



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
People's Democratic Republic of Algeria
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministry of Higher Education and Scientific Research
جامعة عبد الحميد باديس - مستغانم
Abdelhamid Ibn Badis University of Mostaganem
كلية العلوم والتكنولوجيا
Faculty of Science and Technology



THESE

Présentée à la

**FACULTE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE
DEPARTEMENT GENIE ELECTRIQUE
Laboratoire Signaux et Systèmes**

Pour l'obtention du diplôme

DOCTORAT

Option : Energies Renouvelables

Par

GUEZGOUZ Mohammed

Perfectionnement et expertise des systèmes énergétiques complexes incorporant des sources renouvelables : Application au système hybride éolien-PV avec batteries sur un site national.

Soutenue le 02/07/2020 devant la commission d'examen :

Président de jury	M. BENTOUNES Hadj Adda	Pr	Université de Mostaganem
Examineurs	M. HASSINI Abdelatif	Pr	Université d'Oran 2
	Mme GHOMRI Leila	MCA	Université de Mostaganem
	M. BENYASSAAD Yssaad	MCA	Centre Universitaire de Relizane
Encadrant	BEKKOUCHE Benaissa	Pr	Université de Mostaganem
Co-encadrant	JURASZ Jakub	Pr	Université de Mälardalen (Suède)

A 11h dans la salle 18 bureaux

Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem
Laboratoire LSS

THÈSE

Pour obtenir le diplôme de
DOCTEUR

En énergies renouvelables

*Perfectionnement et expertise des systèmes énergétiques complexes
incorporant des sources renouvelables : Application au système hybride
éolien-PV avec batteries sur un site national.*

Guezgouz Mohammed

Présentée et soutenue publiquement
Le 02 07 2020

Directeur de Recherche
Professeur BEKKOUCHE Benaïssa

Co-directeur de Recherche
Professeur Jakub Jurasz

JURY

M. BENTOUNES Hadj Adda	Pr	Président	Université de Mostaganem
M. HASSINI Abdelatif	Pr	Examineur	Université d'Oran 2
Mme GHOMRI Leïla	MCA	Examinatrice	Université de Mostaganem
M. BENYASSAAD Yssaad	MCA	Examineur	Centre Universitaire de Relizane

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à mes très chers parents

À ma grande famille

À tous mes amis.

Remerciements

J'exprime mes gratitudes et mes remerciements à notre grand Seigneur

« **Allah** »

Je tiens à remercier également mon encadrant, le professeur Bekkouche Benaissa pour son soutien, sa patience et son encadrement professionnel et pédagogique. Je le remercie vivement pour sa présence tout au long de ce travail avec sa compétence scientifique, sa pédagogie et sa bonne humeur qui est exceptionnelle. Travailler avec lui est un plaisir et j'espère que notre collaboration continue.

Un grand merci au professeur Jakub Jurasz, le codirecteur de cette thèse pour toutes les informations qu'il m'a apporté, pour les conseils qu'il m'a donné, pour son aide précieuse et son intérêt porté sur la réalisation de ce travail de recherche.

Je suis très reconnaissant envers Monsieur Robai Samir qui m'a aidé pour obtenir les profils de consommation électrique de la société Sonalgaz.

Je tiens tout particulièrement à remercier Monsieur BENTOUNES Hadj Adda professeur de l'Université de Mostaganem, et Monsieur HASSINI Abdelatif professeur de l'Université Oran 2, et Madame GHOMRI Leila maitre de conférence de l'Université de Mostaganem, et Monsieur BENYASSAAD Yssaad maitre de conférence de l'Université de Relizane, d'avoir accepté d'évaluer et d'expertiser notre travail.

Je voudrais témoigner ma plus vive sympathie à mes collègues du département génie électrique et toute l'équipe du laboratoire signaux et systèmes.

Je finirai en remerciant tous ceux qui m'ont aidé à la réalisation de cette thèse.

RESUME

Résumé

Cette thèse présente un travail d'expertise et d'amélioration d'un système hybride éolien-photovoltaïque autonome selon plusieurs aspects : modélisation, simulation, contrôle ainsi que l'évaluation économique, technique et écologique. Ce système est dimensionné afin d'alimenter huit consommateurs électriques dans la ville de Mostaganem. Dans le but de réaliser un dimensionnement optimal et efficace, nous avons employé une méthode d'optimisation méta-heuristique appelée Multi-objective Grey Wolf Optimization (MOGWO). Alors, nous avons commencé le travail par une présentation du site choisi, les données nécessaires et les modèles mathématiques de chaque composant du système hybride. Ces modèles permettaient de développer un simulateur du système complet sur le logiciel MATLAB. Puis, une comparaison entre deux stockages pour le système hybride à savoir la batterie et la station de transfert d'énergie par pompage (STEP) a été établie. Les résultats montrent que pour une certaine marge de fiabilité les systèmes hybrides connectés à la STEP sont les plus rentables économiquement par rapport aux systèmes hybrides avec batteries. Ensuite, une comparaison entre le prix d'électricité du réseau national et les systèmes hybrides étudiés a montré que l'électricité du réseau national est moins chère à celui des systèmes hybrides, cependant ils restent un choix plus écologique en termes des émissions de CO₂. Finalement, nous avons mis en œuvre une stratégie de contrôle et de gestion d'énergie originale dans le simulateur afin de raccorder d'une part le stockage mixte (STEP-batterie) au système hybride, et d'autre part d'examiner le bon fonctionnement du système complet. Les résultats de notre analyse indiquent que la commande proposée réduit énormément le coût d'électricité et favorise le déploiement des énergies renouvelables en surmontant les inconvénients de stockage comme le réservoir supérieur de la STEP qui nécessite une large surface terrestre.

Mots clés : « système hybride » « sources renouvelables » « modélisation » « simulation » « optimisation » « dimensionnement » « méta-heuristique » « contrôle » « supervision ».

Abstract

Improvement and expertise of complex energy systems incorporating renewable sources: Application to the wind-PV hybrid system with batteries on a national site.

This thesis presents a work of expertise and improvement of an autonomous wind-photovoltaic hybrid system according to several aspects: modeling, simulation and energy management strategy, together with techno-economic and environmental evaluation. This system is designed to supply eight electric consumers in the city of Mostaganem. In order to achieve an optimal and efficient sizing, we applied a meta-heuristic optimization method called Multi-objective Grey Wolf Optimization (MOGWO). Therefore, this work is began with a presentation of the chosen site, the necessary data and the mathematical models of each component of the hybrid system. These models allow us to develop a complete system simulator on MATLAB software. Then, a comparison between two storages for the hybrid system, namely the battery and the pumped storage hydroelectricity (PSH) was established. The results show that for a certain level of reliability, hybrid systems connected to PSH are the cost-effective option compared to a hybrid system with battery. In addition, a comparison between the price of electricity from the national grid and the hybrid systems studied showed that electricity from the national grid is cheaper than that from hybrid systems; however, they remain an environmentally friendly choice in terms of CO₂ emissions. Finally, we implemented an original control and energy management strategy in the simulator on the one hand to connect mixed storage (PSH-battery) to the hybrid system, and on the other hand to examine the correct operation of the complete system. The results of our analysis indicate that the proposed method reduces significantly the cost of electricity and increases the deployment of renewable energies by overcoming the disadvantages of storage systems like the upper reservoir of the PSH, which requires a large land area.

Keywords: "Hybrid system" "renewable sources" "modelling" "simulation" "optimization" "sizing" "meta-heuristics" "control" "supervision".

ملخص

تقدم هذه الأطروحة عمل خبرة وتحسين نظام هجين مستقل للطاقة الشمسية وطاقة الرياح وفقاً لعدة جوانب: النمذجة والمحاكاة واستراتيجية إدارة الطاقة، جنباً إلى جنب مع التقييم التقني والاقتصادي والبيئي. تم تصميم هذا النظام لتزويد ثمانية مستهلكين كهربائيين في مدينة مستغانم. من أجل تحقيق التحجيم الأمثل والفعال، استخدمنا طريقة التحسين التي تسمى Multi-Object Grey Optimization (MOGWO). لذلك، بدأنا العمل بعرض تقديمي للموقع المختار والبيانات اللازمة والنماذج لكل مكون من مكونات النظام الهجين. سمحت لنا هذه النماذج بتطوير محاكي نظام كامل على برنامج MATLAB. بعد ذلك، تم إنشاء مقارنة بين نظامين تخزين الطاقة للنظام الهجين، وهما البطارية والمحطة الكهرومائية لتخزين الطاقة الكهربائية بالضخ. تظهر النتائج أنه بالنسبة لمستوى معين من الموثوقية، فإن الأنظمة الهجينة المتصلة بالمحطة الكهرومائية هي الخيار الفعال من حيث التكلفة مقارنةً بالنظام الهجين مع البطارية. بالإضافة إلى ذلك، أظهرت مقارنة بين سعر الكهرباء من الشبكة الوطنية والأنظمة الهجينة التي تمت دراستها أن الكهرباء من الشبكة الوطنية أرخص من الكهرباء الأنظمة الهجينة؛ ومع ذلك، فإنها تظل خياراً صديقاً للبيئة من حيث انبعاثات ثاني أكسيد الكربون. أخيراً، قمنا بوضع استراتيجية تحكم وإدارة طاقة أصلية في نظام المحاكاة من أجل ربط نظامي التخزين (بطارية + المحطة الكهرومائية) بالنظام الهجين، ومن ناحية أخرى لفحص التشغيل الصحيح للنظام الكامل. تشير نتائج تحليلنا إلى أن الطريقة المقترحة تقلل من تكلفة الكهرباء وتزيد من نشر الطاقات المتجددة من خلال التغلب على عيوب أنظمة التخزين مثل الخزان العلوي للمحطة الكهرومائية، والذي يتطلب مساحة كبيرة من الأرض.

الكلمات المفتاحية: "النظام الهجين" "المصادر المتجددة" "نمذجة" "المحاكاة" "تحسين" "التحجيم" "الاستدلال"
"الفوقية" "التحكم" "الإشراف".

Abréviations

AC	Alternatif Courant	PV	Photovoltaïque
BB	Banc de batterie	SER	Source d'énergie renouvelable
EnR	Énergie renouvelable	SOC	État de charge
COE	Coût d'électricité	TAC	Coût total annualisée
CRF	Facteur de récupération du capital	UR	Réservoir supérieur
CV	Coefficient de variation		
DC	Discret Courant		
DOD	Profondeur de décharge		
kWh	Kilowatt Heure		
HPBS	Stockage mixte (STEP-Batterie)		
LPSP	La probabilité d'insatisfaction de charge		
MOGWO	Multi-objective grey wolf optimizer		
MTOE	Million de ton de pétrole équivalent		
STEP	Station de transfert d'énergie par pompage		

Nomenclature

μ_{psh}	Rendement global de STEP (%)	η_{ch}	Rendement de charge de la batterie (%)
E_b	L'état de charge de la batterie (kWh)	η_{dch}	Rendement de décharge de la batterie (%)
E_d	Énergie déficit (kWh)	NOCT	Nominal operating cell temperature (°C)
E_g	Énergie générée par la turbine à eau (kWh)	Q	Débit volumique (m ³ /s)
E_p	Énergie pompé (kWh)	t	Pas du temps (heure)
E_s	Surplus d'énergie (kWh)	t_{em}	Température ambiante (°C)
K_t	Coefficient de température (1/°C)	V	Vitesse du vent (m/s)
P_{ch}	Demande de charge (kWh)	η_{inv}	Rendement d'onduleur (%)
P_n	Puissance nominale de l'éolienne (kW)	ρ	Masse volumique d'eau (kg/m ³)
P_{pv}	Puissance installée en PV (kW)		
PV_{out}	Puissance de sortie du générateur PV (kW)		
P_W	Puissance de sortie de l'éolienne (kW)		
t_c	Température de cellule (°C)		
t_{ref}	Température de référence (25 °C)		
V_a	Vitesse d'arrêt de la turbine (m/s)		
V_d	Vitesse de démarrage (m/s)		
f_{pv}	Facteur des pertes (%)		
E_{res}	Énergie produite par les SERs (kWh)		
g	Accélération gravitationnelle (m/s ²)		
H	Hauteur de chute (m)		
r	Rayonnement solaire (W/m ²)		
N	Nombre de turbine éolienne		

Sommaire

Aperçu général sur les énergies renouvelables dans le monde -----	1
Les énergies renouvelables en Algérie -----	2
Contexte et planification de thèse-----	4
<u>I. CHAPITRE 1 État de l’art sur les systèmes hybrides-----</u>	6
I.1. Introduction -----	7
I.2. L’évolution de système hybride éolien-photovoltaïque -----	7
I.3. Structures du système hybride -----	12
I.3.1. La configuration en série -----	13
I.3.2. La configuration commutée -----	15
I.3.3. La configuration en parallèle -----	16
I.4. Gestion d’énergie d’un système hybride -----	18
I.4.1. Contrôle centralisé-----	19
I.4.2. Contrôle distribué-----	20
I.4.3. Contrôle hybride centralisé et distribué -----	21
I.5. Méthodes de dimensionnement-----	21
I.5.1. Les méthodes classiques -----	22
I.5.2. Les méthodes artificielles -----	23
I.5.3. Les logiciels de dimensionnement -----	24
I.6. Les critères d’évaluation d’un système hybride -----	26
I.6.1. Les données de la charge électrique -----	26
I.6.2. Les paramètres d’évaluation économique-----	27
I.6.3. Les paramètres de fiabilité -----	30
I.6.4. Les paramètres d’analyse écologique-----	32
I.6.5. Les paramètres d’aspect social -----	33
I.7. Conclusion et objectif de recherche -----	33
<u>II. CHAPITRE 2 Modélisation et simulation du système hybride -----</u>	35
II.1. Introduction -----	36
II.2. La sélection du site et les données requises -----	36

II.2.1. Présentation du site sélectionné-----	38
II.2.2. Analyse des données météorologiques -----	40
II.3. Modélisation des éléments du système étudié -----	44
II.3.1. Modélisation du système photovoltaïque -----	44
II.3.2. Modélisation du système éolien -----	48
II.3.3. Modélisation du banc de stockage batterie-----	53
II.3.4. Modélisation de la station de transfert d'énergie par pompage -----	56
II.3.5. Modélisation de l'onduleur-----	59
II.4. Optimisation du dimensionnements du système hybride-----	61
II.4.1. Formulation de la fonction objective -----	61
II.4.2. Principe de fonctionnement -----	62
II.5. Conclusion -----	67

III. CHAPITRE 3 Analyse technico-économique et environnemental du système

hybride avec stockage ----- 69

III.1. Introduction-----	70
III.2. Recueil et analyse de profils de charges-----	70
III.2.1. Description des données de charges et procédure de l'analyse -----	71
III.2.2. Analyse des profils de consommation -----	74
III.3. Résultats d'optimisation-----	76
III.3.1. Etude du premier cas : l'université de Mostaganem-----	76
III.3.2. Etude du deuxième cas : Une ferme agricole-----	78
III.3.3. Etude du troisième cas 3 : L'hôpital -----	80
III.3.4. Etude du quatrième cas : L'hôtel -----	82
III.3.5. Etude du cinquième cas : La minoterie -----	83
III.3.6. Etude du seizième cas : La briqueterie -----	85
III.3.7. Etude du septième cas : L'industrie alimentaire -----	87
III.3.8. Etude du huitième cas : La station de pompage d'eau potable de la ville de Mostaganem -----	88
III.4. Analyse et discussions des résultats -----	90
III.4.1. Connexion de l'ensemble des charges précédentes en micro réseau -----	91
III.4.2. Comparaison avec le réseau national Algérien-----	93

III.4.3. Variabilité de la charge et coût d'électricité	94
III.4.4. L'effet de la variation des données météorologiques	95
III.4.5. Analyse écologique	96
III.5. Synthèse et Conclusion	98

IV. CHAPITRE 4 Schéma de stockage optimal (STEP-Batterie) pour les systèmes

d'énergie renouvelable 100

IV.1. Introduction	101
IV.2. Description du système et données d'entrées	101
IV.3. Stratégie de contrôle d'énergie et supervision	102
IV.4. Résultats et évaluation des performances	106
IV.4.1. Dimensionnement et performances du système	106
IV.4.2. Coût d'électricité et fiabilité d'alimentation	110
IV.4.3. Fonctionnement du stockage mixte (STEP-batterie)	111
IV.5. Étude de sensibilité du système hybride	113
IV.5.1. Influence des paramètres économiques sur le coût d'électricité	113
IV.5.2. Influence des données d'entrées sur la fiabilité	115
IV.6. Synthèse et conclusions	118

Conclusion générale et perspective 121

Bibliographie 125

ANNEXES 137

Annexe 1 138

Liste des tableaux

Tableau I-1 – Planification de projets d'énergies renouvelables pour la production d'énergie électrique en Algérie [6].....	3
Tableau II-1 – Les coordonnées géographiques du site sélectionné.....	39
Tableau III-1 – Les résultats d'optimisation de dimensionnement pour les systèmes étudiés à un niveau de fiabilité de 95%.....	77
Tableau III-2 – Les résultats de dimensionnement obtenus pour alimenter la ferme agricole à un niveau de fiabilité de 95%.....	79
Tableau III-3 – Comparaison des résultats obtenus par l'algorithme MOGWO pour les deux types de stockage (STEP et batterie) à un niveau de fiabilité 95%.....	81
Tableau III-4 – Les résultats de dimensionnement des deux systèmes hybrides (STEP et batterie) pour le cas d'hôtel et pour une LPSP de 95%.....	83
Tableau III-5 – Les résultats d'optimisation de dimensionnement de la charge d'une minoterie pour un niveau de fiabilité 95%.....	84
Tableau III-6 – Les résultats de dimensionnement optimal pour un niveau de fiabilité de 95% du cas d'étude de la charge d'une briqueterie.....	86
Tableau III-7 – Les résultats de dimensionnement de la charge d'une industrie alimentaire pour une fiabilité de 95%.....	88
Tableau III-8 – Les résultats de dimensionnement de la charge d'une station de pompage d'eau potable pour une fiabilité de 95%.....	89
Tableau III-9 – Les paramètres statistiques de la charge créée.....	91
Tableau III-10 – Comparaison des résultats de dimensionnement pour les charges en micro réseau à une LPSP=95%.....	93
Tableau IV-1 – Les résultats du dimensionnement optimal pour chaque système à différents niveaux de fiabilité (- indique que le système n'a pas pu atteindre le niveau de fiabilité souhaité ; X indique que le composant n'a pas été pris en compte dans la configuration.....	107

Table des illustrations

Figure I-1 - Pourcentages de capacité installée de différentes sources d'énergie renouvelables en 2017 dans le monde.....	2
Figure I-1 – Structure générale d'un système hybride éolien-photovoltaïque.....	13
Figure I-2 - La configuration série d'un système hybride éolien-photovoltaïque avec stockage et un générateur diesel.....	14
Figure I-3 - La configuration commutée du système hybride.....	15
Figure I-4 - La configuration parallèle d'un système hybride.....	17
Figure I-5 – Stratégie de gestion d'énergie centralisée.....	20

Figure I-6 – Stratégie de gestion d'énergie distribuée.	20
Figure I-7 – Stratégie de gestion d'énergie hybride centralisée et distribuée.	21
Figure I-8 – Illustration de la méthode de construction graphique proposée par Borowy.....	23
Figure I-9 - Processus général d'exécution suivi dans le dimensionnement optimal des systèmes hybrides basés sur des méthodes artificielles.....	24
Figure I-10 – Profil de charge typique d'un habitat résidentiel en Algérie [34].	27
Figure II-1 – Situation géographique du site sélectionné.	39
Figure II-2 – L'irradiation solaire sur une surface inclinée et horizontale.	42
Figure II-3 – L'irradiation solaire mensuelle moyen sur un plan incliné et horizontal.....	42
Figure II-4 – La variation de la vitesse du vent à différents altitude dans le site sélectionnée.	44
Figure II-5 – Impact de la variation de la hauteur du moyeu et le facteur de rugosité sur la vitesse du vent.	44
Figure II-6 –Circuit équivalent d'un modèle à une seule diode.....	45
Figure II-7 - Circuit équivalent d'un modèle à deux diodes.	46
Figure II-8 – Architecture d'un champ PV.	47
Figure II-9 – Température ambiante dans le site étudié.	48
Figure II-10 – La courbe de puissance d'une éolienne (Enercon E-33/300 kW) en fonction de la vitesse du vent [82].	49
Figure II-11 – Comparaison de la courbe de puissance obtenue à partir du modèle de courbe de puissance linéaire avec la courbe de puissance réelle d'Enercon (E-33/300 kW).	51
Figure II-12 – Comparaison de la courbe de puissance obtenue à partir du modèle de paramètre de Weibull avec la courbe de puissance réelle d'éolienne Enercon (E-33/300 kW).	52
Figure II-13 – Comparaison de la courbe de puissance obtenue à partir du modèle de la loi cubique avec la courbe de puissance réelle d'éolienne Enercon (E-33/300 kW).	53
Figure II-14 – Le nombre de cycles en fonction de taux de décharge pour Li-ion batterie [100].	55
Figure II-15 – Schéma de principe de fonctionnement d'une station de transfert d'énergie par pompage (réversible).....	57
Figure II-16 – Schéma conceptuel du système hybride éolien-photovoltaïque: (a) couplage avec STEP; (b) couplage avec batteries.....	60
Figure II-17 – Schéma block de la méthode de dimensionnement.	63
Figure II-18 – Vue 2D et 3D des vecteurs de position et de leurs prochains emplacements possibles [106].	64
Figure II-19 – Organigramme descriptif de simulateur du système étudié développé sur MATLAB.	67
Figure III-1 – Répartition des profils de consommations électriques étudiées sur une année.	74
Figure III-2 – Les résultats d'optimisation de dimensionnement pour l'université de Mostaganem (Kherrouba).	77
Figure III-3 – Simulation des deux systèmes (STEP et batterie) durant la journée de 21 Janvier.	78

