadjibouti.com/category/energies/>. 2023 (cf. p. 3).

- [Pér+13] Jesús María Pinar PÉREZ, Fausto Pedro García MÁRQUEZ, Andrew TOBIAS et Mayor-kinos PAPAELIAS. **Wind turbine reliability analysis**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 23 (2013), 463-472 (cf. p. 23).
- [Pet09] Stéphane PETIBON. **Nouvelles architectures distribuées de gestion et conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques**. Thèse de doct. Université Paul Sabatier-Toulouse III, 2009 (cf. p. 16).
- [Pil14] Benjamin PILLOT. **Planification de l'électrification rurale décentralisée en Afrique subsaharienne à l'aide de sources renouvelables d'énergie : le cas de l'énergie photovoltaïque en République de Djibouti**. Thèse de doct. Université Pascal Paoli, 2014 (cf. p. 4-7).
- [Ple04] Gregory L PLETT. **Extended Kalman filtering for battery management systems of LiPB-based HEV battery packs : Part 3. State and parameter estimation**. *Journal of Power sources* 134 :2 (2004), 277-292 (cf. p. 79).
- [PW23] Simon PHILIPPS et Werner WARMUTH. **PHOTOVOLTAICS REPORT**. 21 February 2023. URL : <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf> (cf. p. 17, 18).
- [QNC15] Xin QIU, Tu A NGUYEN et Mariesa L CROW. **Heterogeneous energy storage optimization for microgrids**. *IEEE Transactions on Smart Grid* 7 :3 (2015), 1453-1461 (cf. p. 33).
- [RA08] Ibrahim REDA et Afshin ANDREAS. **Solar position algorithm for solar radiation applications (revised)**. Rapp. tech. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2008 (cf. p. 54).
- [SI07] Awaleh S.I. **Wind Resource Assessment in Djibouti**. **Centre of studies and scientific Research (CERD)** (2007) (cf. p. 6).
- [SM10] Gastón Orlando SUVIRE et Pedro Enrique MERCADO. **Dynamic modelling of a wind farm and analysis of its impact on a weak power system**. *Dynamic Modelling book* (2010), 189-208 (cf. p. 73).
- [SM21] M SURESH et R MEENAKUMARI. **An improved genetic algorithm-based optimal sizing of solar photovoltaic/wind turbine generator/diesel generator/battery connected hybrid energy systems for standalone applications**. *International Journal of Ambient Energy* 42 :10 (2021), 1136-1143 (cf. p. 83).
- [SQ61] William SHOCKLEY et Hans J QUEISSER. **Detailed balance limit of efficiency of p-n junction solar cells**. *Journal of applied physics* 32 :3 (1961), 510-519 (cf. p. 76).
- [Squ+13] Stefano SQUARTINI, Matteo BOARO, Francesco DE ANGELIS, Danilo FUSELLI et Francesco PIAZZA. **Optimization algorithms for home energy resource scheduling in presence of data uncertainty**. In : *2013 Fourth International Conference on Intelligent Control and Information Processing (ICICIP)*. IEEE. 2013, 323-328 (cf. p. 113).
- [SS15] Woosuk SUNG et Chee Burm SHIN. **Electrochemical model of a lithium-ion battery implemented into an automotive battery management system**. *Computers & Chemical Engineering* 76 (2015), 87-97 (cf. p. 77).
- [Sto+10] Tom STOFFEL, Dave RENNÉ, Daryl MYERS, Steve WILCOX, Manajit SENGUPTA, Ray GEORGE et Craig TURCHI. **Concentrating Solar Power : Best practices handbook for the collection and use of solar resource data (CSP)**. Rapp. tech. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2010 (cf. p. 53).
- [SWL13] Manuela SECHILARIU, Baochao WANG et Fabrice LOCMONT. **Building-integrated microgrid : Advanced local energy management for forthcoming smart power grid communication**. *Energy and Buildings* 59 (2013), 236-243 (cf. p. 32).