Figure III-4 – La variation de LPSP en fonction du coût d'électricité pour le cas d'une ferme agricole pour les deux systèmes étudié (STEP et batterie).....	79
Figure III-5 – Simulation des deux systèmes hybrides étudiés pour alimenter la ferme agricole et pour une fiabilité d'alimentation de 95%.....	80
Figure III-6 – Les résultats d'optimisation de dimensionnement pour le cas d'un hôpital.....	80
Figure III-7 – Simulation des deux systèmes hybrides (STEP et batterie).....	81
Figure III-8 – Le front de Pareto de résultat d'optimisation du dimensionnement le cas d'hôtel pour les deux systèmes hybrides (STEP et batterie).....	82
Figure III-9 – Simulation des systèmes PV-STEP et PV-batterie pour alimenter le profil de consommation d'hôtel.....	83
Figure III-10 – Les résultat d'optimisation du dimensionnement (cas d'une minoterie).....	84
Figure III-11 – Résultats de simulation des deux systèmes (STEP et batterie) pour le cas d'une minoterie.....	85
Figure III-12 – Les résultats d'optimisation du dimensionnement pour le cas de profil de consommation d'une briqueterie.....	86
Figure III-13 – Simulation des deux systèmes hybrides étudiés (STEP et batterie) pour le cas d'une briqueterie.....	87
Figure III-14 – Front de Pareto de solutions optimales sélectionnées par la méthode MOGWO cas d'étude : usine alimentaire.....	87
Figure III-15 – Résultats de simulation des deux systèmes hybrides (STEP et batterie) en aliment le profil de consommation d'une industrie alimentaire.....	88
Figure III-16 – La variation de la fiabilité en fonction du coût d'électricité cas d'étude : station de pompage.....	89
Figure III-17 – Simulation des deux systèmes hybrides (STEP et batterie) pour le cas de la station de pompage d'eau potable.....	90
Figure III-18 – L'état de charge du réservoir de supérieur de la STEP pendant la journée considérée dans la simulation.....	90
Figure III-19 – La demande horaire d'électricité de la charge créée.....	92
Figure III-20 – La demande énergétique quotidienne typique de la charge créée.....	92
Figure III-21 – Les résultats de dimensionnement de la charge créée.....	93
Figure III-22 – Comparaison du prix d'électricité entre toutes les charges et le réseau national Algérien.....	94
Figure III-23 – La relation entre le coût d'électricité et coefficient de variation des charges étudiées.....	95
Figure III-24 – Analyse de fiabilité pour tous les systèmes à base des dernières 10 ans de données météorologiques.....	96
Figure III-25 – Résultats des émissions de CO ₂ des systèmes étudiés pour les différents consommateurs électriques.....	98
Figure IV-1 – Schéma descriptif du système hybride proposé.....	102

Figure IV-2 – Courbe de rendement de la pompe/turbine Pelton pour diverses valeurs de débit normalisé.	103
Figure IV-3 – Organigramme descriptif de la méthode de gestion d'énergie proposée.....	105
Figure IV-4 – Exemple d'un système de supervision d'un système hybride éolien-PV avec stockage mixte (STEP-batterie).....	106
Figure IV-5 – Part des sources pour couvrir la demande de charge et l'énergie surplus (non utilisée) durant les jours 13 et 14 août	108
Figure IV-6 – Part des sources pour couvrir la demande de charge et l'énergie surplus durant les jours 13 et 14 Août.....	108
Figure IV-7 – Simulation du système pendant les jours 13 et 14 Août.....	109
Figure IV-8 – Rôle du stockage dans l'alimentation de la charge électrique par les systèmes hybrides à une fiabilité de 97,5%.....	110
Figure IV-9 – Coût de fiabilité pour un dimensionnement optimal des systèmes éolien-PV avec différentes technologies de stockage.....	111
Figure IV-10 – L'état de charge du stockage hybride STEP/Batterie.....	112
Figure IV-11 – Le fonctionnement du stockage mixte STEP et le banc de batterie.....	113
Figure IV-12 – Impact de la variation du coût des composants sur le coût de l'électricité.	114
Figure IV-13 – Impact de la variation du coût des composants sur le coût de l'électricité.	114
Figure IV-14 – Impact de la variation du coût des composants sur le coût de l'électricité.	115
Figure IV-15 – Influence du changement de rayonnement solaire sur la fiabilité.....	116
Figure IV-16 – Influence de la température sur la fiabilité.....	116
Figure IV-17 – Influence de la variation de la vitesse du vent sur la fiabilité des systèmes.	117
Figure IV-18 – Influence de données réelles sur la fiabilité des systèmes.....	117
Figure IV-19 – L'impact du changement du profil de consommation sur la fiabilité des systèmes étudiés.	118
Figure IV-20 – Variation de capacité du réservoir supérieur en fonction de fiabilité.	120

Aperçu général sur les énergies renouvelables dans le monde

L'énergie, en particulier l'électricité, est l'élément fondamental d'un développement social et économique dans le monde. La consommation croissante d'énergie fossile aura non seulement provoqué une crise mondiale du manque d'énergie après l'épuisement de ces ressources, mais a également aggravé les problèmes environnementaux. Par conséquent, il est impératif que des sources d'énergie alternatives doivent être développées afin de réduire les émissions de dioxyde de carbone et de répondre à la demande croissante en énergie. Les sources d'énergies renouvelables (SERs) peuvent être obtenues de la nature, exploitées et recyclées en permanence. Elles sont actuellement des sources d'énergie alternatives les plus prometteuses en raison de leur disponibilité et de leur propreté.

Le développement durable a été défini en 1987 dans le rapport Brundtland comme "Le développement qui répond aux besoins du présent sans compromettre la capacité des générations futures à satisfaire leurs propres besoins" [1]. Ce rapport est appelé « Our Common Future », il a été mis au point par la Commission mondiale de l'environnement et du développement (World Commission on Environment and Development), afin d'enquêter sur les préoccupations croissantes concernant l'environnement. Le problème principal abordé est les impacts graves et négatifs de l'activité humaine sur la planète et sur le caractère non durable du modèle de croissance et de développement.

En 1992, à Rio de Janeiro plus de 178 gouvernements nationaux ont assisté à la première tentative internationale visant à élaborer des plans et des stratégies pratiques pour un développement durable, qui présente le principal défi mondial [2]. En 2002, le sommet mondial sur le développement durable s'était tenu à Johannesburg pour évaluer les progrès accomplis [3]. Ce regroupement auquel ont participé 191 gouvernements, agences internationales et autres grands groupes, a débouché sur des engagements clés en matière de production durable, d'eau, d'assainissement et d'énergie. En tant que plans d'action, dans le cadre des objectifs de développement durable était de garantir à tous l'accès à une énergie durable, sûre et fiable, y compris l'augmentation de la participation des énergies renouvelables dans le bouquet énergétique mondial.

Selon l'agence internationale de l'énergie, plus de 80% de la demande mondiale en électricité est fournie par la combustion d'hydrocarbures, tel que le pétrole, le charbon et le gaz naturel. Dans ce contexte, de nombreux pays et régions ont adopté des mesures actives et efficaces pour augmenter leur capacité déjà installée en énergies renouvelables. Les 20% de la

demande mondiale restants, sont assurés par les centrales nucléaires et les différents types de sources d'énergie renouvelables. Figure I-1 présente le pourcentage de la puissance installée de différents SERs en 2017 et montre que les sources d'énergie hydroélectrique, solaire et éolienne représentent près de 94,4% du total des SERs [4].

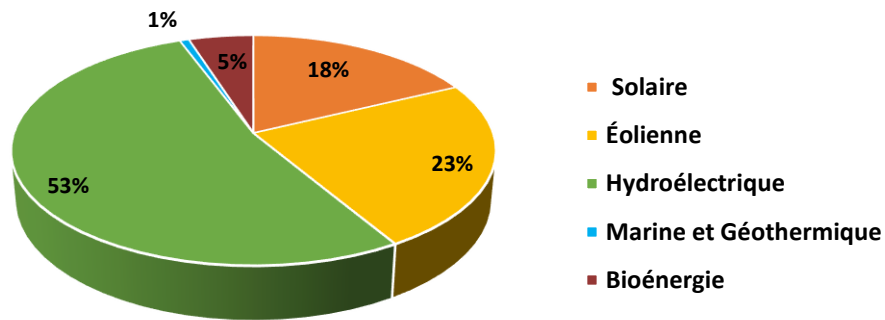


Figure I-1 - Pourcentages de capacité installée de différentes sources d'énergie renouvelables en 2017 dans le monde.

Les énergies renouvelables en Algérie

L'Algérie joue un rôle primordial dans les marchés mondiaux de l'énergie en tant que producteur et exportateur de gaz naturel et de gaz naturel liquéfié. En 2010, le secteur de production électrique en Algérie était presque exclusivement basé sur les combustibles fossiles, en particulier le gaz naturel. Au cours des dernières années, à cause de fluctuations des prix du pétrole et l'inquiétude du changement climatique, l'Algérie a accru son intérêt pour la production d'énergie propre, le gouvernement étant soucieux de diversifier les sources de revenus économiques. Ce pays possède un énorme potentiel en énergie renouvelable et principalement l'énergie solaire. En effet, il dispose de l'un des potentiels solaires les plus élevés de tout le bassin méditerranéen, estimé à 169 440 TWh/an productible à partir des concentrateurs solaire et 14 TWh/an des panneaux photovoltaïques [5]. L'exploitation de ces ressources énergétiques offre l'opportunité de relever les défis énergétiques et économiques, et de contribuer également au développement durable de notre pays. Le gouvernement tente de l'exploiter en lançant un programme ambitieux sur les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique. Le Tableau I-1 présente la répartition des projets de ce programme pour chaque technologie.

Tableau I-1 – Planification de projets d'énergies renouvelables pour la production d'énergie électrique en Algérie [6].

Les dates	2015-2020 (MW)	2021-2030 (MW)	Total (MW)
Photovoltaïque	3000	10575	13575
Solaire thermique	–	2000	2000
Eolien	1010	4010	5010
Biomasse	360	640	1000
Autres	155	260	415
Total	4525	17475	22000

Dans le cadre de ce dernier programme, plus 21 centrales photovoltaïques sont déjà réalisées, parmi les plus importantes en termes de capacité installée, la centrale de Laghouat, Saida et Djelfa avec une puissance de 60 MW, 53 MW et 30 MW respectivement [5]. Dans la filière d'énergie thermique, une centrale hybride qui combine l'énergie solaire et le gaz est réceptionnée en 2011 à Hassi R'Mel. Le coût du projet s'élève à 315,8 millions d'euros pour la production d'environ 150 MW avec un taux d'intégration d'énergie solaire de 20% de la puissance nominale, soit 30 MW [7]. De plus, deux autres stations importantes seront réceptionnées en 2020 dans les provinces Djelfa et Adrar d'une capacité de 48 MW et 20 MW, respectivement pour renforcer le réseau électrique.

L'énergie éolienne est considérée comme une ressource énergétique variable d'un endroit à l'autre en raison de la topographie et du climat diversifié. De sorte que la surface algérienne se caractérise par des vitesses du vent relativement élevées, plus précisément dans la région du Sud, ce qui la rend favorable à l'installation des centrales éoliennes [6]. Dans la ville d'Adrar, on trouve la ferme éolienne de Kabertene avec une capacité de production à l'ordre de 10MW d'électricité renouvelable. Cette centrale est en exploitation depuis l'année 2014 pour des buts expérimentaux [5].

De plus, l'Algérie possède d'autres types de sources d'énergie verte comme l'hydroélectricité, la biomasse et la géothermie. La quantité de pluie globale qui pleut sur le territoire algérien est estimée à 65 milliards de m³, et elle dispose plus de 1200 Km de côtière sur la mer Méditerranée [6]. En géothermie, plus 200 sources chaudes sont identifiées par exemple la source d'eau souterraine atteint 118°C à Hammam Maskhoutine (Guelma). La biomasse est potentiellement très prometteuse avec un taux de 3.7 MTOE à partir des forêts et 1.33 MTOE les déchets agricoles et urbains [6]. Puisque ces sources ne sont pas encore

développées, et en raison de l'énorme potentiel des ressources d'énergie solaire, donc l'Algérie donne une grande importance au développement cette énergie.

Les énergies renouvelables (EnRs) sont les moyens les plus appropriés pour développer un système de production d'énergie décentralisé, répondre aux besoins énergétiques croissants et réduire les émissions de gaz à effet de serre. Cependant, l'intégration des SERs et la réalisation du programme algérien des ERs semble très difficile de point de vue technique et économique. Car ces énergies se caractérisent en premier lieu par une grande variabilité due à leur forte dépendance au climat, et en second lieu, les systèmes à base d'une seule source d'énergie renouvelable n'assurent pas une alimentation continue en électricité. En conséquence, lors de la conception de ces systèmes, ils sont généralement surdimensionnés, ce qui rend leur installation très coûteuse. C'est pourquoi, des systèmes complexes incorporant plusieurs SERs ont été proposés pour répondre à ces défis. L'hybridation de plusieurs sources rend le problème de conception et le contrôle d'énergie plus compliqué, donc il est essentiel d'optimiser le dimensionnement des systèmes hybride à base des SERs afin de les rendre rentables et de les utiliser de manière efficace, et dans ce contexte se situe notre travail de recherche.

Contexte et planification de thèse

Ce travail de recherche est destiné d'un coté à l'investigation des systèmes hybrides autonomes non-connectés au réseau, pour alimenter différent consommateurs d'énergie électrique dans la région de Mostaganem. D'un autre côté, notre but est d'expertiser les performances de ces systèmes avec deux types de stockages notamment les batteries et les stations de transfert d'énergie par pompage de points de vue économique, technique et écologique. Également, l'effet de la variation des données météorologiques et économiques sur les performances de ces systèmes sera examiné.

La motivation qui sous-tend le présent travail est de fournir des réponses à certaines des questions soulevées par les problèmes présentés au-dessus. Pour bien amener cette recherche, nous allons répartir ce projet en quatre parties. Dans la première partie, nous présenterons un état d'art sur les systèmes hybrides éoliens photovoltaïques avec un historique sur les méthodes utilisées pour le dimensionnement et l'évaluation de ces systèmes. Les coordonnées astronomiques et géographiques relatives au site d'application à Mostaganem seront aussi décrites.

Dans la deuxième partie, nous présenterons d'une part, la modélisation de chaque composant du système étudié, les données utilisées (météorologique, économique et les profils de consommations), et d'autre part la description détaillée de la méthode de dimensionnement.

La troisième partie sera consacrée à l'investigation de la faisabilité technico-économique et environnementale des deux systèmes hybrides à base des sources renouvelables. Le premier sera un système éolien-photovoltaïque raccordé à un stockage sur un banc de batterie (BB) et le deuxième sera un système éolien-photovoltaïque connecté à une station de transfert d'énergie par pompage (STEP) sur le site d'étude. A la fin de cette étape, nous établissons une comparaison entre les performances de ces systèmes et le réseau national algérien dans le plan économique et environnemental.

En dernière partie, et suivant l'analyse des résultats, nous proposerons une méthode de gestion énergétique pour améliorer la rentabilité du système hybride global formé par les quatre sources d'énergie renouvelable (éolien-PV-STEP-BB). Enfin, nous finirons par une analyse d'influence des données météorologiques et économiques sur les performances du système hybride.

Finalement, le travail sera clôturé par une conclusion générale qui souligne les méthodes et les approches utilisées pour améliorer le dimensionnement des systèmes hybrides et la gestion de leur énergie produite. En outre, des perspectives pour la continuité des recherches scientifiques dans le domaine d'intégration des énergies renouvelables en Algérie seront proposées.

**I. CHAPITRE 1
ÉTAT DE L'ART SUR LES
SYSTEMES HYBRIDES**

I.1. Introduction

Les énergies renouvelables (EnRs) sont propres, inépuisables et de plus en plus concurrentielles par rapport aux énergies combustibles fossiles classiques [8]. Leur utilisation joue un rôle clé dans l'atténuation du changement climatique, car le déploiement des énergies renouvelables diminue les émissions de gaz à effet de serre. La demande d'électricité dans les régions isolées est généralement fournie par le diesel ou d'autres systèmes de production à base de combustibles fossiles. Néanmoins, en raison des coûts croissants et des émissions nocives de carburants, il existe une tendance croissante à utiliser des systèmes autonomes d'énergie renouvelable, notamment les systèmes complexes qui combinent l'énergie solaire et éolienne dans un seul système hybride [9]. Cependant, l'intermittence et le coût élevé sont les principaux défis associés aux à ces systèmes. Dans ce contexte, le dimensionnement optimal est un facteur clé pour atteindre un approvisionnement énergétique fiable à faible coût. Par conséquent, il existe un intérêt croissant pour développer des approches et des algorithmes d'optimisation de dimensionnement pour ces systèmes [9].

Dans notre travail nous nous intéressons sur les systèmes hybrides autonomes éolien-photovoltaïque avec stockage sur un site national. En premier temps, ce chapitre expose brièvement l'état d'art et le développement des systèmes hybrides au cours des dernières années. Ensuite, un aperçu globale sur les systèmes hybrides, leur couplage avec d'autres sources d'énergie, les critères et les méthodes les plus utilisés pour les dimensionnés sont discutés. À la fin du chapitre, nous présentons les principaux objectifs de notre recherche.

I.2. L'évolution de système hybride éolien-photovoltaïque

Les systèmes de production d'énergie électrique de deux ou plusieurs sources sont connus comme les systèmes hybrides. Souvent, un système hybride peut être constitué de deux sources renouvelables avec le stockage ou l'interconnexion entre des sources renouvelables et conventionnelles [9]. En 1976, la première idée d'utiliser un système hybride éolien-photovoltaïque avec batterie a été proposée par Lee dans les Etats-Unis [10]. Dans cette recherche, les auteurs ont analysé dix-sept emplacements dans le monde pour l'évaluation de la complémentarité de l'énergie solaire et éolienne, et ils ont proposé le concept hybridation le système solaire et éolien. En outre, ils ont montré que la majorité des sites côtiers analysés ont une bonne complémentarité entre les ressources solaires et éoliennes.

En 1980, Jayadev et Henderson ont décrit deux applications de systèmes hybrides éoliens solaires, pour fournir à la fois de la chaleur et de l'électricité, à une usine d'emballage de viande et une usine de fabrication de blocs de béton [11]. Durant la même année, les premières idées sur la combinaison d'un parc éolien avec un système de transfert d'énergie par pompage (STEP) ont été discutées au sein d'Unelco, le service public d'électricité l'île d'El Hierro «The Iron One», ce dernier est suivi par des premières conceptions principales après 10 années.

En 1981, Aspliden a présenté dans une conférence l'importance des données météorologiques pour l'évaluation de la complémentarité des ressources solaires et éoliennes ainsi la faisabilité d'implantation des systèmes hybrides éolien-photovoltaïque [12]. Dans une thèse de doctorat, Anderson a développé un programme de simulation de système hybride éolien-PV avec batterie. Ce programme est capable de simulé les performances de système en utilisant des données météorologiques enregistrées comme paramètres d'entrée ainsi il peut évaluer le coût minimal du cycle de vie du système [13]. Une autre étude menée par John et al [14] qui présente une méthodologie pour évaluer le système hybride éolien-PV-batterie avec et sans générateur diesel, ainsi pour trouver le dimensionnement optimal du système pour l'application au zones éloignés.

En 1983, Akerlund a présenté un système hybride éolien-PV avec deux systèmes de réserve à savoir un banc de batterie et un mini générateur diesel dans le but d'alimenter un site isolé (ERICSSON SUNWIND) [15]. Au sien de l'Université de Dayton, un programme de simulation a été suggéré et testé expérimentalement comme un moyen de dimensionner avec précision un système hybride photovoltaïque et éolien avec stockage de batterie pour satisfaire une charge électrique donnée dans un emplacement géographique spécifique [16].

En 1985, Burgel et al [17] ont construit un système d'énergie hybride dans le cadre du «projet Terschelling» une île du nord des Pays-Bas pour répondre à la demande de charge d'une école de 200 élèves résidents. Ce système hybride était composé d'éolien et de photovoltaïque avec la possibilité d'ajouter un générateur diesel et la connexion au réseau électrique afin d'injecter la puissance produite pendant l'été.

En 1993, Nayar a proposé un nouvel système hybride éolien-diesel-batterie pour remplacer les générateurs diesel qui sont utilisés pour alimenter les communes isolées en Australie [18]. Puis, il a développé un système hybride éolien-diesel-batterie avec un nouveau couplage en parallèle à l'aide d'un onduleur bidirectionnel [19]. En 1994, une autre étude était présentée par Borowoy et al, [20] Dans cette dernière, les puissances éoliennes et

photovoltaïques sont adaptées à une demande de charge donnée et la méthode des moindres carrés est utilisée pour déterminer le meilleur ajustement du générateur photovoltaïque et la puissance de la sortie de l'éolienne. En plus, les auteurs ont développé un algorithme dans le but de déterminer le dimensionnement optimal du générateur photovoltaïque dans le système hybride, sur la base de données de l'irradiance solaire et la vitesse du vent à long terme pour le site considéré, en tenant compte du fait que la demande de charge doit être égale à l'énergie générée.

A la fin du 19^{ème} siècle, le système hybride éolien-PV est devenu de plus en plus populaire, cependant, l'utilisation de nombreuses sources d'énergie rend le problème de dimensionnement de ce système très complexe [21]. En conséquence, une attention croissante a été portée par les chercheurs au développement de méthodologies précises pour la détermination du dimensionnement optimal des systèmes hybrides à énergie renouvelable et l'amélioration de système de gestion d'énergie entre ces parts [18], [19], [22], [23], [24].

Au début du 20^{ème} siècle, l'île d'El Hierro en Espagne a reçu le statut de réserve mondiale de biosphère par l'Unesco. Le plan de durabilité approuvé par le gouvernement local de l'île le 22 novembre 1997 a strictement établi l'idée de l'évolution énergétique de l'île vers la durabilité. L'enthousiasme et la conscience environnementale des habitants de l'île et des institutions gouvernementales ont permis le développement et l'incorporation du projet d'un système hybride éolien-STEP sur l'île, un projet qui vise à fournir 100% de l'énergie électrique à partir de sources renouvelables. Une entreprise appelée Gorona del Viento, formée par le gouvernement régional de l'île, la compagnie d'électricité locale et le gouvernement des Canaries, est le responsable du projet sur l'île d'El Hierro [25].

En 2003, une analyse technico-économique du système hybride éolien-PV menée par Celik, a révélé que la plupart des études dans cette époque n'ont pas pris en compte le coût du système dans l'étape de dimensionnement, qui est un paramètre critique dans l'évaluation économique du système [26]. Dans cette étude Celik [26], a proposé une procédure pour dimensionner un système hybride éolien-PV autonome qui tient en compte la fiabilité d'alimentation et le coût total du système.

En 2006, Nelson et al [27], ont présenté une étude comparative entre deux systèmes hybrides notamment ; un système éolien-PV avec un stockage par une pile à combustible et un système éolien-PV-batterie pour alimenter une charge résidentielle typique dans le nord-ouest du Pacifique américain. La comparaison a montré un net avantage de point de vue économique et technique du système éolien-PV-batterie par rapport au système éolien-PV-pile à

combustible, indiquant qu'une amélioration de l'efficacité de la pile à combustible était nécessaire pour être économiquement compétitive à l'avenir.

En 2008, Yang et al [28], ont proposé une nouvelle méthode de dimensionnement d'un système hybride éolien-PV-batterie basé sur l'algorithme génétique (GA) qui a la capacité d'atteindre l'optimum global avec une relative simplicité de calcul. Cette méthode de dimensionnement a été développée pour calculer la configuration optimale (la puissance à installer pour chaque source) du système qui peut atteindre un niveau fiabilité d'alimentation requise avec minimum coût de système.

En 2013, les chercheurs de Centre de Développement des Energies Renouvelables (CDER) ont réalisé un banc d'essai d'un système hybride éolien-PV avec un stockage électrochimique. Ce banc d'essai se compose d'un panneau photovoltaïque avec régulateur, une éolienne dont la puissance 400 Watt avec un régulateur incorporé, un dispositif de stockage (batterie), un onduleur, un module de charge programmable et des captures de mesure [29].

Au cours des cinq dernières années, on remarque qu'il y a un nombre important des articles, thèses et documents qui ont exploré le concept de système hybride [30], [31], [32], [33], [34]. Cet intérêt peut s'expliquer pour les raisons suivantes :

- l'augmentation continue et rapide de la demande mondiale d'électricité ;
- la diminution des coûts des panneaux photovoltaïques ;
- l'objectif de réduire et d'atténuer les émissions de CO₂, où le secteur de la production d'électricité représente 25% des émissions mondiales de CO₂ ;
- la complémentarité des sources de l'énergie solaire et de l'énergie éolienne qui peut augmenter la fiabilité globale du système et réduire la capacité de stockage ;
- l'adéquation de ces systèmes pour les zones isolées et rurales où la connexion au réseau électrique est très coûteuse ou impossible.

Nombreux travaux de recherche ont été publiés dans le domaine d'optimisation du dimensionnement du système hybride éolien-PV pour cela nous avons classifiés les travaux les plus importants en 3 catégories principales :

- ❖ **1^{ère} catégorie** : Des travaux de recherches qui comparent les méthodes de dimensionnement des systèmes hybride éolien-PV, notamment les méthodes méta-heuristique. Dans ce cadre, on peut citer le travail de Kaabeche et al. [34], là où ils ont proposé une méthode pour optimiser le dimensionnement d'un système hybride

éolien-PV avec batterie basée sur l'algorithme Firefly (FA) en vue de minimiser le coût de l'électricité pour un taux d'insatisfaction de charge bien déterminé (fiabilité) pour une charge résidentielle à Alger [34]. Les auteurs ont validé la supériorité de cette méthode en comparant ses performances avec un algorithme bien connu tel que PSO et Bat Algorithm (BA). Yahiaoui et al. [35], qui a envisagé un système constitué de panneaux photovoltaïques, générateurs diesel et batteries pour alimenter la charge d'un village rural à Djanet. Le système a été optimisé au moyen de Grey-Wolf Optimizer (GWO) montrant sa supériorité en comparaison avec PSO. Plus récemment, Das et al. [36], ont étudié les performances d'un algorithme nommé Water Cycle Algorithm (WCA) et Moth Flame Algorithm (MFA) pour dimensionner un système hybride photovoltaïque-biogaz-batterie-station de transfert d'énergie par pompage en alimentant une petite charge à courant continu d'une station de transmission radio. Bien que les auteurs aient fait une comparaison détaillée de plusieurs méthodes d'optimisation des méta-heuristiques, ce travail n'évalue pas les avantages du raccordement de deux types de stockage batterie et station de transfert d'énergie par pompage.

- ❖ **2^{ème} catégorie** : des travaux qui développent des stratégies de gestion d'énergie intelligente car l'hybridation de plusieurs sources nécessite un contrôle stratégique pour coordonner le flux de énergie entre les composants du système. Parmi les plus récents, on peut mentionner l'étude menée par Liu et al. [37], qui ont proposé une stratégie de gestion d'énergie à moyen et long terme basée sur la complémentarité caractéristique des sources solaires et éoliennes. L'objectif de la stratégie proposée est de surmonter le risque de manque d'eau dans la centrale hydroélectrique à la fin de la saison sèche. De plus, cette stratégie a permis l'exploitation complète de la station hydroélectrique et a utilisé un banc de batteries (BB) pour réguler les heures de pointe. Dawn et al. [38], ont proposé une stratégie de contrôle pour améliorer les revenus, maintenir la qualité de la fréquence du réseau et augmenter les bénéfices d'une centrale électrique hybride connectée au réseau. Zhao et al. [39], a introduit une stratégie de gestion d'énergie basée sur différents scénarios pour un système photovoltaïque autonome couplé à une station de transfert d'énergie par pompage et batteries pour alimenter une région éloignée en électricité et en eau potable. Malgré cela, ce problème n'est pas encore suffisamment exploré et le dimensionnement du système n'a pas été optimisé.

❖ **3^{ème} catégorie** : des travaux qui revuent l'état d'avancement scientifique dans l'optimisation des systèmes hybrides éolienne-photovoltaïque ainsi l'établissement des besoins dans des travaux les futurs. Dans ce stade, on peut mentionner l'article de synthèse réalisé par Anoune et al. [40]. Cette étude se concentre sur les différentes méthodes de dimensionnement et techniques d'optimisation des systèmes hybrides en particulier le système hybride autonome éolien-PV avec stockage par batterie. En outre, l'auteur a conclu que les méthodes artificielles sont plus favorables à l'optimisation du dimensionnement des systèmes hybrides en raison de leur capacité à rechercher des solutions optimales, locales et globales, une bonne précision de calcul et une vitesse de convergence plus rapide. Un autre article de synthèse d'Al-falahi et al. [9], a présenté plusieurs combinaisons et méthodes de dimensionnement des systèmes hybrides. Ils ont conclu que les systèmes hybrides supporté par un groupe électrogène sont le plus fiable, cependant ce n'est pas l'option le plus écologique.

Pour résumer, le développement actuel de la technologie des systèmes multi-source est le résultat de plusieurs activités de recherche dans plusieurs domaines tels que :

- La disponibilité de nouveaux dispositifs en électronique de puissance à base des semi-conducteurs ont permis d'améliorer l'efficacité, la qualité et la fiabilité des systèmes;
- Développement de logiciels de simulation et d'optimisation ;
- L'automatisation de contrôleur d'énergie améliore le fonctionnement des systèmes hybrides et réduit les besoins de maintenance.

Dans les sections suivantes, nous présentons les principales structures de systèmes hybrides, les approches et les techniques d'optimisations les plus utilisées ainsi que les différents critères d'évaluations de dimensionnement de système hybride.

I.3. Structures du système hybride

Généralement, un système hybride d'énergie renouvelable (multi-source) est un système électrique qui combine plusieurs sources énergétiques, parmi lesquelles au moins une source d'énergie renouvelable [41].

En pratique, le système hybride est un choix viable pour alimenter les sites isolés où l'extension du réseau national est infaisable techniquement et économiquement [42]. Ces systèmes génèrent de l'électricité en courant alternatif en combinant les sources d'énergie renouvelables avec un onduleur, qui peut fonctionner en alternance ou en parallèle avec un groupe électrogène conventionnel [43]. Ils peuvent être classés en fonction de leur configuration :

- Systèmes hybrides en série.
- Systèmes hybrides commutés.
- Systèmes hybrides parallèles.

La Figure I:1 présente la structure générale d'un système hybride éolienne-photovoltaïque.

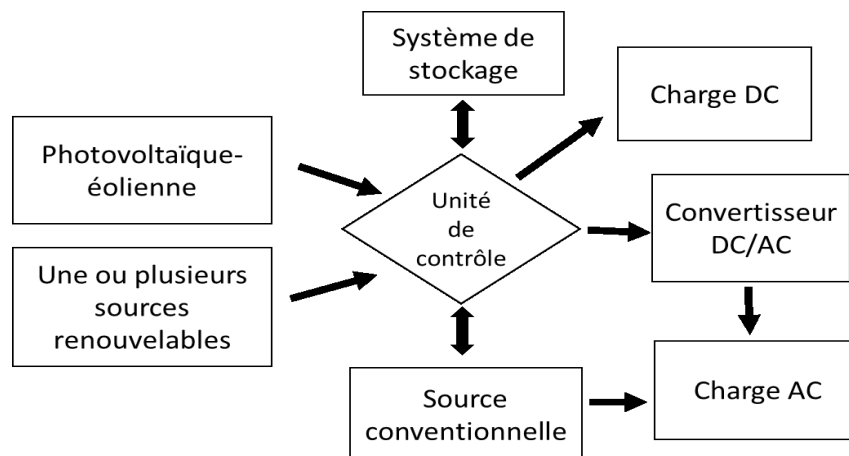


Figure I-1 – Structure générale d'un système hybride éolien-photovoltaïque.

I.3.1. La configuration en série

Dans les systèmes hybrides en série illustrés à la Figure I-3, tous les générateurs sont connectés au bus en courant continu (DC). Chaque composant doit donc être équipé d'un régulateur de charge individuel et dans le cas d'un générateur diesel avec un redresseur [9]. Pour assurer un fonctionnement fiable de système hybride en série, le générateur diesel et l'onduleur doivent être dimensionnés de manière à répondre à la charge maximale [44]. Il en résulte un fonctionnement typique du système dans lequel une grande partie de l'énergie générée est transmise à travers les batteries, ce qui entraîne une augmentation du cycle de fonctionnement des batteries et une efficacité réduite du système. Le courant alternatif fourni à la charge est

converti de courant continu en courant alternatif régulé par un onduleur DC/AC. La puissance générée par le groupe électrogène est d'abord rectifiée puis reconvertie en courant alternatif avant d'être fournie à la charge, ce qui entraîne des pertes de conversion importantes [43].

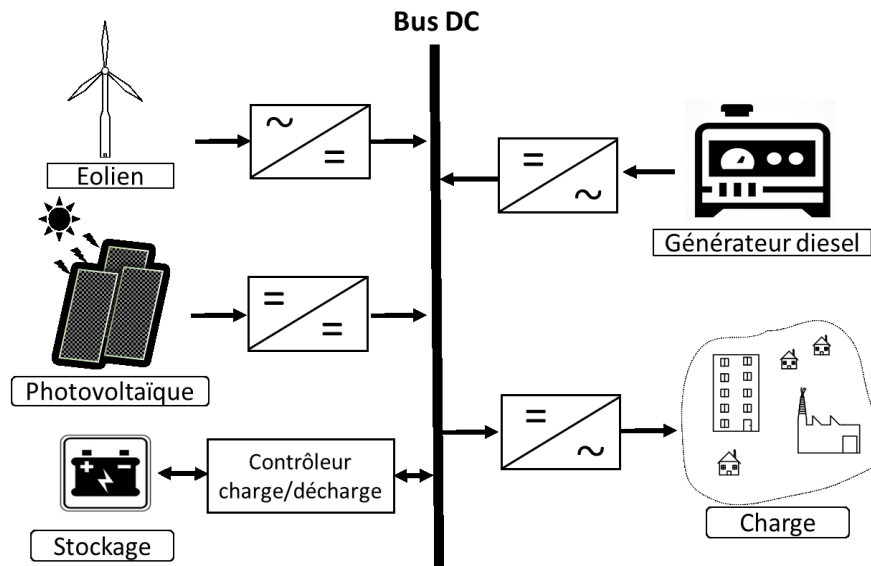


Figure I-2 - La configuration série d'un système hybride éolien-photovoltaïque avec stockage et un générateur diesel.

1.3.1.1. Les avantages

- Le groupe électrogène peut être dimensionné pour servir la charge de manière optimale tout en chargeant la batterie, jusqu'à atteindre un SOC maximale.
- Aucune commutation entre les différentes sources d'énergie n'est nécessaire, ce qui simplifie le schéma électrique.
- La charge peut être alimentée directement sans commutation ce qui limite le temps d'interruption d'alimentation lors du démarrage du générateur diesel.

1.3.1.2. Les inconvénients

- L'onduleur ne peut pas fonctionner en parallèle avec le générateur diesel, par conséquent, il doit être dimensionné à base de la charge maximale en tenant en compte une marge de sécurité de plus.
- Le banc de batteries est soumis à des cycles fréquents, ce qui raccourcit sa durée de vie.
- L'efficacité globale du système est relativement faible grâce à la conversion de la puissance produite deux fois avant de la servir à la charge.

- En cas de défaillance de l'onduleur, il en résulte une perte complète de la puissance d'alimentation.

I.3.2. La configuration commutée

Malgré ses limitations opérationnelles, la configuration commutée reste l'une des installations les plus courantes dans certains pays en voie de développement [43]. Le principal avantage par rapport au système en série est que la charge peut être alimentée directement par le groupe électrogène diesel grâce un commutateur comme le montre la Figure I-3.

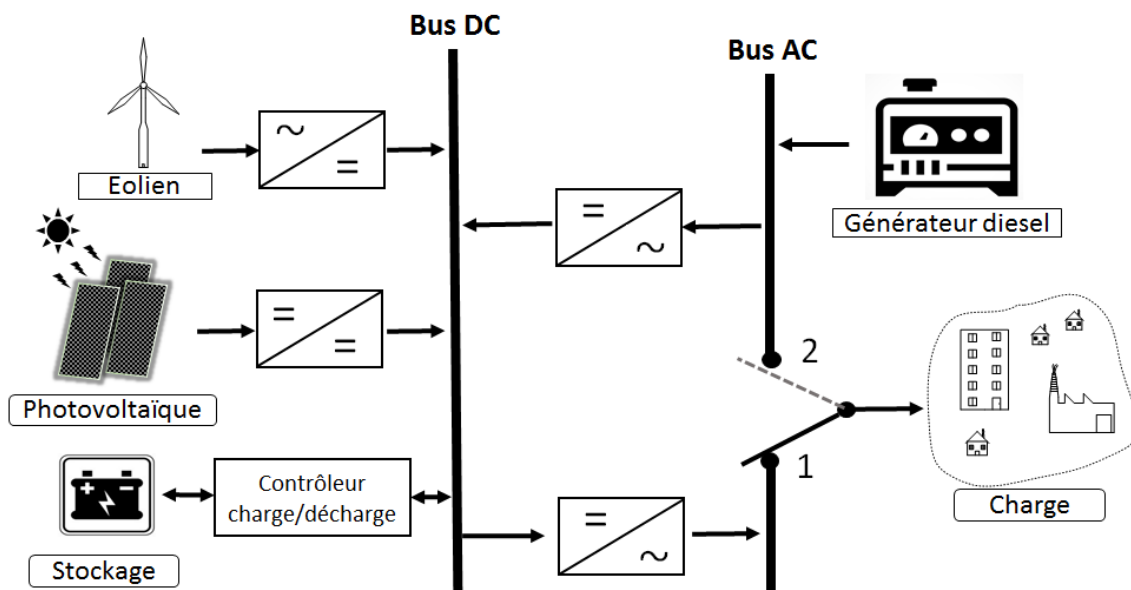


Figure I-3 - La configuration commutée du système hybride.

En outre, le générateur diesel et les SERs sont tous connectés au bus DC et peuvent charger les batteries via un contrôleur de charge/décharge, ce qui se traduit par un rendement de conversion global plus élevé. Généralement, la puissance du groupe électrogène diesel dépasse la demande de charge, l'excès d'énergie étant utilisé pour recharger le banc de batteries [45]. Pendant les périodes de faible demande en électricité, le groupe électrogène diesel est mis à l'arrêt et la charge est assurée par les SERs en même temps que l'énergie stockée [44]. Les systèmes hybrides commutés peuvent fonctionner en mode manuel bien qu'il soit hautement souhaitable d'inclure un contrôleur automatique pour éviter les coupures d'électricité lors du changement vers le groupe électrogène.

1.3.2.1. Les avantages

- Le groupe électrogène diesel peut directement alimenter la charge, ce qui améliore l'efficacité et le rendement du système.
- Le générateur diesel consomme moins de carburant car il n'y a pas de pertes dues à la conversion DC/AC.

1.3.2.2. Les inconvénients

- L'alimentation de la charge est momentanément interrompue lorsque les sources d'alimentation en AC sont transférées ou pendant la commutation, en particulier si elle fonctionne manuellement.
- Le groupe électrogène diesel et l'onduleur sont généralement dimensionnés à base de la charge de pointe, ce qui réduit leur efficacité en fonctionnement à charge partielle.
- Un schéma électrique plus complexe en comparaison avec d'autres configurations.

1.3.3. La configuration en parallèle

Le système hybride parallèle peut être classé à base de leurs couplages DC et AC comme le montre la Figure I-4 (A,B). Dans les deux schémas, un onduleur bidirectionnel est utilisé pour établir le lien et la gestion d'énergie entre les batteries et le bus AC [9]. L'onduleur bidirectionnel peut charger le banc de batteries (fonctionnement de redresseur) lorsqu'un surplus d'énergie est fourni par le générateur diesel ou par les sources renouvelables, ainsi il agit en tant que convertisseur DC / AC (fonctionnement d'inverseur).

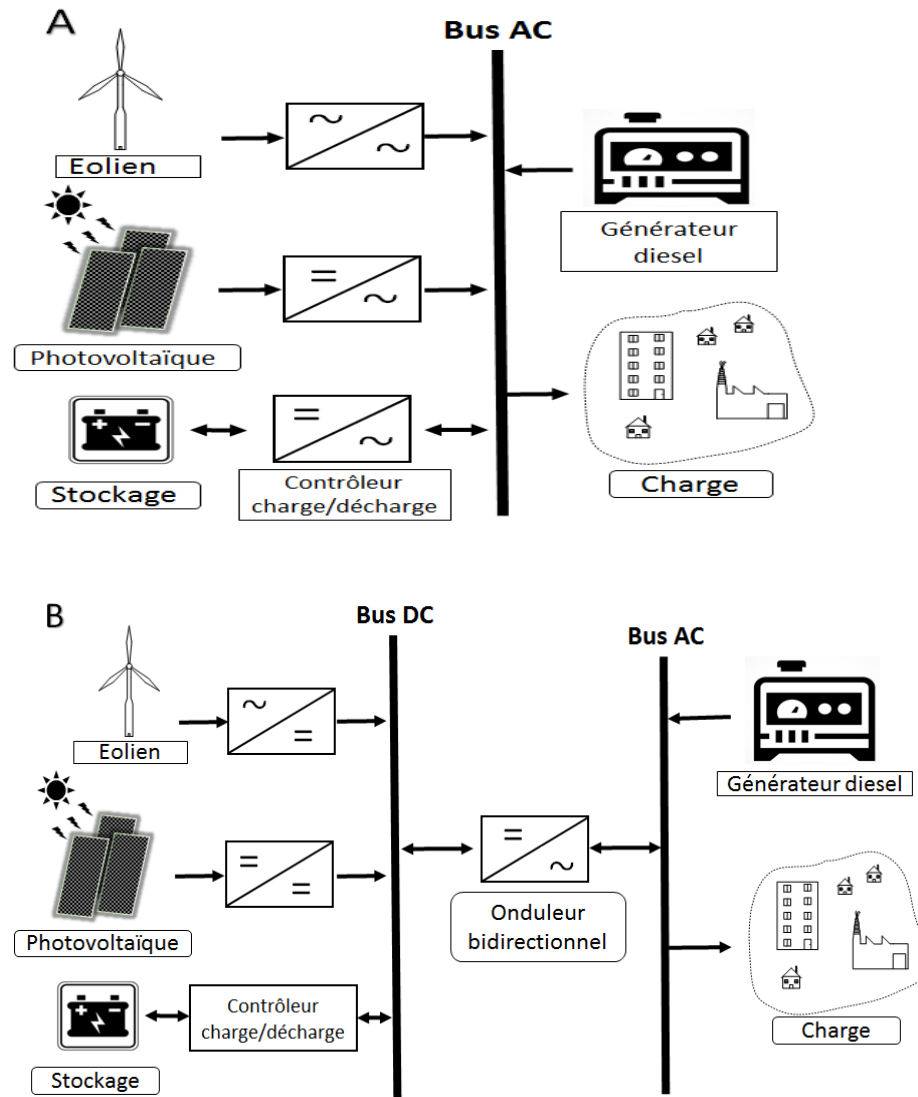


Figure I-4 - La configuration parallèle d'un système hybride.

Parmi ces configurations, la connexion couplée au bus DC, illustrée par la Figure I-4 (B), est devenue populaire parmi de nombreux chercheurs en raison de la facilité d'intégration et de l'absence de problèmes de qualité d'alimentation, tels que les harmoniques et la puissance réactive. Les coupures d'électricité en cas de défaillance de l'onduleur principal est un inconvénient majeur de cette configuration [9]. Pour résoudre ce problème, plusieurs onduleurs peuvent être connectés en parallèle avec l'onduleur principal et un mécanisme d'accommodation des défauts peut être utilisé. Cependant, ces solutions augmentent les coûts, la complexité, le poids et le volume.

Le système couplé au bus AC, illustré à la Figure I-4 (A), constitue une meilleure solution dans laquelle toutes les sources sont connectées à un bus AC par l'intermédiaire de convertisseurs électroniques de puissance. Même s'il y a un défaut dans un onduleur, les autres

sources peuvent continuer à alimenter la totalité ou une partie de la charge. Néanmoins, la nécessité pour la synchronisation et les problèmes de qualité de puissance inhérents, tel que les harmoniques et la puissance réactive, sont les principaux inconvénients de cette structure.

1.3.3.1. Les avantages

- La charge du système peut être satisfaite de manière optimale parce que tous les composants du système peuvent alimenter le consommateur en même temps.
- Une réduction des capacités nominales du groupe électrogène diesel, du groupe de batteries, de l'onduleur et des ressources renouvelables est possible, tout en respectant les pics de charge.
- Une avarie de l'onduleur ne provoque pas une interruption totale de l'alimentation parce que le générateur diesel peut rester en fonctionnement.