- [TEZ+18] Abdrhamane TRAORÉ, Hatem ELGOTHAMY, Mohamed A ZOHDY et al. **Optimal sizing of solar/wind hybrid off-grid microgrids using an enhanced genetic algorithm**. *Journal of Power and Energy Engineering* 6 :05 (2018), 64 (cf. p. 114).
- [Thi+22] Gokul Sidarth THIRUNAVUKKARASU, Mehdi SEYEDMAHMOUDIAN, Elmira JAMEI, Ben HORAN, Saad MEKHILEF et Alex STOJCEVSKI. **Role of optimization techniques in microgrid energy management systems—A review**. *Energy Strategy Reviews* 43 (2022), 100899 (cf. p. 12, 30, 31).
- [US16] Subho UPADHYAY et MP SHARMA. **Selection of a suitable energy management strategy for a hybrid energy system in a remote rural area of India**. *Energy* 94 (2016), 352-366 (cf. p. 33).
- [Wik22] WIKIPÉDIA. *Vent — Wikipédia, l'encyclopédie libre*. <http://fr.wikipedia.org/w/index.php?title=Vent&oldid=196992864/>. 2022 (cf. p. 50).
- [Wik23] WIKIPEDIA. *Masse volumique de l'air*. 26 août 2023. URL : https://fr.wikipedia.org/wiki/Masse_volumique_de_l%27air (cf. p. 58).
- [Xio+17a] Rui XIONG, Jiayi CAO, Quanqing YU, Hongwen HE et Fengchun SUN. **Critical review on the battery state of charge estimation methods for electric vehicles**. *Ieee Access* 6 (2017), 1832-1843 (cf. p. 78-80).
- [Xio+17b] Rui XIONG, Jinpeng TIAN, Hao MU et Chun WANG. **A systematic model-based degradation behavior recognition and health monitoring method for lithium-ion batteries**. *Applied energy* 207 (2017), 372-383 (cf. p. 79).
- [Xu+13a] Jun XU, Chunting Chris MI, Binggang CAO, Junjun DENG, Zheng CHEN et Siqi LI. **The state of charge estimation of lithium-ion batteries based on a proportional-integral observer**. *IEEE Transactions on Vehicular Technology* 63 :4 (2013), 1614-1621 (cf. p. 79).
- [Xu+13b] Yinliang XU, Wei ZHANG, Wenxin LIU, Xin WANG, Frank FERRESE, Chuazhi ZANG et Haibin YU. **Distributed subgradient-based coordination of multiple renewable generators in a microgrid**. *IEEE Transactions on Power Systems* 29 :1 (2013), 23-33 (cf. p. 33).
- [ZEB18] Muhammad Fahad ZIA, Elhoussin ELBOUCHIKHI et Mohamed BENBOUZID. **Micro-grids energy management systems : A critical review on methods, solutions, and prospects**. *Applied energy* 222 (2018), 1033-1055 (cf. p. 102).
- [Zha+11] Fei ZHANG, Guangjun LIU, Lijin FANG et Hongguang WANG. **Estimation of Battery State of Charge With H_∞ Observer : Applied to a Robot for Inspecting Power Transmission Lines**. *IEEE Transactions on Industrial Electronics* 59 :2 (2011), 1086-1095 (cf. p. 79).
- [Zha+15] Lei ZHANG, Zhenpo WANG, Xiaosong HU, Fengchun SUN et David G DORRELL. **A comparative study of equivalent circuit models of ultracapacitors for electric vehicles**. *Journal of Power Sources* 274 (2015), 899-906 (cf. p. 77, 78).
- [Zho+21] Wenlu ZHOU, Yanping ZHENG, Zhengjun PAN et Qiang LU. **Review on the battery model and SOC estimation method**. *Processes* 9 :9 (2021), 1685 (cf. p. 78).
- [Zhu+20] Wenqiang ZHU, Jiang GUO, Guo ZHAO et Bing ZENG. **Optimal sizing of an island hybrid microgrid based on improved multi-objective grey wolf optimizer**. *Processes* 8 :12 (2020), 1581 (cf. p. 76, 83).

Article de Journal

- [1] **A comparison of power plant energy flow prediction using real data applied to the Linear Programming and If-and-else algorithms.** *Energy Reports* 9 (2023), 294-300. Joint work with Chaker IBRAHIM, Jean-Michel REBOUL, David HOUIVET, Hamid GUALOUS et Hassan ALI BARKAD.

Conférence National & International

- [1] **Algorithme génétique appliqué à une gestion d'énergie d'une centrale Multi-source installée à l'Université de Djibouti.** In : *jours annuelles du GDR SEEDS et JCGE, Croisic, France. 2022.* Joint work with Chaker IBRAHIM, Jean-Michel REBOUL, David HOUIVET, Hamid GUALOUS et Hassan ALI BARKAD.
- [2] **A comparison of power plant energy flow prediction using real data applied to the Linear Programming and If-and-else algorithms.** In : *ISCREE, ID : CE23-147, Nice, France. 2023.* Joint work with Chaker IBRAHIM, Jean-Michel REBOUL, David HOUIVET, Hamid GUALOUS et Hassan ALI BARKAD.

Séminaire

- [1] **CNAM-INTECHMER & LUSAC.** In : Janvier 2023. Joint work with Chaker IBRAHIM, Jean-Michel REBOUL, David HOUIVET, Hamid GUALOUS et Hassan ALI BARKAD.

Titre: Modélisation, optimisation et gestion d'énergie d'une centrale hybride à énergie renouvelable.

Mots clés : Micro-réseau hybride, Stratégie de gestion d'énergie, Prédiction énergétique, Programmation linéaire, Algorithme basé sur des règles logiques.