1.3.3.2. Les inconvénients

- Le contrôle automatique et le développement d'une stratégie de gestion d'énergie sont essentiels pour le bon fonctionnement du système.
- Les batteries se caractérisent par une durée de vie limitée et doit être changer au moins 2 fois durant la durée de vie du projet.
- L'onduleur doit avoir une sortie sinusoïdale avec possibilité de se synchroniser avec une source AC secondaire (réseau électrique).
- Le fonctionnement et la mise en marche du système nécessitent des personnels qualifiés.

En général, la configuration en parallèle offre un certain nombre d'avantages potentiels par rapport aux autres configurations de système. Ces avantages ne peuvent être atteints que si le fonctionnement interactif de chaque composant est contrôlé par un système de gestion d'énergie intelligent. Par contre, il n'existe pas une structure qui répond à tous les besoins ou les problèmes ainsi, la combinaison et l'architecture les plus appropriées doivent être choisies à base de l'application et la localisation géographique [43].

1.4. Gestion d'énergie d'un système hybride

L'intégration de plusieurs sources d'énergie renouvelables dans un système multi-sources rend le contrôle et la supervision de la distribution d'énergie une tâche très complexe.

L'interaction dynamique entre les sources d'énergie renouvelables et la demande de charge peut entraîner des problèmes critiques de stabilité et de qualité de l'énergie, qui ne sont pas très courants dans les systèmes électriques conventionnels, ce qui nécessite l'utilisation d'une stratégie de gestion d'énergie entre la partie de production d'énergie et la partie consommation [46].

Le contrôle adéquat des systèmes énergétiques hybrides multi-sources avec stockage (fonctionnant comme des micro-réseaux) est indispensable pour atteindre la fiabilité et l'efficacité du fonctionnement les plus élevées du système [47]. Généralement, une stratégie de gestion de l'énergie doit déterminer et affecter la répartition de la puissance de sortie de chaque source d'énergie tout en maintenant sa tension et sa fréquence de sortie au niveau souhaité de la demande de charge électrique. Les nombreux rôles de stratégie de gestion d'énergie dans un système hybride autonome visent à assurer la continuité de l'approvisionnement de consommateurs dans toutes les conditions, à garantir l'utilisation maximale des sources renouvelables (augmente le pourcentage de contribution des sources renouvelable si le système hybride contient une source conventionnelle par exemple le groupe électrogène), à protéger les composants d'être endommagé en raison d'une surcharge et d'augmenter la stabilité du système d'alimentation. Les architectures de contrôle et de supervision de ces systèmes peuvent être classées en trois catégories ; contrôle centralisés, distribués et hybrides [48]. Une brève description de chaque contrôle sera présentée dans les sous-sections suivantes.

I.4.1. Contrôle centralisé

Dans une commande centralisée, les signaux de mesure de toutes les parties du système (production et charge) sont connectés à un contrôleur centralisé, comme il est illustré dans la Figure I-5. Ce contrôleur centralisé agit en tant que superviseur d'énergie et prend des décisions sur les actions de contrôle sur la base de tous les signaux mesurés et d'un ensemble de contraintes et d'objectifs prédéterminés. Il priorise et gère l'utilisation de l'énergie parmi les différentes sources d'énergie du système hybride. Les signaux de commande sont ensuite envoyés aux sources d'énergie correspondantes via un contrôleur local pour produire une puissance appropriée. L'avantage de cette structure de contrôle est que la stratégie de gestion d'énergie multi-objective (réduire le coût de fonctionnement, mitigation des émissions de gaz à effet de serre...etc.) peut être réalisée par une optimisation globale basée sur toutes les informations disponibles. Cependant, Ce schéma de contrôle souffre du temps de calcul très

important et la défaillance d'un seul point qui provoque l'arrêt complet du système (en Anglais : single-point failure).

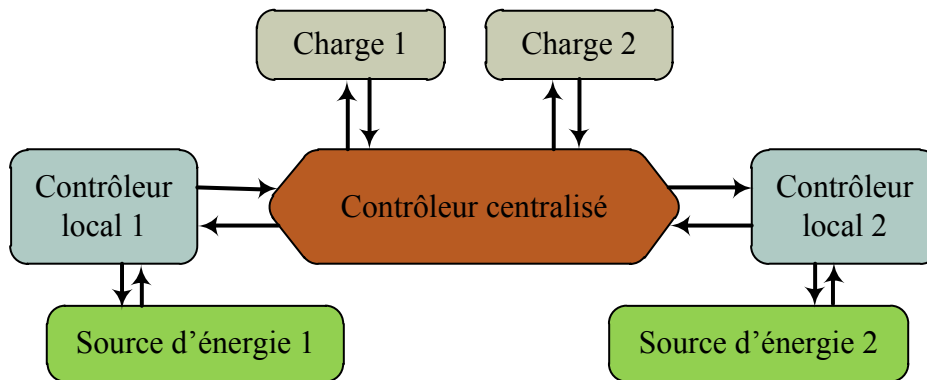


Figure I-5 – Stratégie de gestion d'énergie centralisée.

I.4.2. Contrôle distribué

Dans un schéma de contrôle entièrement distribué, les signaux de mesure de sources d'énergie du système hybride sont envoyés à leur contrôleur local correspondant, comme il est indiqué dans la Figure I-6. Les contrôleurs locaux communiquent entre eux pour prendre des décisions de fonctionnement du système. Un avantage de ce schéma est la facilité de fonctionnement «plug and play». Avec cette structure de contrôle, le temps de calcul de chaque contrôleur est considérablement réduit et il n'y a pas de problème de défaillance single-point failure. Son inconvénient est la complexité de son système de communication (plusieurs câblages). Des algorithmes intelligents, tel que la logique floue [49], les réseaux de neurones, l'algorithme génétique [50], sont des approches potentielles pour optimiser la gestion d'énergie dans un tel schéma de contrôle.

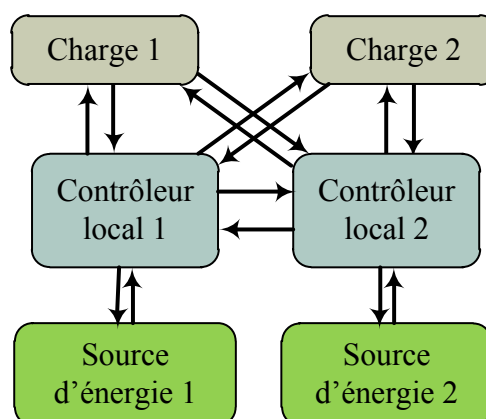


Figure I-6 – Stratégie de gestion d'énergie distribuée.

I.4.3. Contrôle hybride centralisé et distribué

Un schéma plus pratique est le contrôle hybride qui combine les schémas de contrôle centralisé et distribué, comme l'indique la Figure I-7. Les sources d'énergie sont regroupées dans un micro-réseau ; le contrôle centralisé est utilisé au sein de chaque groupe, tandis que le contrôle distribué est appliqué à un ensemble de groupes. Avec un tel système de gestion de l'énergie hybride, l'optimisation locale est obtenue via un contrôle centralisé au sein de chaque groupe, tandis que la coordination globale entre les différents groupes est assurée par un contrôle distribué. De cette façon, le temps de calcul de chaque contrôleur est réduit et les problèmes de défaillance en un seul point qui provoquant l'arrêt du système complet sont atténués.

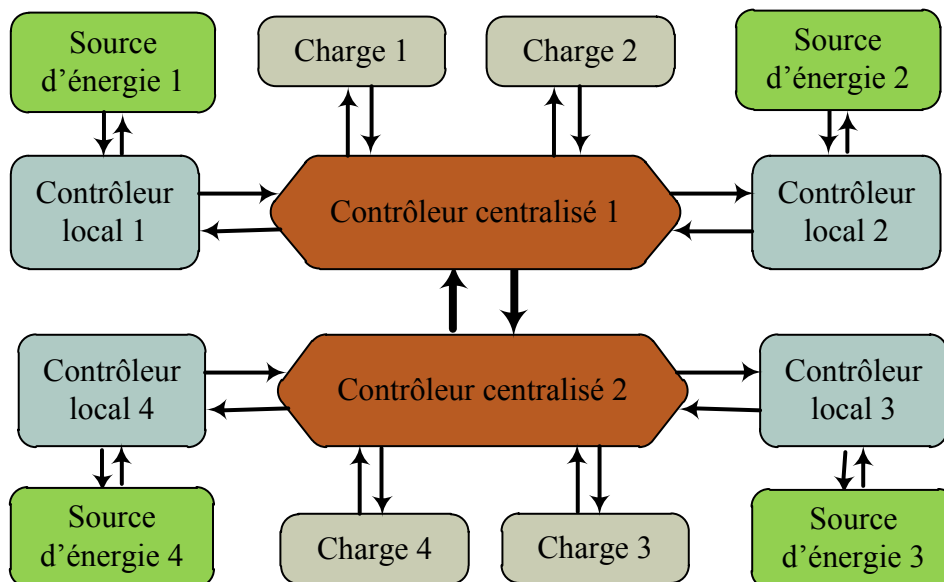


Figure I-7 – Stratégie de gestion d'énergie hybride centralisée et distribuée.

I.5. Méthodes de dimensionnement

Les techniques d'optimisation de dimensionnement des systèmes hybrides peuvent être classées en techniques classiques, techniques modernes et outils logiciels.

Les techniques classiques utilisent des méthodes de construction itératives, numériques, analytiques, probabilistes et graphiques.

Les techniques modernes emploient des méthodes artificielles et hybrides. Ces méthodes peuvent déterminer le dimensionnement optimal du système et obtenir une meilleure convergence et une plus grande précision dans la recherche d'un ensemble de solutions optimales.

La troisième approche d'optimisation du dimensionnement est les logiciels de dimensionnement. Le software le plus utilisé pour l'optimisation du dimensionnement du système hybride autonome est le logiciel HOMER. Les méthodes d'optimisation couramment utilisées sont brièvement décrites ci-dessous.

I.5.1. Les méthodes classiques

Récemment, un nombre limité d'études ont été réalisées en utilisant des méthodes classiques dans l'optimisation du dimensionnement du système hybride autonome [30]. Ces techniques d'optimisation classiques sont expliquées brièvement ci-dessous.

I.5.1.1. Méthode itérative

L'évaluation des performances du système hybride dans une approche itérative est réalisée à l'aide d'un programme récursif ou par des calculs manuels qui se termine lorsque le dimensionnement optimal est trouvé [30]. Généralement, l'ensemble du modèle d'optimisation prend en compte la fiabilité de l'alimentation et le coût du système. La plupart des chercheurs ont pris en compte des paramètres tels que la capacité des panneaux photovoltaïques, la puissance d'éolien et la capacité de la batterie [9]. Concernant le niveau de fiabilité souhaité, la configuration optimale est celle qui a le coût le plus bas parmi tous les ensembles de configurations possibles.

Dans cette méthode, le coût du système est minimisé en faisant varier linéairement les valeurs des paramètres ou par des techniques de programmation linéaire [40]. De plus, l'approche itérative ne permet pas d'optimiser la surface de PV, angle de pente du module PV, surface balayée par l'éolienne, hauteur d'installation de l'éolienne, car ces paramètres ont énormément influencé les coûts du système. Tandis qu'une méthode d'optimisation itérative, la possibilité pour coïncider dans un minimum local est plus élevée [44]. Pour éviter cela, la méthode peut être répétée plusieurs fois avec des conditions initiales choisies au hasard et le meilleur minimum local calculé par la méthode est considéré comme la solution optimale [30]. Cependant, cela augmente considérablement le temps de calcul et ne garantit pas une configuration optimale.

I.5.1.2. Méthode de construction graphique

Dans cette méthode, seules deux variables de décision ont été prises en compte dans l'optimisation, soit la capacité à installer en photovoltaïque et la batterie, ou le photovoltaïque

et l'éolienne. Par exemple, la méthode proposée par Borowy et Salameh [22], deux paramètres (la puissance installée en PV et la capacité de batterie) ont été sélectionnés dans l'optimisation d'un système hybride éolien-PV-BB pour alimenter une charge résidentielle typique dans Massachusetts. La Figure I-8 présente l'illustration graphique proposée par Borowy et al [22], la solution optimale (la pente qui présente le coût minimal du système) peut être obtenu en utilisant cette méthode, avec « b » est le coût de batterie et « a » présente le coût de PV.

Certains facteurs importants tels que le nombre de modules photovoltaïques, la superficie photovoltaïque, l'angle de pente photovoltaïque, la surface balayée par les pales de la turbine et l'altitude de l'éolienne ont été totalement optimisés en utilisant cette méthode [51].

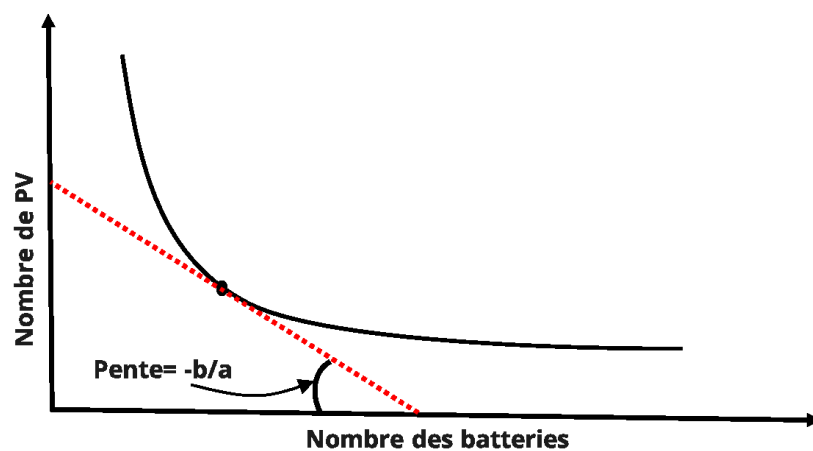


Figure I-8 – Illustration de la méthode de construction graphique proposée par Borowy.

1.5.1.3. Approche probabiliste

Les approches probabilistes examinent l'effet du rayonnement solaire et la variation de la vitesse du vent sur le dimensionnement d'un système hybride. Dans cette approche, des modèles appropriés pour la génération et/ou la demande sont développés (des modèles à base de la convolution, Monte Carlo...) et enfin, un modèle de risque est créé par une combinaison de ces modèles [52]. Cependant, cette technique d'optimisation ne peut pas caractériser les performances de changement dynamique du système hybride. Parmi les travaux de recherches qui ont appliqué cette technique, on peut citer les travaux de Karaki et al [53], [54] Yang et al [55].

1.5.2. Les méthodes artificielles

Récemment, des techniques artificielles ont été adaptées par plusieurs chercheurs pour atteindre le dimensionnement optimal du système hybride autonome [40]. De nombreuses

approches sont rapportées dans la littérature telles que les algorithmes génétiques, la technique d'optimisation des essaims de particules (PSO), l'algorithme des colonies d'abeilles artificielles (ABC) [9]. Ces méthodes méta-heuristiques sont basées sur la copie de processus naturels tels que le déplacement d'essaim de particules, similaire à la méthode d'optimisation par essaims particulaires (PSO) [56]. Ces algorithmes peuvent gérer la variation non linéaire des composants du système hybride et fournir un ensemble de solutions optimales [44]. Par conséquent, ils sont plus flexibles dans le traitement de problèmes d'optimisation complexes et fournissent des résultats plus précis par rapport aux méthodes classiques [30]. La Figure I-9 illustre et explique la structure générale et les principales étapes pour obtenir le dimensionnement optimal du système hybride avec les méthodes artificielles.

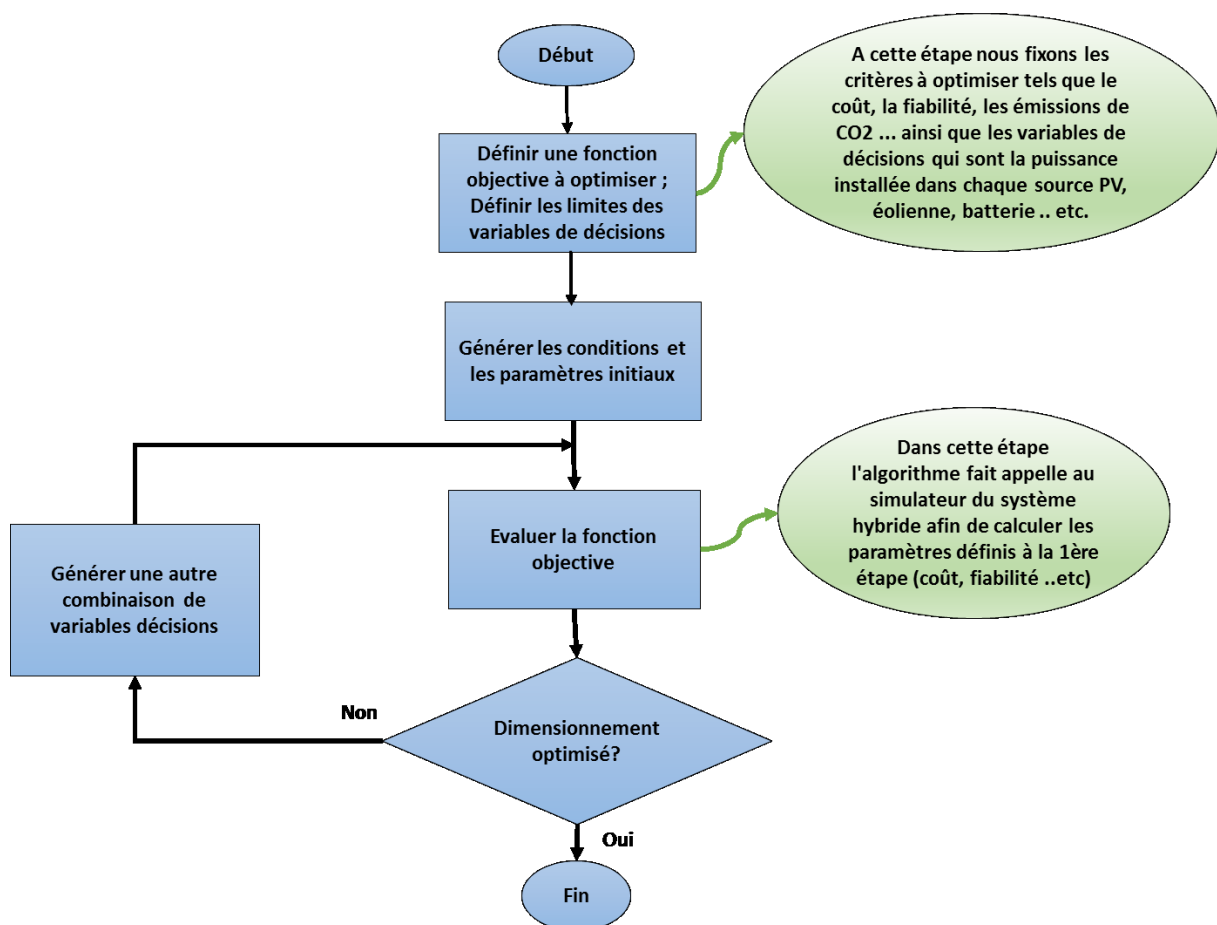


Figure I-9 - Processus général d'exécution suivi dans le dimensionnement optimal des systèmes hybrides basés sur des méthodes artificielles.

I.5.3. Les logiciels de dimensionnement

Les logiciels de simulation sont les outils les plus courants pour évaluer les performances du système d'énergie hybride. En utilisant la simulation, le dimensionnement optimal des composants d'un système hybride peut être déterminé en comparant les

performances techniques et le coût d'énergie (COE) pour différentes configurations du système. Plusieurs outils logiciels sont disponibles tels que ; HOMER, HYBRID2, iHOGA, HYBRIDS, RETSCREEN. Dans ce qui suit, nous présenterons les logiciels les plus utilisés dans l'optimisation de dimensionnement des systèmes d'énergie hybrides.

1.5.3.1. HOMER

HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables) développé par NREL (National Renewable Energy Laboratory) [57]. Il est le logiciel d'optimisation le plus utilisé pour les systèmes hybrides [58]. Il est capable d'optimiser les systèmes hybrides constitués d'un générateur photovoltaïque, des batteries, des éoliennes, des turbines hydrauliques, des générateurs à courant alternatif, les piles à combustible, des électrolyseurs, des réservoirs d'hydrogène, des convertisseurs bidirectionnel, et les chaudières. Les charges peuvent être des charges AC, DC et/ou d'hydrogène, ainsi que des charges thermiques [57]. Ces logiciels peuvent simuler toutes les configurations de système possibles et affichent une liste de systèmes réalisables, triés par le coût de cycle de vie. Donc, on peut aisément trouver le système le moins coûteux et analyser la liste pour enquêter sur d'autres systèmes possibles.

1.5.3.2. HYBRID2

HYBRID2 est un logiciel de simulation de système hybride développé par le Laboratoire Renewable Energy Research Laboratory (RERL) de l'Université du Massachusetts [59]. Les systèmes hybrides qui peuvent être simulés comprennent trois types de charges électriques, plusieurs éoliennes de types différents, des générateurs photovoltaïques, plusieurs générateurs diesel, une batterie de stockage et quatre types de dispositifs de conversion de puissance. Un outil d'analyse économique est également inclus ; il calcule la valeur économique du projet en utilisant de nombreux paramètres économiques et de performance. La simulation est très précise car elle permet de définir des intervalles de temps de 10 min à 1 h [58]. Il peut être téléchargé et utilisé gratuitement à partir de cette référence [59].

1.5.3.3. iHOGA

iHOGA (improved Hybrid Optimization by Genetic Algorithms) est un programme d'optimisation pour les systèmes d'énergie renouvelables multi-sources développé par le département de Génie Electrique de l'université de Saragosse (Espagne) en environnement C++ [60]. Il permet d'optimiser les systèmes hybrides composés d'un générateur photovoltaïque, de batteries, d'éoliennes, de turbines hydrauliques, de générateurs alternatifs, de piles à

combustible, d'un électrolyseur, d'un réservoir d'hydrogène, d'un redresseur et d'un onduleur. L'optimisation est réalisée au moyen de l'algorithme génétique et peut être mono-objective ou multi-objective. Les charges peuvent être des charges à AC, DC et / ou d'hydrogène. La simulation est effectuée à des intervalles d'une heure jusqu'à 1 minute, durant lesquels tous les paramètres sont restés constants.

I.6. Les critères d'évaluation d'un système hybride

Il existe divers indicateurs rapportés dans la littérature pour évaluer les systèmes hybrides à base d'énergie renouvelable. Ces indicateurs peuvent être classés en quatre catégories, à savoir : évaluations économiques, de fiabilités, environnementales et sociales. Ces paramètres évaluent la disponibilité et la faisabilité de système hybride pour aider à la conception et à la construction d'une solution optimale pour une application donnée. L'évaluation économique est un facteur essentiel dans la détermination du minimum montant souhaitable, de l'entretien, du remplacement et de tout autre coût futur de ces systèmes. L'évaluation de la fiabilité évalue la capacité du système hybride à assurer la cohésion afin de satisfaire la demande de charge. L'évaluation environnementale sert à estimer la quantité de CO₂ et d'autres émissions nocives produites par le système au cours d'une période de temps donnée (au cours de fonctionnement au bien dans la phase de fabrication des composants du système). L'évaluation sociale évalue la capacité de système hybride pour produire de l'énergie dans le but d'augmenter l'indice du développement humain (IDH). De plus, il évalue l'acceptation sociale des installations de système hybride et la création d'emplois.

I.6.1. Les données de la charge électrique

Etant donné que la plupart des systèmes multi-sources autonomes sont utilisés dans des zones isolées et rurales, les données de profil de charge ne sont pas disponibles dans de nombreux cas [9]. Non seulement le potentiel énergétique du site (rayonnement solaire et vitesse du vent), mais également le profil de charge affecte les résultats d'optimisation [30]. De maintes études ont été menées sur l'estimation du profil de charge à l'aide de différentes méthodes d'estimation et de prévision [30].

Le profil de demande de charge électrique annuelle est l'une des données nécessaires à l'optimisation du dimensionnement d'un système hybride [9]. Cependant, il est difficile de trouver et aussi compliqué d'analyser la demande d'une charge réelle avec toutes les

fluctuations instantanées, donc de moyennes horaires ou des profils de consommation typique (Figure I-10), sont généralement utilisées à l'optimisation de dimensionnement [44].

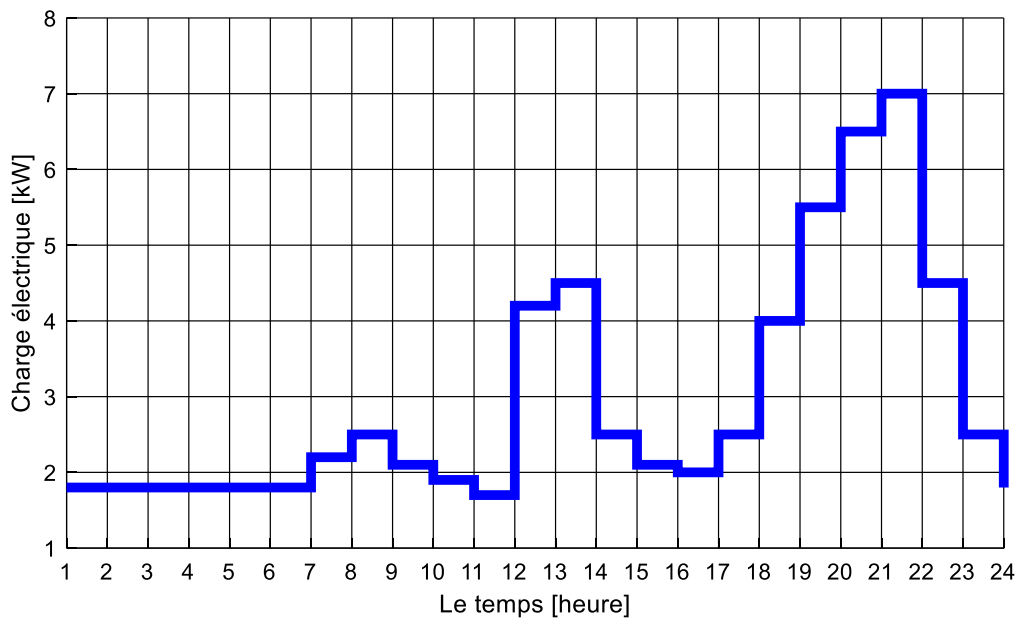


Figure I-10 – Profil de charge typique d'un habitat résidentiel en Algérie [34].

I.6.2. Les paramètres d'évaluation économique

Lors de l'évaluation économique du système hybride pour optimiser le dimensionnement, les critères suivants sont pris en compte dans le calcul du coût du système :

- Coûts d'acquisition de composants de systèmes hybrides tels que éolienne, panneaux photovoltaïques, batteries, etc.
- Coûts d'exploitation et de maintenance des composants pendant toute la durée de vie du système.
- Coûts de remplacement des composants du système au cours de sa durée de vie si la durée de vie du composant est inférieure à celle du projet.

Les différents indices économiques utilisés pour l'évaluation économique des systèmes d'énergie hybride sont présentés dans les sous-sections suivantes.

I.6.2.1. Coût actuel net (Net present cost NPC)

Le coût actuel net (Net Present Cost) NPC des composants du système x comprend le coût d'acquisition, le coût de remplacement et également le coût d'exploitation et d'entretien, le

coût d'installation et le coût du carburant (si le système contient des générateurs diesel) pendant la durée de vie du système [21]. Il est calculé comme suit :

$$NPC = \sum_{x=1}^n (IC_x + RC_x + MC_x - C_{slv_x}) \quad (1.1)$$

Avec :

- x est les composants du système hybride comme générateur PV, éoliennes... etc.
Pour tout appareil, le coût initial (IC_x) peut être calculé comme suit :

$$IC_x = P_{cp} \times C_{cp} \quad (1.2)$$

- P_{cp} [kW] est la puissance installée pour chaque composant ;
- C_{cp} est le coût d'acquisition [€/ kW] qui comprend le coût d'achat, les dépenses civiles, de construction, de fourniture d'équipement mécanique et d'installation.

Étant donné que certains composants comme la batterie ont une durée de vie courte par rapport à la durée de vie d'un projet, il est donc nécessaire de les remplacer [56]. Par conséquent, le coût de remplacement RC_x d'un composant x est inclus dans le calcul et sa valeur est calculée sur la base de l'équation suivante :

$$RC_x = P_{cp} \sum_{j=1}^{N_{rep}} C_{cp}^R \times \frac{1}{(1+i)^{CLFT \times j}} \quad (1.3)$$

Avec :

- C_{cp}^R est le coût en capital d'un composant au moment du remplacement ;
- N_{rep} est le nombre de remplacements pendant la durée de vie du projet ;
- CLFT est la durée de vie du composant ;
- i est le taux d'intérêt réel.

Concernant le coût de maintenance et d'exploitation MC_x d'un composant x, est calculé par l'équation suivant :

$$MC_x = P_{cp} \sum_{z=1}^{PLFT} C_{cp}^{o\&m} \times \frac{1}{(1+i)^z} \quad (1.4)$$

Avec :

- $C_{cp}^{o\&m}$ est composé de coûts fixes et variables liés à l'entretien et à l'exploitation de la composante ;
- PLFT est la durée de vie du projet qui égale généralement à la durée de la vie des panneaux PV ou les turbines éoliennes [56].

$$C_{slv_x} = C_{cp}^R \times \frac{CR_{rem}}{CLFT} \left(\frac{1}{(1+i)^{PLFT}} \right) \quad (1.5)$$

Où :

- CR_{rem} est la durée de vie restante du composant à la fin de la durée de vie du projet, et elle est calculée comme suit :

$$CR_{rem} = CLFT - [PLFT - LFTC_{rep}] \quad (1.6)$$

$$LFTC_{rep} = CLFL \times \text{integer} \left[\frac{PLFT}{CLFT} \right] \quad (1.7)$$

Dans laquelle :

- $LFTC_{rep}$ est la durée de vie totale d'un composant remplacé plusieurs fois.

1.6.2.2. Coût total annualisé (TAC)

Le coût total annualisé (TAC) est le coût à la présente valeur net multiplié par un facteur de recouvrement du capital (Capital Recovery Factor) et il est calculé par l'équation suivant [32], [61]:

$$TAC = NPC \times \frac{i(1+i)^{PLFT}}{(1+i)^{PLFT} - 1} \quad (1.8)$$

Ce paramètre a été utilisé par Ahmed Fathy [32], pour évaluer économiquement le dimensionnement d'un système hybride éolien-PV avec stockage par une pile à combustible (Fuel cells). Une autre étude menée par Zhao et al [61] a employé le coût total annualisé pour optimiser le dimensionnement d'un système hybride éolien-PV-diesel-batterie.

1.6.2.3. Coût d'électricité (Cost of electricity COE)

Le coût d'électricité ou bien le coût de revient de l'énergie (COE) est un indice économique qui nous donne une évaluation claire concernant la rentabilité du système hybride étudié. Il est le paramètre le plus utilisé par les chercheurs pour évaluer le dimensionnement d'un système hybride de point de vue économique [62], [63], [64]. Il est calculé par la relation suivante :

$$COE = \frac{TAC}{\sum_{t=1}^{8760} P_{ch}} \quad (1.9)$$

Avec :

- P_{ch} [kWh] est le profil de charge annuel. TAC est le coût total annualisé qui peut être calculé comme il est expliqué dans la sous-section précédente.

1.6.2.4. Coût d'énergie actualisé (Levelized cost of energy LCOE)

Le coût de l'énergie actualisé (Levelized cost of energy LCOE) est la somme de tout le coût d'un système pendant sa durée de vie divisé sur la somme d'énergie produite au long de la durée de vie de projet [65], [66].

$$LCOE = \frac{\sum_{x=1}^n (CRF \times IC_x) + RC_x + MC_x}{\sum_{t=1}^{PLFT} P_{ch}} \quad (1.10)$$

Avec :

- CRF est le facteur de recouvrement du capital ;
- IC_x , RC_x et MC_x sont le coût d'acquisition, le coût de remplacement et le coût de fonctionnement et de maintenance, respectivement ;
- PLFT est la durée de vie du projet en heure.

1.6.3. Les paramètres de fiabilité

La fiabilité d'un système d'alimentation en électricité à base des énergies renouvelables est la capacité de ce système à assurer l'approvisionnement en énergie électrique aux charges/consommateurs de manière adéquate et sécurisée. Le rayonnement solaire et la vitesse du vent dépendent des conditions climatiques du site choisi, l'ombre des nuages, l'inclinaison du panneau photovoltaïque ainsi que la température ambiante influencent la production

d'énergie du système photovoltaïque, en ajoutant également la fluctuation de la vitesse du vent tout au long de la journée rend la production d'énergie du système hybride instable. C'est pour cette raison que l'analyse de fiabilité est considérée comme une étape importante dans tout processus de dimensionnement d'un système hybride. Les paramètres de fiabilité les plus utilisés dans de nombreux travaux de recherches sont brièvement décrits ci-dessous.

1.6.3.1. La probabilité de perte de charge (Loss of load expectation LOLE)

LOLE est une mesure probabiliste qui indique l'insuffisance du système de production à répondre à la demande de charge électrique, en raison d'un manque d'alimentation à un instant donné, en excluant les coupures dues aux pannes des composants ou du temps de maintenance. LOLE [heure/an] représente le nombre d'heures prévu dans période de temps en général une année, lorsque la charge dépasse la capacité de production électrique existante [67].

$$LOLE = \sum_{t=i}^T \sum_{i \in S} P_i \times N_i \quad (1.11)$$

Avec :

- S est la perte totale des états de charge du système ;
- P_i est la probabilité que le système rencontrant l'état i et N_i est le temps (heures) d'une charge supérieure à la capacité de production ;
- T est généralement pris comme le temps annuel en heures 8760 h.

1.6.3.2. La probabilité de perte de l'énergie (Loss of energy expectation LOEE)

La probabilité de perte de l'énergie (LOEE) [kWh] représente la valeur prévue de l'énergie qui n'a pas été assurée par le système de production. Cela se produit lorsque la capacité de production électrique existante ne peut pas répondre à la demande de charge [44]. Elle est calculée à base de l'équation suivante :

$$LOEE = \sum_{t=i}^T \sum_{i \in S} P_i \times LOE_i \quad (1.12)$$

Avec :

- S est la totalité des états de pertes d'énergie du système ;

- P_i est la probabilité que le système rencontre l'état i ;
- LOE_i est la quantité de perte d'énergie (kWh) lorsque le système n'a pas pu fournir l'énergie attendue au pas de temps t .

1.6.3.3. La probabilité d'insatisfaction de la demande (Loss of power supply probability LPSP)

La probabilité d'insatisfaction de la demande (LPSP) [%] est la probabilité d'une alimentation électrique insuffisante qui se produit lorsque le système hybride n'est pas en mesure de satisfaire la demande de charge. Cet indice de fiabilité peut être utilisé comme un paramètre clé dans le dimensionnement d'un système hybride éolien-PV avec stockage [40]. Il est calculé en utilisant l'équation suivante :

$$LPSP = \frac{LOEE}{\sum_{t=1}^T P_{ch}} \quad (1.13)$$

Avec :

- P_{ch} (kWh) est la demande de charge (kWh) à pas de temps t ;
- T généralement est le nombre d'heure d'une année (8760).

1.6.4. Les paramètres d'analyse écologique

L'évaluation des impacts environnementaux associés à la durée de vie de tout produit est essentielle pour mesurer les impacts potentiels de sa production, de son utilisation et de son élimination ultérieure. Ce processus, lorsqu'il envisage une énergie renouvelable, permet d'évaluer écologiquement son potentiel d'atténuation du changement climatique. Dans de nombreux articles de recherche, la quantité totale d'émissions de CO_2 en Kg équivalents produites par le système est appliquée pour évaluer l'impact environnemental du système hybride [68], [69], [70]. La plupart de ces travaux ont étudié le système hybride avec un générateur diesel. Un autre paramètre est moins utilisé dans le même but appelé l'énergie incarnée (Embodied Energy), qui peut être défini comme l'énergie requise par toutes les activités associées au processus de production de chaque composant du système hybride [30].

I.6.5. Les paramètres d'aspect social

Parmi les indices le plus utilisés par les chercheurs pour évaluer l'impact social d'un système hybride est l'indice de développement humain (IDH) [71]. L'IDH est un indicateur de développement national qui prend en compte l'espérance de vie à la naissance, les années de scolarité attendues et le revenu national brut par habitant [9]. Cela dépend de la consommation d'électricité, donc l'énergie supplémentaire qui peut être fournie par le système hybride peut améliorer l'indice HDI.

Nous pouvons également mentionner le paramètre de création d'emplois (Job Creation), qui désigne les emplois créés de fabrication, d'installation et d'exploitation et d'entretien des composants du système hybride. Le nombre d'emplois créés par un système hybride dépend de la combinaison de composants, donc plus d'emplois créés de meilleures combinaisons de systèmes hybrides [71].

I.7. Conclusion et objectif de recherche

Dans ce chapitre nous avons présenté les différentes configurations des systèmes hybrides, les méthodes de dimensionnement le plus utilisé en littérature et les critères principaux d'évaluation de ces systèmes, de point de vue technico-économique, écologique et social. Cela nous a permis de bien situer nos travaux de recherches.

D'après notre analyse de différents travaux de recherches, nous avons remarqué que la plupart des chercheurs ont utilisé des données horaires de paramètres pertinents couvrant généralement un an. En outre dans ces travaux, l'optimisation de dimensionnement est effectuée à base de méthodes méta-heuristiques comme l'algorithme génétique (GA), l'optimisation de l'essaim de particules (PSO), des outils logiciels ou une analyse à base des scénarios. Souvent, le problème d'optimisation de dimensionnement est multi-objectif, y compris des critères tels que la fiabilité, le coût de l'énergie, la réduction de la consommation de carburant (dans le cas d'un générateur diesel). La charge la plus courante utilisée dans ces études est une charge résidentielle. Néanmoins, plusieurs études portent sur des profils de consommations électriques particulières, tels que le profil de consommation d'une cimenterie, d'une station de radio et d'une île.

Le but de cette recherche est d'expertiser et perfectionner un système hybride éolien-PV avec stockage à travers l'optimisation de son dimensionnement sur un site national. Plus précisément, les objectifs de cette thèse ont été résumés dans les points suivants :

- acquérir les données nécessaires et évaluer le potentiel énergétique renouvelable sur un site national ;
- souligner le rôle de la modélisation des systèmes énergétiques et mettre en évidence les problèmes de base des systèmes énergétiques multi sources qui peuvent être abordés par le développement de modèles ;
- identifier les paramètres qui déterminent le dimensionnement de chaque composant de système hybride et, en particulier, chaque composant en tant que partie d'un système complet ;
- modéliser, simuler et optimiser le dimensionnement d'un système hybride éolien/photovoltaïque avec stockage sur un site national ;
- établir une comparaison détaillée entre deux systèmes hybrides éolien-PV, le premier est raccordé aux batteries et le deuxième est connecté à une station de transfert d'énergie par pompage (STEP) ;
- proposer une nouvelle gestion d'énergie qui permet de minimiser le coût d'énergie, améliorer la fiabilité et favoriser l'intégration des énergies renouvelables dans le secteur de production d'énergie électrique.

Enfin, nos travaux de thèse contribuent à l'expertise et au perfectionnement d'un système énergétique multi-sources avec stockage sur un site national. L'ensemble de ces objectifs facilitent l'intégration et la gestion des sources renouvelables dans notre pays et soutiennent la démarche algérienne de la production d'énergie électrique sans avoir recours aux énergies pétrolières ce qui induit une durabilité de l'économie nationale.

**II. CHAPITRE 2
MODELISATION ET
SIMULATION DU SYSTEME
HYBRIDE**

II.1. Introduction

Les systèmes d'énergie éolienne et photovoltaïque sont les sources les plus utilisées d'énergie renouvelables dans de nombreuses applications (grande échelle : centrale électrique connectée au réseau, petite échelle : alimentation des sites isolés). La puissance générée par ces systèmes dépend fortement de la vitesse du vent, de l'irradiation solaire et de la température. Souvent, la nature de ces facteurs météorologiques est complémentaire par exemple ; l'irradiation solaire est disponible pendant la journée, par contre la vitesse du vent est élevée la nuit par rapport à la journée [72]. Pour cette raison, une combinaison entre les systèmes d'énergie éolienne et photovoltaïque peut augmenter la fiabilité et l'efficacité globales du système et réduire la capacité du système de stockage requis, ce qui peut se traduire par une réduction considérable du coût de l'énergie produite [37].

Dans cette étude, nous allons comparer la coordination d'un système hybride éolien-PV avec deux types de stockages différents, à savoir le banc de batteries et la station de transfert d'énergie pompée (STEP), et sur la base de cette comparaison, la meilleure solution sera sélectionnée et étudiée dans ce travail. Pour mener une telle étude, la modélisation et la simulation du système est une étape très importante avant d'optimiser son dimensionnement.

Les principaux composants du système étudié comprennent des générateurs photovoltaïques et éoliennes, deux sous-systèmes de stockage d'énergie (stockage pompé avec deux réservoirs, conduites forcées, pompes et turbines à eau et le deuxième type de stockage est le banc des batteries), un utilisateur final (consommateur électrique) et un poste de commande. L'ensemble du système est régulé par le centre de contrôle, qui est un élément essentiel du système global de gestion de distribution d'énergie entre la production et la charge. Tout cela sera présenté minutieusement dans ce chapitre.

II.2. La sélection du site et les données requises

L'Algérie possède un potentiel d'énergie solaire et éolien important, mais son secteur de production d'énergie électrique fonctionne à 90% par des sources fossiles et surtout l'utilisation du gaz naturel [6]. Cela peut être expliqué par les problèmes liés à l'emploi des SERs tels que la variabilité, l'intermittence de ces ressources et le coût d'investissement élevé [36]. Pour un développement durable, il est indispensable de lever les difficultés liées à l'intégration des énergies propres dans le secteur de la production d'électricité. Par conséquent,

le but de ce travail de recherche est d'expertiser des systèmes énergétiques complexes incorporant des sources renouvelables à savoir l'énergie éolienne et photovoltaïque avec un stockage sur un site national. Toutefois, un système hybride éolien-PV peut être connecté avec une variété de technologies de stockage telles que ; banc de batteries [30], batterie avec supercondensateurs [73], piles à combustibles [32] et station de transfert d'énergie par pompage (STEP) [74]. Ces systèmes de stockages se caractérisent par différents paramètres tels que ; leurs durée de vie, leurs coûts, leurs rendement et leurs impacts sur l'environnement.

Dans le cas de stockage par STEP, l'énergie excédentaire produite par le système hybride sert à faire fonctionner une pompe pour remplir un réservoir supérieur dont l'eau sera relâchée à travers une turbine à eau vers un réservoir inférieur pour restituer l'énergie en cas de pénurie [66]. Ce système de stockage est peu utilisé par rapport à un stockage par batterie. Néanmoins, une STEP se caractérise par un rendement relativement élevé (jusqu'à 87%) et une longue durée de vie (60 ans), ainsi avec l'évolution de la technologie et l'invention des machines réversibles (pompe/turbine), la STEP est devenue un choix de stockage d'énergie plus attractif pour les îles, les sites isolés qui contiennent un gisement hydroélectrique important et les zones côtières [42].

Dans le cadre de cette contribution, nous nous intéressons à évaluer et élaborer une comparaison détaillée entre deux systèmes hybrides : éolien-PV-batterie et éolien-PV-STEP. Pour cela, il est nécessaire de recueillir les données requises pour l'optimisation et l'évaluation de dimensionnement de ces systèmes hybrides.

Les points suivants résument les données requises pour mener un tel travail :

- Emplacements du site et toutes les coordinations astronomiques et géographiques ;
- Recueillir le profil de consommation de la charge (dans notre cas, on tente d'analyser plusieurs charges électriques obtenues de la société Sonelgaz).
- Consultations commerciale de la disponibilité de la technologie :
 - Les caractéristiques des éoliennes disponibles sur le marché telles que la vitesse du vent de démarrage, V_d ; la vitesse nominale du vent, V_r ; la vitesse de coupure, V_c ; puissance nominale, P_n ; Hauteur du moyeu; efficacité du système mécanique et électrique; et la durée de vie.