Résumé : La transition énergétique impose aujourd'hui aux réseaux d'électricité des profondes mutations. La croissance des besoins couplée à l'intégration massive de sources de production renouvelables et intermittentes met leur stabilité en péril. Associées aux solutions informatiques développées par la filière Smart Grids, le recours aux technologies de stockage constitue l'une des solutions pour pallier les périodes de sur- ou de sous-production. Il faut donc gérer des situations nouvelles : surproduction d'électricité en période de faible consommation et sous-production en période de pointe. Pour répondre à cette problématique, cette thèse se concentre sur l'analyse et l'optimisation de la gestion d'énergie d'un système hybride à énergie renouvelable, installé à l'Université de Djibouti. Le système intègre des composants tels qu'une installation photovoltaïque de 19kW, une éolienne de 6,5kW et un parc de batteries de 52kWh le tout reliés au réseau électrique. Cette étude, débute par une évaluation du potentiel énergétique à partir des données recueillies par une station météo spécialement installée sur le site. Pour l'année 2022, les données ont révélé que le champ photovoltaïque de 125 m² a produit 333 MWh/an, ce qui représente une nette supériorité par rapport à la production annuelle de l'éolienne couvrant 22 m², qui atteint seulement 2,771 MWh. Ensuite, une modélisation minutieuse des flux énergétiques du site, validée au moyen de simulations adaptées à chaque composant, a été réalisée. Pour le système éolien, un modèle basé sur les équations fondamentales de la puissance éolienne a été choisi et validé sous

Matlab/Simulink en déterminant un coefficient approprié, puis en l'utilisant pour simuler la puissance de sortie de l'éolienne avec des données réelles. En ce qui concerne le système solaire, les modèles basés sur des équations mathématiques ont été employés pour simuler l'installation photovoltaïque, puis les résultats ont été comparés à l'installation réelle. Quant aux stockages, nous avons simulé l'état de charge des batteries en utilisant les données réelles de consommation ainsi que les données météorologiques du site, puis nous avons comparé le SOC simulé au SOC réel des batteries installées sur site. Enfin, cette recherche propose trois stratégies de gestion d'énergie basées sur une approche hybride intégrant deux algorithmes de gestion : la programmation linéaire et un algorithme basé sur des règles logiques. Ces stratégies ont pour objectif d'améliorer l'anticipation et l'optimisation du flux énergétique du site. Pour évaluer les performances des deux algorithmes, trois scénarios extrêmes basés sur la réalité du site ont été définis. L'objectif de ces scénarios étaient d'évaluer les performances et la robustesse des algorithmes de gestion d'énergie et de mieux comprendre comment gérer efficacement l'excédent d'énergie tout en minimisant la dépendance au réseau électrique. Les résultats des simulations mettent en évidence la supériorité de la stratégie qui fixe l'état de charge SOC_{min} à 30 % en minimisant les coûts d'énergie provenant du réseau et en maximisant l'excès d'énergie injectée vers l'université.

Title: Modeling, Optimization, and Energy Management of a Renewable Hybrid Power Plant

Keywords : Hybrid Microgrid, Energy Management Strategy, Energy Prediction, Linear Programming, Rule-Based Algorithm.

Abstract : The energy transition is currently imposing profound changes on electricity networks. The growth in demand, coupled with the extensive integration of renewable and intermittent production sources, puts their stability at risk. Alongside the IT solutions developed in the Smart Grid sector, the use of storage technologies is one of the solutions to mitigate periods of over- or under-production. Therefore, there is a need to manage new situations: overproduction of electricity during periods of low consumption and underproduction during peak times. To address this issue, this thesis focuses on the analysis and optimization of energy management in a renewable energy hybrid system installed at the University of Djibouti. The system includes components such as a 19kW photovoltaic installation, a 6.5kW wind turbine, and a 52kWh battery park, all connected to the electrical grid. This study begins with an evaluation of the energy potential based on data collected by a specially installed weather station on the site. For the year 2022, the data revealed that the 125 m² photovoltaic field produced 333 MWh per year, which is significantly superior to the annual production of the 22 m² wind turbine, which only reached 2.771 MWh. Subsequently, a meticulous modeling of the energy flows on the site, validated through component-specific simulations, was conducted. For the wind system, a model based on fundamental wind power equations was chosen and validated using

Matlab/Simulink by determining an appropriate coefficient, then using it to simulate the turbine's output power with real data. Regarding the solar system, models based on mathematical equations were employed to simulate the photovoltaic installation, and the results were compared to the actual installation. As for the storage, we simulated the state of charge of the batteries using real consumption data and site-specific meteorological data, then compared the simulated state of charge to the actual state of charge of the batteries installed on-site. Finally, this research proposes three energy management strategies based on a hybrid approach integrating two management algorithms: linear programming and a rule-based algorithm. These strategies aim to enhance the anticipation and optimization of the site's energy flow. To evaluate the performance of the two algorithms, three extreme scenarios based on the site's reality were defined. The objective of these scenarios was to assess the performance and robustness of the energy management algorithms and to better understand how to efficiently manage excess energy while minimizing reliance on the electrical grid. The simulation results highlight the superiority of the strategy that sets the state of charge SOC_{min} to 30%, minimizing energy costs from the grid and maximizing the surplus energy injected into the university.