- Les caractéristiques des modules photovoltaïques commercialisés telles que l'efficacité du module, la puissance nominale P_{pv} ; la température de fonctionnement nominale et la durée de vie.
 - Les batteries disponibles telles que la capacité nominale, la profondeur de décharge, la durée de vie, l'efficacité de charge et de décharge et la tension de fonctionnement.
- Étude préliminaire des paramètres de gisement éolien et solaire :
- Vitesse du vent horaire pour le site sélectionnée (m/s).
 - L'irradiation solaire sur un plan incliné, et la température ambiante pour le site sélectionnée (W/m^2).
- Evaluation des données économiques telles que le prix de chaque composant, son prix de remplacement, son prix de fonctionnement et d'entretien, le coût de la valeur résiduelle (le coût qui peut être récupéré près à la fin de la durée de vie du projet), le taux d'actualisation et la durée de vie du projet.

II.2.1. Présentation du site sélectionné

Tandis que cette recherche étudie un système hybride éolien-PV connecté à la fois à deux technologies de stockage, à savoir : les batteries et la STEP. La problématique dans le système de stockage par STEP est le besoin d'un lieu particulièrement spécifique qui se caractérise par des ressources en eau très importantes, une surface suffisante pour construire deux réservoirs d'eau et une différence d'hauteur entre le réservoir supérieur et le réservoir inférieur.

Après une constatation, nous avons sélectionné un site au niveau de la montagne (dite DJEBEL DISS) située à l'Est de la ville de Mostaganem près de la mer afin d'utiliser cette dernière comme un réservoir inférieur (réduire les coûts de construction), ce site représente aussi, le meilleur emplacement pour la construction d'un réservoir supérieur à une hauteur acceptable.

La Figure II-1 illustre la localisation géographique du lieu choisi située à proximité de l'Université de Mostaganem (Rectorat). Pour calculer l'altitude et l'espace disponible sur ce site nous avons utilisé l'outil Geocontext-profiler [75]. Cet outil en ligne permet de calculer la variation d'altitude en fonction de la distance entre deux points A et B comme il est indiqué

dans la Figure II-1. Cette figure montre qu'il est faisable de construire un réservoir supérieur à 380 mètres d'hauteur de la mer avec une surface importante.

Les données géographiques du lieu sont présentées dans le tableau suivant :

Tableau II-1 – Les coordonnées géographiques du site sélectionné.

Spécification	Valeur
Altitude	380 mètre
Latitude	35° Nord
Longitude	0.12°Est
Albédo	0.2

Concernant les données d'irradiation solaire et la vitesse du vent sont collectées des sites : [76] et [77] respectivement. Néanmoins, ces données ne peuvent pas être utilisées directement et doivent être analysées. Nous présentons cette analyse dans les sous-sections suivantes.

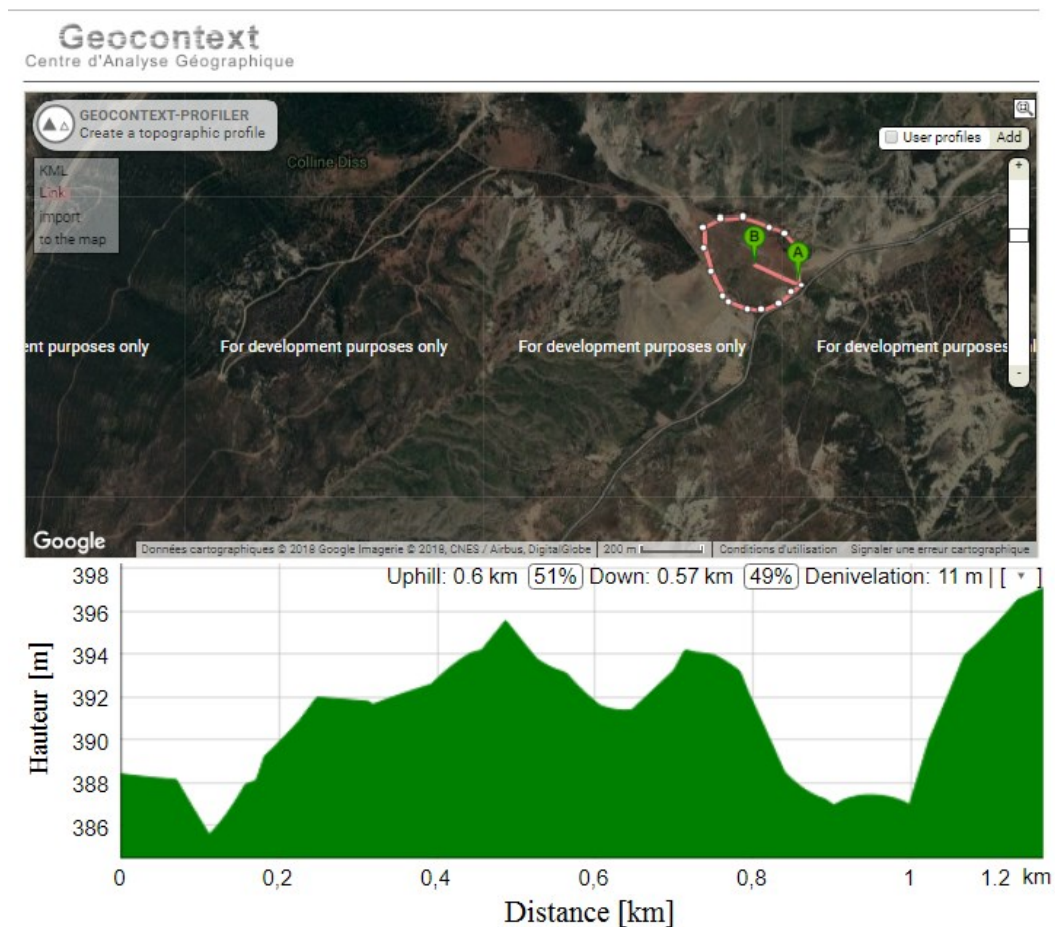


Figure II-1 – Situation géographique du site sélectionné.

II.2.2. Analyse des données météorologiques

II.2.2.1. Estimation d'irradiation solaire sur un plan incliné

Le module PV peut être placé dans une orientation et un angle d'inclinaison optimal pour capturer le maximum du rayonnement solaire, mais la plupart des données de rayonnement solaire ne sont disponibles que sur un plan horizontal [78]. Par conséquent, l'estimation du rayonnement solaire total incident sur la surface du module PV est nécessaire. En générale, le rayonnement solaire total sur une surface inclinée est calculé par la sommation des composants de rayonnement direct, diffus et réfléchi sur un plan incliné comme décrit dans l'équation (2.1) [30] :

$$G_{tt} = G_{dt} + G_{df} + G_{re} \quad (2.1)$$

Avec :

- G_{tt} est le rayonnement total sur une plan inclinée ;
- G_{dt} , G_{df} et G_{re} sont le rayonnement direct, diffus et réfléchi sur un plan incliné. Le rayonnement solaire réfléchi G_{re} est négligée dans notre étude [30].

– Le rayonnement direct G_{dt} est calculé comme suit :

$$G_{bt} = G_{bh} \cdot \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (2.2)$$

Avec :

- G_{bh} est l'irradiation directe sur un plan horizontal,
- θ est l'angle d'incidence, qui peut être calculé par l'équation suivant :

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \sin \delta \sin \varnothing \cos \beta' - \sin \delta \cos \varnothing \sin \beta' \cos \gamma' + \cos \delta \cos \varnothing \cos \beta' \cos \omega \\ & + \cos \delta \sin \varnothing \sin \beta' \times \cos \gamma' \cos \omega + \cos \delta \sin \beta' \sin \gamma' \sin \omega \end{aligned} \quad (2.3)$$

Dans laquelle :

- θ_z est l'angle d'incidence pour une surface horizontale :

$$\cos \theta_z = \cos \delta \cos \varnothing \cos \omega + \sin \delta \sin \varnothing \quad (2.4)$$

Avec :

- δ est l'angle de déclinaison, sa valeur change entre $+23.45^\circ$ et -23.45° ;
 - \varnothing est latitude du site ;
 - β' est l'angle d'inclinaison du module PV ;
 - γ' est l'angle d'azimut ;
 - ω est l'angle horaire.
- Le rayonnement solaire diffus G_{dt} sur une surface inclinée peut être estimé à partir du rayonnement diffus sur un plan horizontal G_{dh} en utilisant le modèle de Perez [79].

$$G_{dt} = G_{dh} \cdot \cos^2\left(\frac{\beta'}{2}\right) \cdot (1 - F_1) + G_{dh} \cdot F_1 \cdot \left(\frac{a}{c}\right) + G_{dh} \cdot F_2 \cdot \sin \beta' \quad (2.5)$$

Les coefficients de luminosité F_1 et F_2 sont en fonction de la clarté du ciel et du paramètre de luminosité du ciel. Les détails du calcul de ces paramètres sont disponibles dans les références [79] , [80].

Concernant le calculé de l'angle d'inclinaison optimal β' nous avons utilisé le site web Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) [81]. Après l'introduction des coordonnées du lieu sélectionné dans ce site, nous avons trouvé l'angle d'inclinaison égale à 31° . Les données de rayonnement solaire global et diffus sur un plan horizontal sont collectées à partir le site web de Copernicus Atmosphere Monitoring Service (CAMS) [76].

La Figure II-2 montre la variation d'irradiation solaire sur une surface horizontale et sa variation sur une surface inclinée avec un angle optimal d'inclinaison de 31° et une orientation plein Sud. On remarque qu'il y a une augmentation importante dans le potentiel solaire reçue après le calcul de rayonnement solaire sur un plan incliné, et surtout durant le début et la fin d'année.

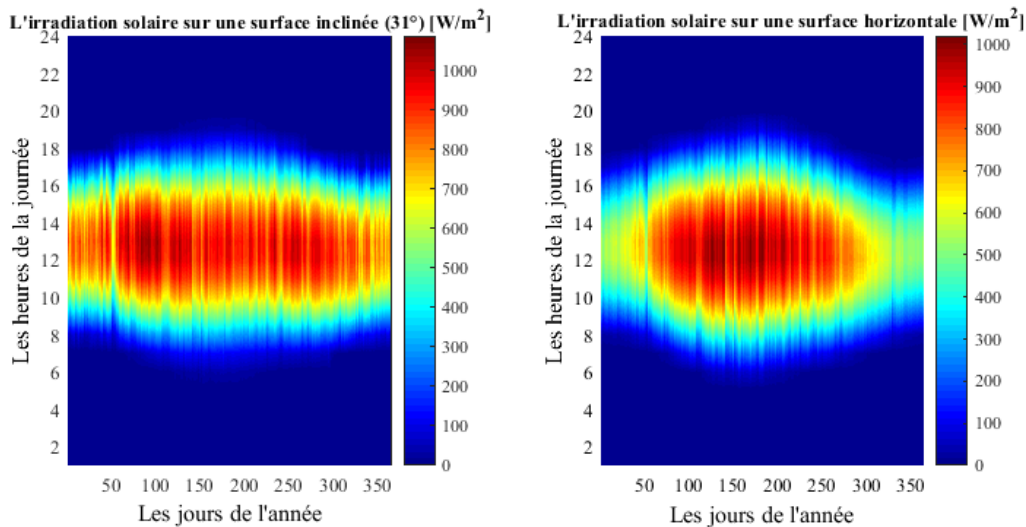


Figure II-2 – L'irradiation solaire sur une surface inclinée et horizontale.

D'après la Figure II-3 on remarque qu'il y a une diminution du rayonnement solaire sur un plan incliné par rapport à un plan horizontal pendant les mois de Mai, Juin et Juillet. Néanmoins, nous avons gagné un potentiel solaire important pendant les autres mois de l'année et surtout les mois de Janvier, et Décembre.

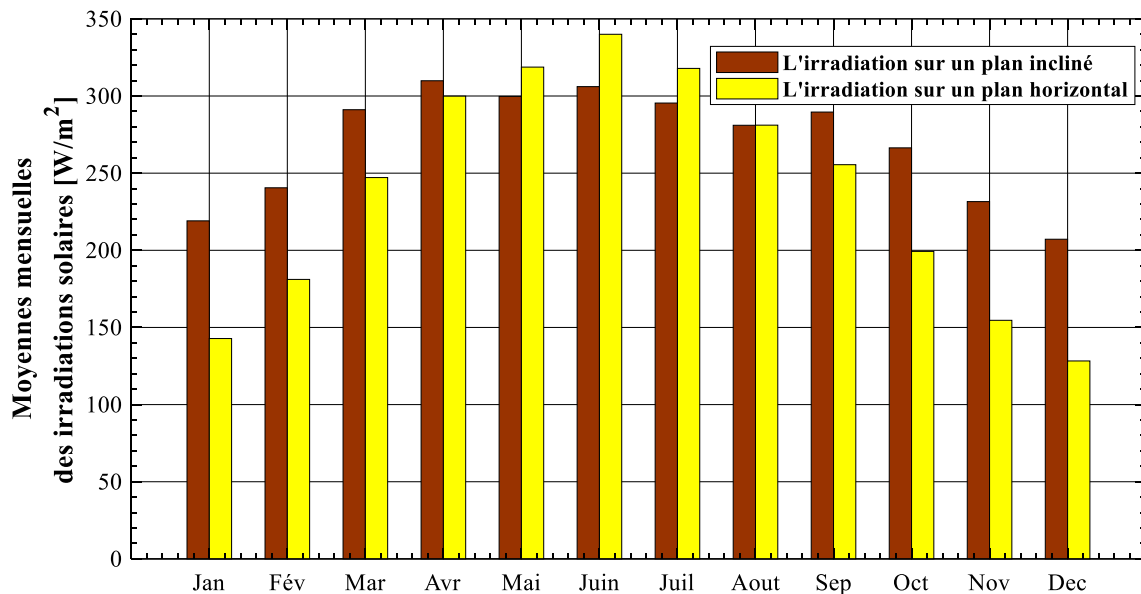


Figure II-3 – L'irradiation solaire mensuelle moyen sur un plan incliné et horizontal.

II.2.2.2. Estimation de la vitesse du vent au niveau de l'éolien

Le vent est produit par le réchauffement inégal de la surface de la terre. Ce phénomène entraîne un mouvement d'air de la zone chaude vers la zone froide, il est transformé d'une énergie cinétique en énergie électrique grâce aux éoliennes qui couvrent une large gamme de puissance selon la technologie de conception et les besoins. Ainsi, la hauteur du mât d'une

éolienne peut atteindre des dizaines de mètres pour générer plusieurs MW (Par exemple le modèle G90 conçue par le groupe Gamesa, produit jusqu'à 2 MW à une vitesse du vent de 12 m/s pour hauteur de mât de 100 m) [82]. D'autres modèles ne dépassent pas dix mètres de hauteur, elles sont plus adaptées à des applications domestiques pour produire quelques kilowatts.

Généralement, la vitesse du vent change avec l'altitude et les données de la vitesse du vent disponibles sont souvent mesurées à différents niveaux de hauteur (généralement à 10 mètres au-dessus du sol) [83]. Toutefois, la vitesse du vent doit être calculée à la hauteur du moyeu de turbine pour estimer plus précisément le potentiel éolien sur un site donné. Donc nous avons utilisé l'expression la plus courante pour estimer la vitesse du vent au niveau de la hauteur souhaité et elle est exprimée par la relation suivante [83] :

$$v = v_r \times \left(\frac{h}{h_m} \right)^k \quad (2.6)$$

Dans laquelle :

- v est la vitesse du vent à la hauteur du moyeu de l'éolien h ;
- v_r est la vitesse du vent mesurée à la hauteur de référence h_m ;
- k est un facteur de rugosité et sa valeur dépend des caractéristiques du site, généralement elle est égale à 0.1428.

Les données de la vitesse du vent en fonction du temps (pas horaire) utilisée dans ce travail sont obtenues de Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications [77] et elles sont illustrées dans la Figure II-4 pour différentes hauteurs. Il est évident d'après la Figure II-5 que la hauteur du moyeu et le facteur de rugosité au sol influencent considérablement la vitesse du vent. Par conséquent, la vitesse du vent doit être convertie en hauteur de moyeu de l'éolienne avant d'estimer les performances de cette dernière.

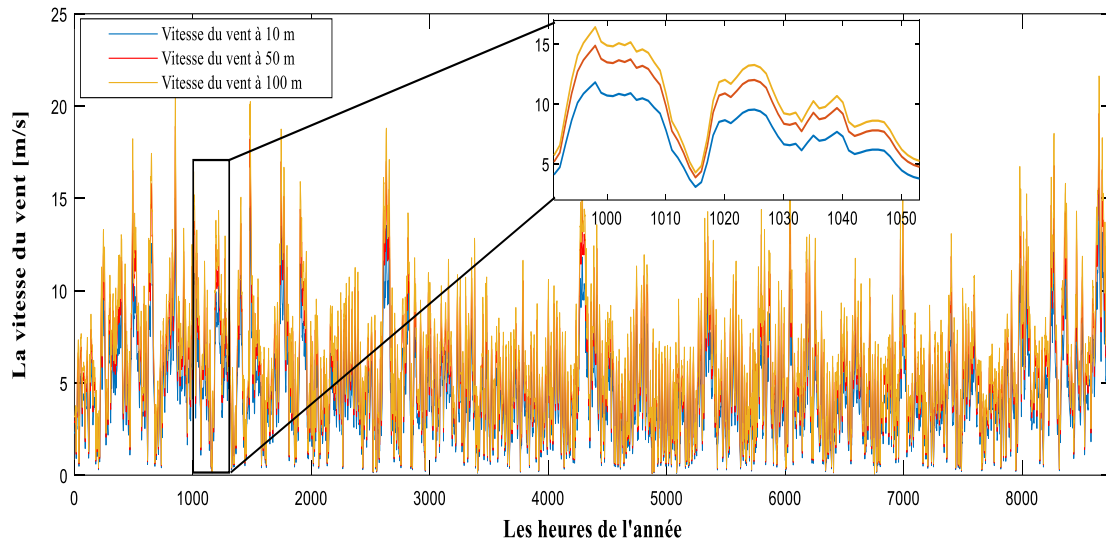


Figure II-4 – La variation de la vitesse du vent à différentes altitude dans le site sélectionnée.

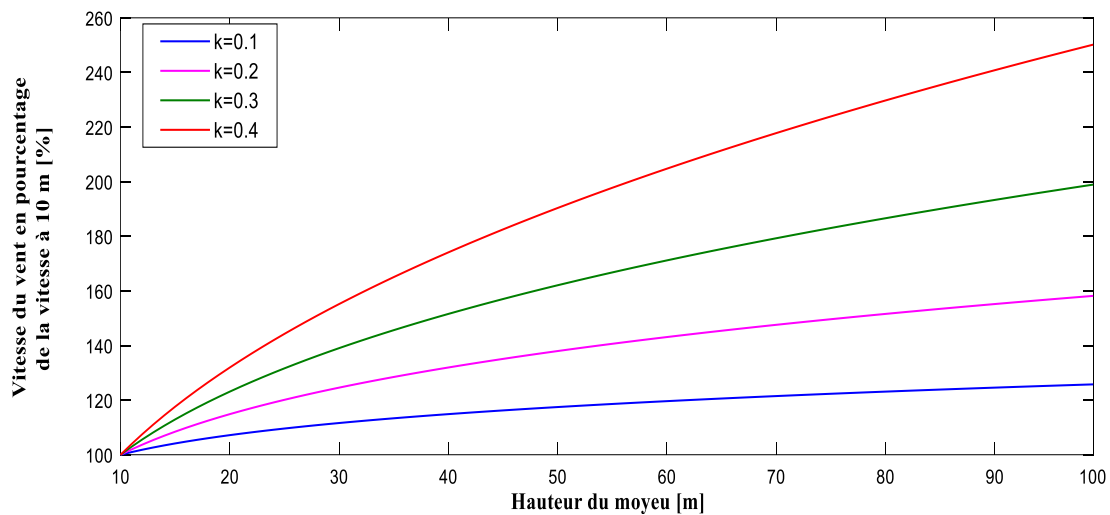


Figure II-5 – Impact de la variation de la hauteur du moyeu et le facteur de rugosité sur la vitesse du vent.

II.3. Modélisation des éléments du système étudié

II.3.1. Modélisation du système photovoltaïque

Les performances des modules photovoltaïques sont fortement influencées par les conditions météorologiques, notamment le rayonnement solaire et la température [34]. Le modèle mathématique d'un module PV prend la température et le rayonnement solaire en entrée et produit les paramètres électriques du modèle de circuit équivalent en sortie. Il existe différents modèles de circuits équivalents, tel que le modèle à une seule diode, le modèle à deux

diodes et le modèle dynamique [84]. Un modèle de cellule PV à une seule diode est illustré dans la Figure II-6.

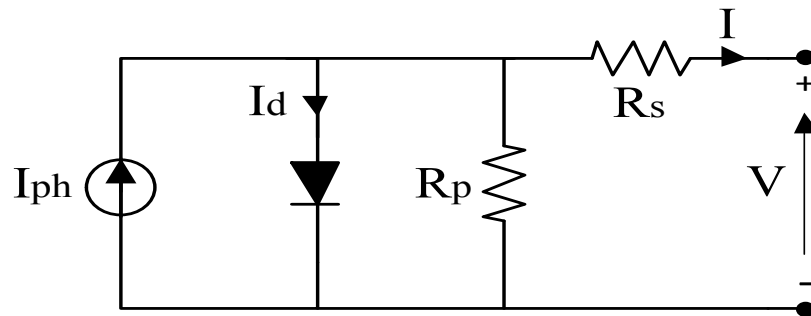


Figure II-6 –Circuit équivalent d'un modèle à une seule diode.

En appliquant la loi de Kirchhoff sur le circuit électrique dans la Figure II-6, on obtient l'équation suivante [84] :

$$I = I_{ph} - I_o \left[\exp \left(\frac{q(V + IR_s)}{aKt_c} \right) \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (2.7)$$

Dans laquelle :

- I_{ph} est le courant photonique ;
- I_o est le courant de saturation inverse de la diode ;
- a est le facteur d'idéalité de la diode ;
- R_s est la résistance série de la cellule ;
- R_p est la résistance parallèle (ou shunt) de la cellule ;
- K est le constant de Boltzmann ;
- q est la charge électrique d'électrons $-1,602 \times 10^{-19} \text{ C}$;
- t_c est la température de cellule PV.

Ces paramètres doivent être déterminés avec précision pour la modélisation d'une source photovoltaïque. Souvent, ces paramètres sont calculés en utilisant la fiche technique fournie par le fabricant. Cependant, quelques chercheurs négligent des paramètres tels que la résistance shunt pour des raisons de simplification du modèle [84].

La Figure II-7 présente un modèle à double diodes. Dans ce modèle, une diode supplémentaire est connectée en parallèle avec la source de courant, cette diode est ajoutée pour

évaluer la différence de courant due à la recombinaison de charges dans la région de déplétion des semi-conducteurs [84]. Ce circuit donne des résultats plus précis dans la simulation des caractéristiques courant-tension (I-V) en comparaison avec le circuit à une seule diode [85]. En appliquant la loi de Kirchhoff sur le circuit électrique dans la Figure II-7, on obtient l'équation mathématique de ce modèle [85]:

$$I = I_{ph} - I_{o1} \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_s)}{a_1 KT}\right) - 1 \right] - I_{o2} \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_s)}{a_2 KT}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (2.8)$$

En plus des paramètres du modèle à une seule diode, le courant de saturation inverse (I_{o2}) et le facteur d'idéalité de la diode (a_2) sont les paramètres supplémentaires qui doivent être calculés pour le modèle à deux diodes.

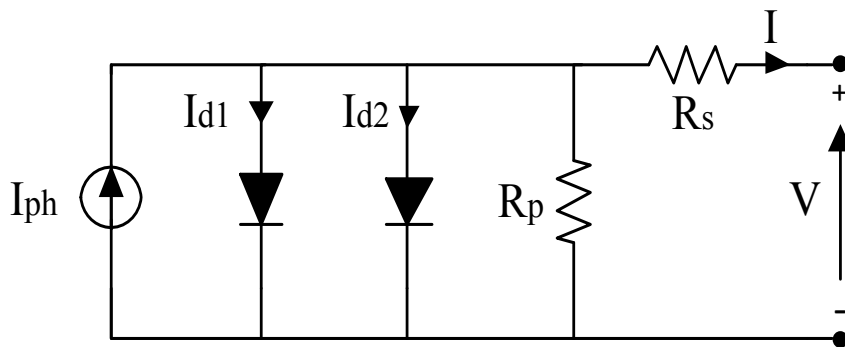


Figure II-7 - Circuit équivalent d'un modèle à deux diodes.

Généralement, en pratique un générateur photovoltaïque est composé de (N_s) modules PV connectés en série et de (N_p) chaînes parallèles comme il est illustré dans la Figure I-8. Dans une méthode similaire au modèle à double diodes de cellule PV, le courant fourni par un champ PV est écrit par l'équation suivante [85] :

$$I_{\text{champ}} = N_p I_{ph} - N_p I_{o1} \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_{s\text{champ}})}{a_1 N_s KT}\right) - 1 \right] - N_p I_{o2} \left[\exp\left(\frac{q(V + IR_{s\text{champ}})}{a_2 N_s KT}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_{s\text{champ}}}{R_{p\text{champ}}} \quad (2.9)$$

Où :

- $R_{s\text{champ}}$ et $R_{p\text{champ}}$ sont les résistances série et parallèle du champ PV et données par :

$$R_{s_{\text{champ}}} = \frac{N_s}{N_p} \times N_c \times R_s \quad ; \quad R_{p_{\text{champ}}} = \frac{N_s}{N_p} \times N_c \times R_p \quad (2.10)$$

- N_c est le nombre des cellules de module PV connecté en série.

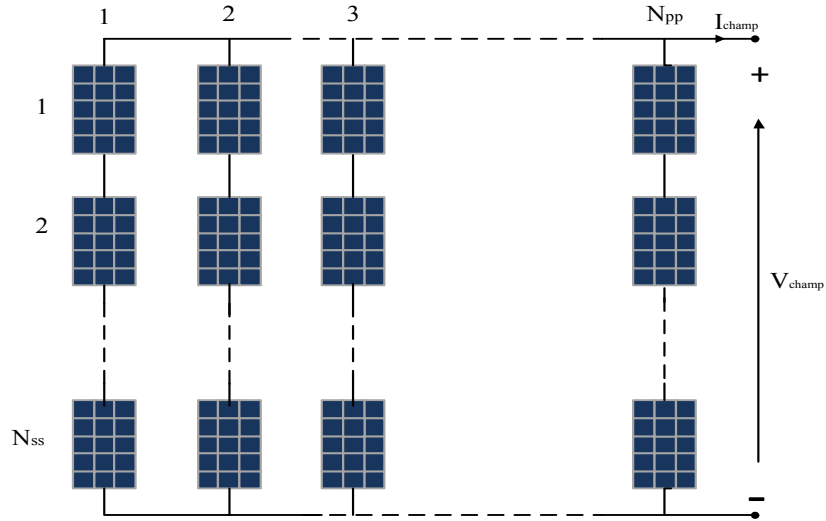


Figure II-8 – Architecture d'un champ PV.

Dans cette étude, la puissance de sortie PV_{out} d'un champ PV en fonction de l'irradiation solaire et de la température, est estimée par le modèle mathématique proposé par National Renewable Energy Laboratory (NREL) en utilisant les équations (2.11) et (2.12) [86], [87]:

$$PV_{\text{out}}(t, r) = P_{pv} \times \frac{r}{r_{\text{ref}}} \times [1 + K_t(t_c - t_{\text{ref}})] \times f_{pv} \quad (2.11)$$

Avec :

- P_{pv} est la puissance nominale (kW) du champ PV,
- r est le rayonnement solaire (kW/m^2) reçu par un plan incliné.
- r_{ref} est le rayonnement solaire dans les conditions de références (STD), (1000 W/m^2).
- K_t est le coefficient de température et sa valeur égale $-3.7 \times 10^{-3} (1/^\circ\text{C})$.
- f_{pv} est un facteur des pertes dues à la poussière, l'ombre et les pertes par l'effet de Joule, t_{ref} est la température dans les conditions STD ($25 \text{ }^\circ\text{C}$). t_c est la température de cellule ($^\circ\text{C}$), et peut être exprimée par l'équation (2.12) [34]:

$$t_c = t_{\text{em}} + \left(\frac{\text{NOCT} - 20}{800} \right) \times r \quad (2.12)$$

Où :

- t_{em} est la température ambiante [$^{\circ}C$],
- NOCT est la température de fonctionnement nominal du module PV [$^{\circ}C$], et sa valeur est donnée par le constructeur.

La température ambiante est obtenue à partir [76], et présentée dans la Figure II-9.

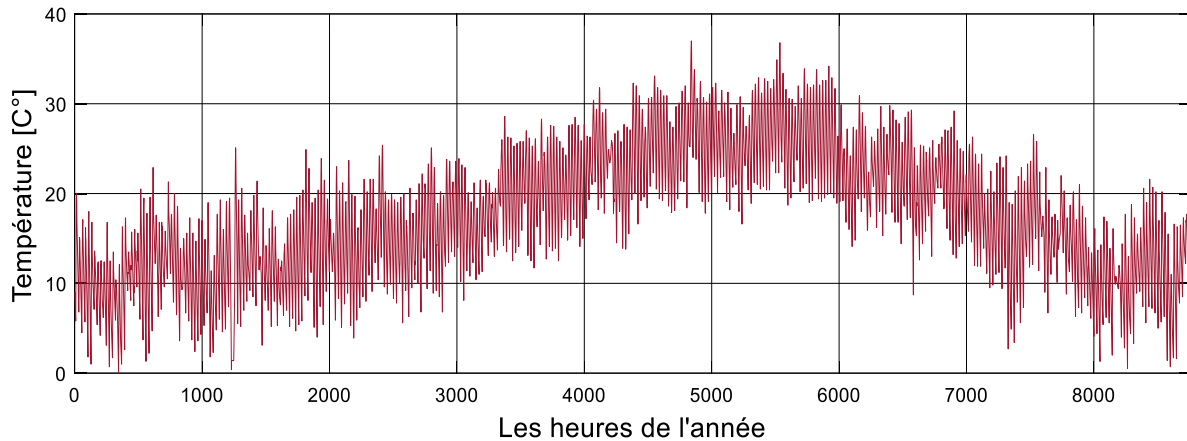


Figure II-9 – Température ambiante dans le site étudié.

II.3.2. Modélisation du système éolien

La turbine éolienne est un système de conversion d'énergie cinétique en énergie mécanique puis cette dernière est transformée en énergie électrique par une chaîne de conversion (l'arbre, rotor, multiplicateur et l'alternateur). La vitesse du vent à laquelle la production d'énergie électrique commence est appelée la vitesse de démarrage (V_d), généralement à une vitesse de 3 m/s, la puissance de sortie de l'éolienne progresse en fonction de cube de cette vitesse. Donc, l'éolienne développera suffisamment de force pour dépasser les frottements mécaniques et pour tourner elle-même à des vitesses légèrement inférieures. Au-delà, la puissance de sortie se stabilise lorsque la vitesse du vent atteint la vitesse nominale (V_r) (puissance nominale). Lorsque la vitesse du vent dépasse ce niveau, l'excès de puissance dans le vent doit être rejeté en faisant varier l'angle de tangage ou en contrôlant le décrochage des pales pour éviter la surcharge de la turbine. La puissance de sortie est maintenue à sa valeur nominale, si la vitesse du vent arrive à une certaine vitesse de coupure (V_a), quand la structure de la turbine ne peut plus résister à des force extrêmes du vent, la turbine éolienne s'arrêtera complètement [83]. Ce principe de fonctionnement est indiqué dans la Figure II-10.

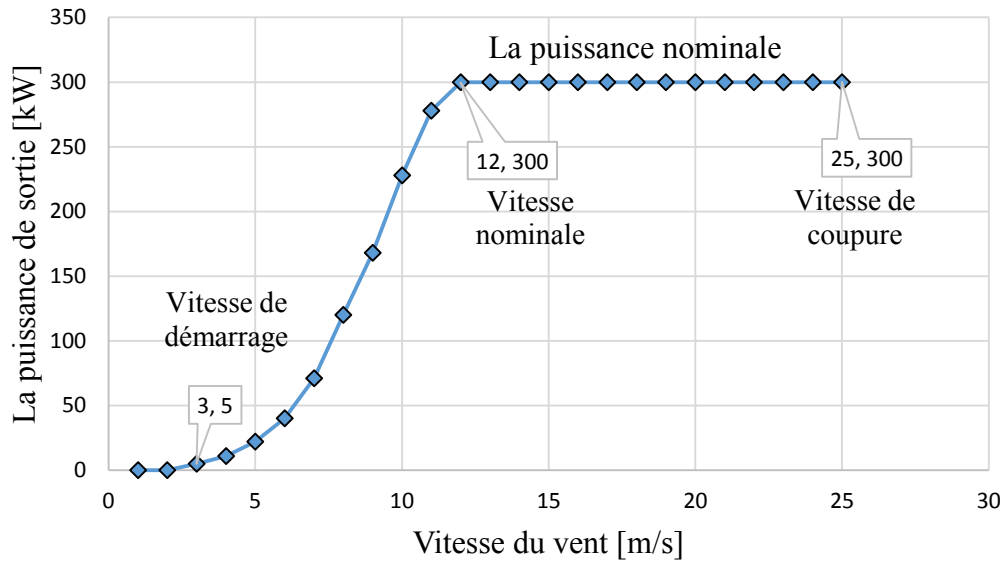


Figure II-10 – La courbe de puissance d'une éolienne (Enercon E-33/300 kW) en fonction de la vitesse du vent [82].

De nombreux chercheurs ont proposé différents modèles pour estimer les performances des éoliennes [88], [89]. Ces modèles peuvent être classés en deux catégories :

- Modèles basés sur des équations fondamentales de la puissance disponibles dans le vent ;
- Modèles basés sur le concept de la courbe de puissance de l'éolienne ;

Avec une approche fondamentale, la puissance instantanée récupérée par une éolienne, disponible dans une section A perpendiculaire à un flux de vent se déplaçant à une vitesse v [m / s] ayant une densité d'air ρ est exprimée par la loi de base suivante [90]:

$$P_{wt}(t) = \frac{1}{2} \rho C_p A v^3(t) E_{wt} \quad (2.13)$$

Dans laquelle :

- C_p est le rendement de la turbine ;
- V est la vitesse du vent [m/s] ;
- A est la surface balayée par le rotor de la turbine éolienne ;
- E_{wt} est le rendement global du variateur de vitesse et de la génératrice.

Les modèles basés sur l'équation fondamentale de l'énergie éolienne ne prennent pas en compte la variation de la puissance de sortie du générateur pour différentes vitesses de vent, la

variation de rendement globale et les changements de densité de l'air avec les conditions météorologiques. Pour cette raison, l'utilisation de ces modèles ne donne pas des résultats précis dans la simulation des systèmes éoliens.

Par ailleurs, la puissance de sortie d'une éolienne varie énormément avec la vitesse du vent et donc chaque éolienne a une courbe de performance particulière. Cette dernière facilite l'estimation de la puissance qui peut être générée par une éolienne sans recours aux détails techniques des composants du générateur complet. De nombreux chercheurs ont développé divers modèles basés sur le concept ci-dessus dans lesquels la courbe de puissance de l'éolienne est supposée avoir une forme typique [53], [91], [92]. En conséquence, un ensemble des équations caractéristiques est développé pour prédire la puissance de sortie de l'éolienne en fonction de différentes vitesses de vent allant de démarrage à la vitesse de coupure. Par la suite nous présenterons les modèles basés sur ce concept les plus reconnues.

II.3.2.1. Modèle basé sur une courbe de puissance linéaire

Yang et al, [80] et Abouzaher et al, [91] ont proposé un modèle très simple pour prédire les performances de l'éolienne. Ils ont supposé que la puissance de sortie de l'éolienne se développe linéairement avec la vitesse du vent à partir de la vitesse de démarrage jusqu'à la vitesse du vent nominale, puis qu'elle reste constante de la vitesse nominale à la vitesse de coupure. En conséquence, l'équation suivante a été proposée pour la modélisation de l'éolienne :

$$P_w(t) = \begin{cases} 0 & V < V_d ; V > V_a \\ P_n (V_r - V_a)/(V_r - V_a) & V_d < V < V_r \\ P_n & V_r < V < V_a \end{cases} \quad (2.14)$$

Cette méthode bien qu'elle soit très simple, ne donne pas de résultats précis surtout dans la plage de démarrage à la vitesse nominale, car la courbe de puissance d'une éolienne est rarement linéaire comme il est indiqué dans la Figure II-11.

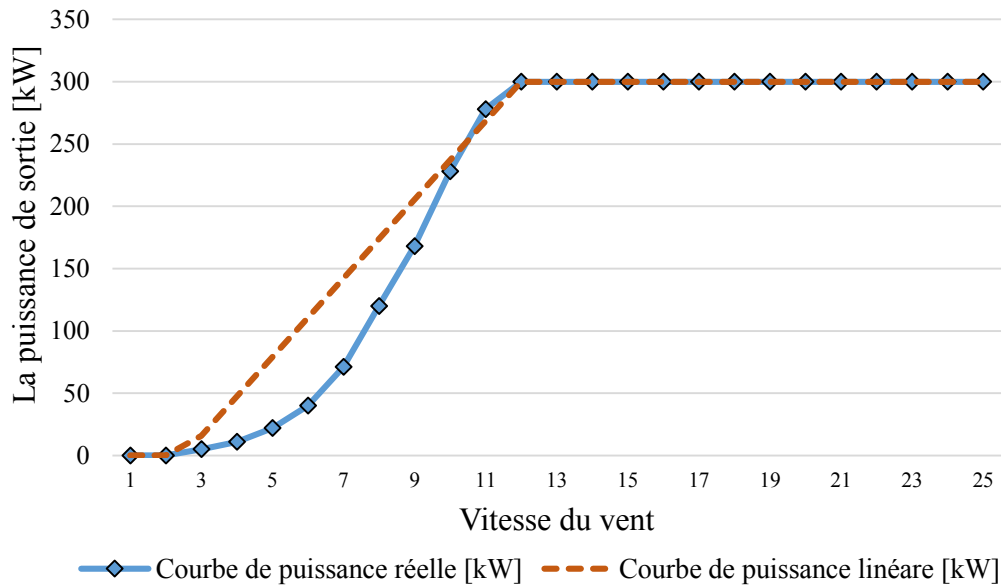


Figure II-11 – Comparaison de la courbe de puissance obtenue à partir du modèle de courbe de puissance linéaire avec la courbe de puissance réelle d'Enercon (E-33/300 kW).

II.3.2.2. Modèle basé sur les paramètres de Weibull

Ce modèle a été proposé par Powell [93], en 1981, la puissance électrique d'une éolienne peut être estimée par les équations suivantes :

$$P_w(t) = \begin{cases} 0 & V < V_d ; V > V_a \\ a + bV^k & V_d < V < V_r \\ N P_n & V_r < V < V_a \end{cases} \quad (2.15)$$

Avec :

$$a = \frac{P_n V_d^k}{V_r^k - V_d^k} ; \quad b = \frac{P_n}{V_r^k - V_d^k} \quad (2.16)$$

Où :

- k est le paramètre de forme de Weibull ;
- P_n est la puissance nominale de la turbine ;
- V est la vitesse du vent [m/s] à la hauteur de l'éolienne ;
- V_r, V_d, V_a sont la vitesse nominale, la vitesse de démarrage et la vitesse d'arrêt respectivement ;

La Figure II-12 montre la comparaison entre la courbe de puissance réelle fournie par le fabricant et la courbe de puissance obtenue en utilisant ce modèle, pour une éolienne fabriquée par Enercon (E-33/300kW). Aussi, ce modèle mathématique ne représente pas avec précision la forme actuelle de la courbe caractéristique fournie par le fabricant. Toutefois, il est évident que dans la Figure II-12 que le taux d'erreur est plus faible en comparaison avec le modèle basé sur la courbe de puissance linéaire.

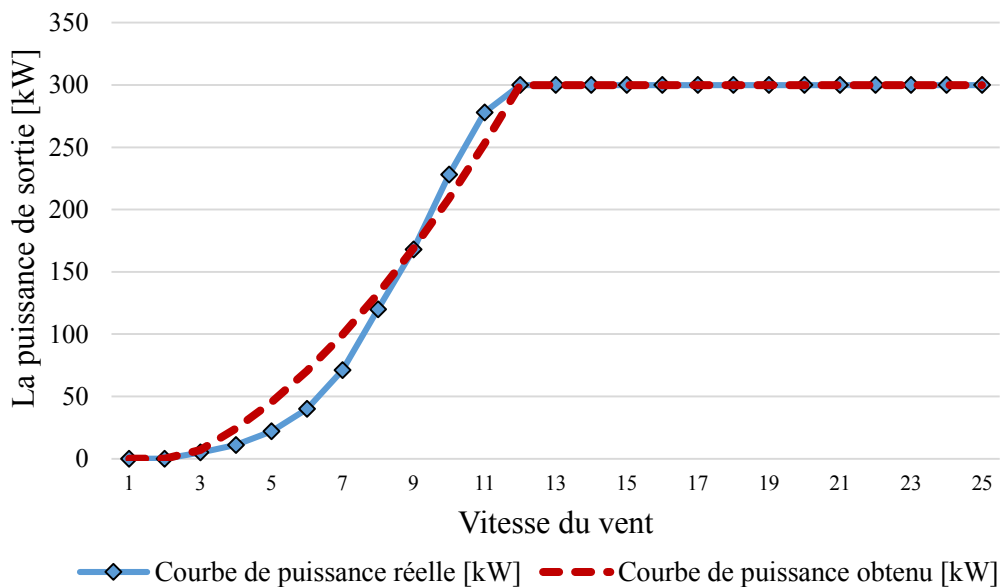


Figure II-12 – Comparaison de la courbe de puissance obtenue à partir du modèle de paramètre de Weibull avec la courbe de puissance réelle d'éolienne Enercon (E-33/300 kW).

II.3.2.3. Modèle basé sur la loi cubique

Avec ce modèle, la puissance récupérée P_w [kW] par N éolienne peut être décrite par l'équation (2.17) [64]:

$$P_w(t) = \begin{cases} 0 & V < V_d ; V > V_a \\ N (aV^3 - bP_n) & V_d < V < V_r \\ N P_n & V_r < V < V_a \end{cases} \quad (2.17)$$

Où :

- a et b sont des constants, qui peuvent être calculé par l'équation (2.18) :

$$a = \frac{P_n}{V_r^3 - V_d^3} ; \quad b = \frac{V_d^3}{V_r^3 - V_d^3} \quad (2.18)$$

Bien que ce modèle possède des inconvénients de la précision des résultats, il est plus précis par rapport à un modèle linéaire. Néanmoins, son erreur de ce modèle est acceptable pour les applications autonomes à faible puissance ainsi il est largement utilisé par de nombreux chercheurs dans la modélisation des systèmes hybride éolien-PV [63], [68], [94], [95].

Finalement, dans notre cas d'étude, le site sélectionnée est caractérisé par des vitesses du vent relativement faibles (vitesse moyenne égale 6 m/s) et nous supposons que le système éolienne assurerait une faible puissance de la charge, c'est pourquoi nous retiendrons ce modèle pour modéliser et simuler les performances du générateur éolien.

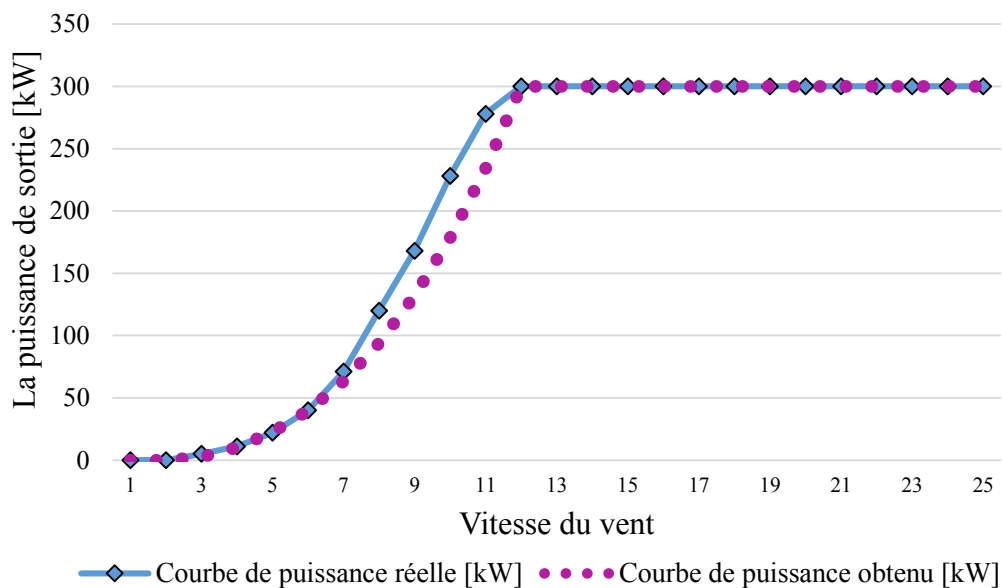


Figure II-13 – Comparaison de la courbe de puissance obtenue à partir du modèle de la loi cubique avec la courbe de puissance réelle d'éolienne Enercon (E-33/300 kW).

II.3.3. Modélisation du banc de stockage batterie

Une batterie est constituée de cellules électrochimiques connectées en série, en parallèle ou les deux afin d'obtenir la capacité et la tension de sortie souhaitées. Une cellule est constituée d'un ensemble de deux électrodes (anode et cathode) en contact avec un électrolyte qui convertit l'énergie chimique en énergie électrique (et en inverse pour recharger) [45].

Pendant de nombreuses années, les chercheurs se sont concentrés sur le développement des modèles pour simuler les comportements de la batterie. Kim et Hong [96] ont analysé les performances de décharge d'une cellule de batterie au plomb-acide inondée à l'aide d'une modélisation mathématique. Un modèle mathématique de batteries au plomb a été développé

par Bernardi et Carpenter [97] en ajoutant la réaction de recombinaison d'oxygène. Nguyen et al. [98], ont suggéré un modèle équivalent au type inondé et ont étudié le comportement dynamique de la cellule pendant la décharge en ce qui concerne l'ampérage de démarrage à froid et la capacité de réserve. Ces modèles de banc de batteries suggérés sont complexes en termes d'expressions et de nombre de paramètres impliqués. La détermination de la majorité de ces paramètres se fait par la mesure expérimentale ou par une investigation approfondie. Par conséquent, ces modèles peuvent être utilisés pour évaluer les caractéristiques théoriques des conceptions de batteries et ne sont pas pratiques pour simuler les performances d'une batterie aléatoire dans des conditions de fonctionnement aléatoires.

Certaines autres études rapportées dans la littérature présentent des approches de prédiction du comportement des batteries qui incluent l'accumulation de charges et des modèles expérimentaux. Dans leur étude, Yang et al. [80], ont montré qu'une batterie peut être caractérisée par deux indices : l'état de charge (SOC) et la tension de charge flottante ou la tension aux bornes. Morgan et al. [24], ont analysé les performances des batteries dans un système d'énergie hybride autonome à différentes températures en tenant compte de l'état de tension (SOV) au lieu du SOC. Des modèles ont été présentés dans la littérature sur les simulations de tension de charge flottante [99] décrivant la relation entre la tension de charge flottante, le courant et le SOC de la batterie. Dans cette étude, nous avons utilisé un modèle à base de l'état de charge SOC puisque c'est le paramètre le plus important dans cette recherche.

L'état de charge E_b [kWh] d'un banc de batteries à l'heure [t] dépend généralement de la puissance excédentaire produite à partir de sources hybrides éolien-PV et peut être calculée comme suit [34]:

$$E_b(t) = E_b(t - 1) + [(P_{pv}(t) + P_w(t)) - P_{ch}(t)/\eta_{inv}] \times \eta_{ch} \quad (2.19)$$

Où : P_{ch} est la charge (kW) ; η_{inv} est le rendement d'onduleur et sa valeur égale à 95 % ; η_{ch} est le rendement cyclique de charge de batterie qui égal à 85%.

Afin de répondre au besoin de charge en cas de la carence en puissance par les sources renouvelables (éolien-PV), on utilise l'énergie stockée dans les batteries. La puissance déchargée peut être exprimée par l'équation (2.20) [34] :

$$E_b(t) = E_b(t - 1) - [P_{ch}(t)/\eta_{inv} - (P_{pv}(t) + P_w(t))] \times \eta_{dch} \quad (2.20)$$

La limite maximale que la batterie peut stocker est $E_{b, \max}$, et l'état minimal de décharge est $E_{b, \min}$. L'état de charge de la batterie doit être compris entre ces deux limites. Le système de contrôle doit arrêter de charger en cas d'état de charge de la batterie atteint $E_{b, \max}$ et arrêter de décharger si cet état atteint $E_{b, \min}$. Le système de contrôle garantit que la batterie fonctionne entre ces deux limites afin de préserver les batteries contre un raccourcissement de leur durée de vie ou même leur destruction. À tout moment, la charge de la batterie doit respecter les règles suivantes :

$$E_{b, \min} < E_b(t) < E_{b, \max} \quad (2.21)$$

$$E_{b, \min} = \text{DOD} \times E_{b, \max} \quad (2.22)$$

Avec : DOD (Depth of Discharge) est le taux de décharge de la batterie. La valeur de DOD détermine le cycle de vie de la batterie où plus la valeur de DOD est élevée, plus les cycles de vie de la batterie ne sont raccourcis. Dans le cadre de cette étude, une batterie Li-ion est choisie en raison de sa densité énergétique élevée, de sa longue durée de vie et de son coût raisonnable. La Figure II-14 indique le nombre maximum de cycles en fonction du taux de décharge (DOD) jusqu'à la fin de la durée vie de la batterie. En ce qui concerne le problème de dimensionnement, il est important de modéliser le vieillissement de la batterie afin de calculer le nombre de remplacement au cours de la durée de vie du projet [30]. Cela nous permet aussi de bien évaluer le coût de stockage par batterie.

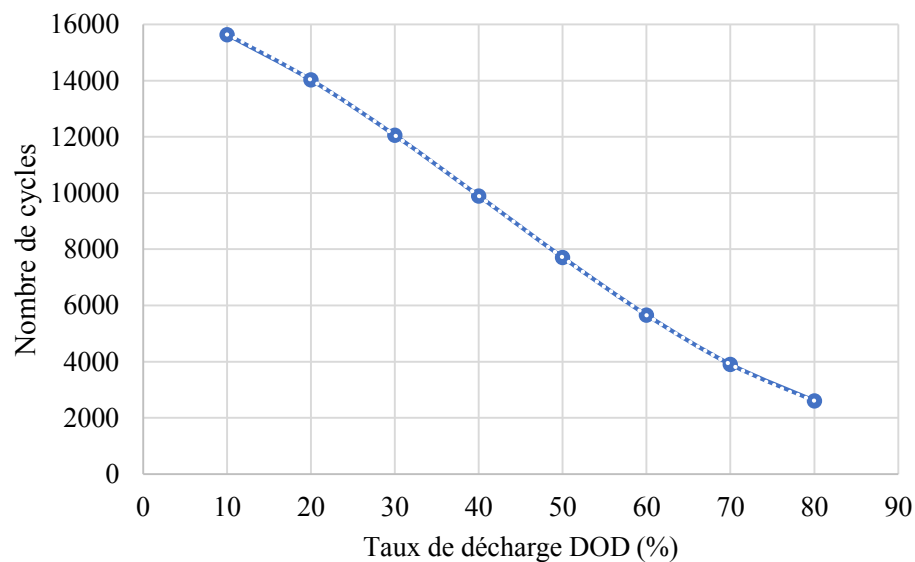


Figure II-14 – Le nombre de cycles en fonction de taux de décharge pour Li-ion batterie [100].

Cette courbe est appelée courbe de Woehler, qui peut être utilisée pour estimer la durée de vie de la batterie en utilisant l'algorithme Rainflow et l'équation suivante [101].

$$BB_{\text{life}}[\text{an}] = \min \left[\frac{1}{\sum_{i=1}^8 \frac{NC_i}{NCF_i}}; BB_{\text{fl}} \right] \quad (2.23)$$

- BB_{fl} est la durée de vie maximale de la batterie en cas de non fonctionnement,
- NC_i est le nombre de cycles dans chaque plage de DOD, et il est calculé par un algorithme de comptage Rainflow.
- NCF_i indique le nombre de cycles jusqu'à l'échec dans chaque plage DOD.

De cela, on peut dire que les utilisateurs peuvent améliorer la durée de vie de la batterie, en limitant le DOD possible dans l'application. De même, l'utilisateur peut obtenir une durée de vie beaucoup plus longue de la batterie en utilisant des cellules d'une capacité légèrement supérieure à celle requise ou en rechargeant la batterie avant qu'elle ne soit complètement déchargée ou bien à travers une stratégie de gestion d'énergie intelligente.

II.3.4. Modélisation de la station de transfert d'énergie par pompage

Souvent, les systèmes d'énergie renouvelable multi-sources autonomes utilisent des batteries rechargeables pour surmonter le déséquilibre entre la production et la demande de charge. En raison de leur temps de réponse rapide, de leur faible coût, de leur bonne efficacité (entre 65% et 90%), la courte période de temps nécessaire pour la construction de banques de stockage et d'un emplacement d'installation flexible, les batteries rechargeables ont été largement utilisées pour les études des systèmes hybrides autonomes comme un choix premium [52]. D'un autre côté, les systèmes hybrides raccordés à une station de transfert d'énergie par pompage (STEP) sont devenus de plus en plus populaires en raison de leur faible coût de maintenance, de leur longue durée de vie et de leur haute densité énergétique [102].

Les pompes-turbines sont des machines réversibles utilisées dans les systèmes de stockage par pompage. Ce sont des machines de hautes performances qui peuvent changer leur fonctionnement du mode pompe au mode turbine en inversant le sens de rotation de la pompe-turbine [103]. Sur la Figure II-15, un schéma de principe du fonctionnement d'un système de stockage par transfert d'énergie pompée a été représenté. La pompe-turbine convertit l'énergie hydraulique en énergie électrique (mode turbine) ou vice versa (mode pompe). En cas de

surplus d'énergie pendant les heures de faible consommation ou de haute génération, ce dernier est utilisé pour pomper l'eau du réservoir inférieur vers le réservoir supérieur, ce qui signifie une conversion de l'énergie électrique en énergie hydraulique potentielle. D'un autre côté, lorsque la demande d'électricité est élevée et que la génération de sources renouvelables est insuffisante, la machine réversible fonctionne comme une turbine afin de reconvertir l'énergie stockée en électricité. La puissance générée par la pompe-turbine dépend de la hauteur de chute h (différence de niveaux entre les réservoirs) et du débit Q (masse d'eau par unité de temps) et peut être exprimée par l'équation suivante [66] :

$$P_{\text{STEP}} = \rho Q g h \eta_{\text{STEP}} \quad (2.24)$$

Avec :

- P_{STEP} est la capacité nominale de la pompe-turbine (Kw) ;
- ρ – la masse volumique d'eau (1000Kg/m^3) ;
- Q – débit d'eau (m^3/s),
- g – accélération gravitationnelle ($9,8 \text{ m/s}^2$)
- h – la hauteur de chute (380 m).
- η_{STEP} est le rendement global du système de STEP.

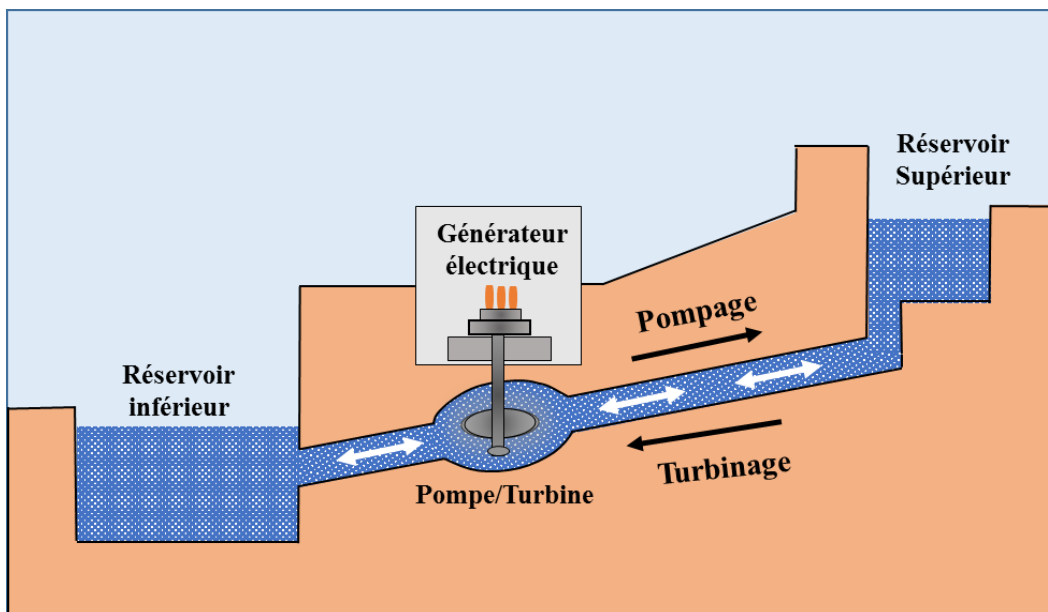


Figure II-15 – Schéma de principe de fonctionnement d'une station de transfert d'énergie par pompage (réversible).

NB : Pour notre projet, le réservoir supérieur est au sommet de la montagne DISS et le réservoir inférieur est la mer méditerranée pour réduire le coût de construction.

En tout moment, l'énergie stockée dans le bassin supérieur E_{STEP} est calculée par l'équation suivante [104]:

$$E_{STEP} = \left(\frac{V_{(t)}}{3600[s]} \right) \rho g \eta_{STEP} \left(\frac{V_{(t)}}{s} + h \right) \quad (2.25)$$

Avec : s est la surface de réservoir supérieur (nous avons introduit la surface pour calculer la variation de la hauteur d'eau dans le réservoir) ; $V_{(t)}$ est le volume d'eau stockée et peut être calculé par la relation suivante :

$$V_{(t)} = V_{(t-1)} + \text{rain}_{\text{fall}(t-1)} - V_t^{\text{Dis}} - \text{evap}_{(t-1)} + V_t^{\text{Pump}} \quad (2.26)$$

Avec :

- $\text{rain}_{\text{fall}}$ – la précipitation ;
- evap – l'évaporation à partir du réservoir supérieur ;
- V_t^{Dis} – le volume déchargé par la turbine à eau ;
- V_t^{Pump} – le volume d'eau pompé en cas de surplus d'énergie.

Pour calculer le volume d'eau V_t^{Pump} pompé via la pompe dans le réservoir supérieur la formulation suivante proposée par Jakub et al, [104] est utilisée :

$$P_p(t) = \min \left[\rho g \mu_{STEP} Q(t)H(t); [(P_{pv}(t) + P_w(t)) - P_{ch}(t)/\eta_{inv}] \right] \quad (2.27)$$

$$V_t^{\text{Pump}} = \frac{P_p}{\rho g \eta_{STEP} \left(\frac{V_{t-1}}{s} + h \right)} \quad (2.28)$$

Afin d'assurer l'équilibre production/consommation, l'eau stockée dans le bassin supérieur est converti en puissance électrique via la turbine à eau. Dans cette étude nous avons employé le modèle mathématique suivant pour calculer le volume de décharge V_t^{Dis} nécessaire pour générer une puissance manquée P_T [104]:

$$P_T(t) = \min \left[\rho g \mu_{STEP} Q(t)H(t); [P_{ch}(t)/\eta_{inv} - (P_{pv}(t) + P_w(t))] \right] \quad (2.29)$$

$$V_t^{\text{Dis}} = \frac{P_T}{\rho g \eta_{STEP} \left(\frac{V_{t-1}}{s} + h \right)} \quad (2.30)$$

Dans la présente étude, le dimensionnement du réservoir inférieur n'est pas pris en compte puisque la mer méditerranée située à proximité du lieu sélectionné est considérée comme le réservoir inférieur afin de réduire le coût global du STEP.

II.3.5. Modélisation de l'onduleur

Le développement rapide des semi-conducteurs mais surtout dans le domaine de l'électronique de puissance a été un élément clé de l'innovation des systèmes hybrides. Comme nous avons vu précédemment dans le premier chapitre, plusieurs configurations ont été proposées pour le couplage d'un système d'énergie renouvelable multi-sources. Dans un système hybride autonome sans générateur diesel, il n'est plus nécessaire d'avoir un bus AC, il est recommandé d'associer toutes les sources du système autour d'un bus DC avec un onduleur DC/AC pour connecter la charge alternative comme proposé dans [45], donc nous avons adopté ce couplage dans notre étude. Par ailleurs, une conversion AC/DC permet d'adapter la forme de tension de sortie du générateur éolien et la STEP qui produisent directement une tension alternative afin de pouvoir de l'injecter au Bus DC. Par contre, le champ PV est relié à un hacheur pour la commande MPPT (Maximum Power Point Tracking), le réglage de la tension injectée dans le Bus DC et le contrôle de charge/décharge de la batterie. Le schéma conceptuel de la configuration choisi pour les deux systèmes hybrides étudiés est présenté dans la Figure II-16.

Une fois le couplage est déterminé, il est nécessaire de dimensionner l'onduleur principal car la puissance nominale de ce dernier ne peut pas être prise en compte comme un variable de décision dans l'algorithme d'optimisation. Du fait que l'onduleur doit répondre aux exigences de la charge, sa puissance nominale doit être dimensionnée avec une certaine marge de sécurité par rapport au pic maximale de la charge. Par conséquent, l'équation suivante est utilisée pour déterminer la puissance nominale de l'onduleur principal [64]:

$$P_{n_{inv}} = P_{ch_{pic}} / \eta_{inv} \quad (2.31)$$

Avec :

- $P_{ch_{pic}}$ est le pic de charge ;
- P_{res} , P_{bb} et P_{step} représente la puissance délivrées par les générateurs PV, éolien, le banc des batteries et la STEP avec un pas temps t , respectivement ;
- η_{inv} est le rendement d'onduleur et sa valeur est calculé par l'équation suivante :

$$\eta_{inv} = \frac{P}{P + P_0 + kP^2} \quad (2.32)$$

Où :

- P est la puissance de sortie divisée par la puissance nominale (P_{inv}/P_n) ;

La puissance de sortie d'onduleur P_{inv} est calculée en tous instant par l'équation (2.33) :

$$P_{inv} = (P_{res}(t) + P_{bb}(t) + P_{step}(t)) \times \eta_{inv} \quad (2.33)$$

- P_0 et k sont les paramètres caractéristiques de chaque type d'onduleur.

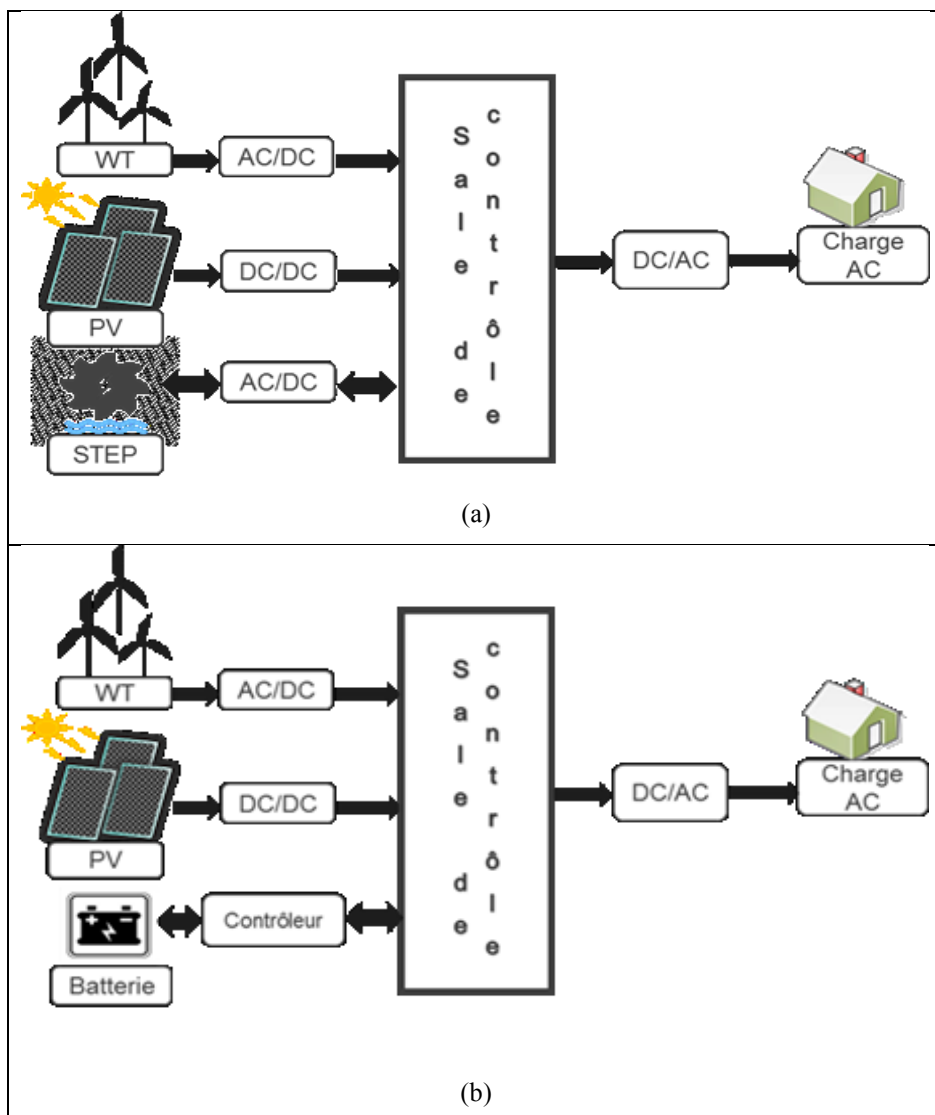


Figure II-16 – Schéma conceptuel du système hybride éolien-photovoltaïque: (a) couplage avec STEP; (b) couplage avec batteries.

II.4. Optimisation du dimensionnement du système hybride

Selon l'étude bibliographique présentée dans le premier chapitre, nous avons pu constater que les méthodes de dimensionnement le plus utilisé récemment sont les méthodes méta-heuristiques. Les développements récents de ces méthodes ont facilité la résolution du problème du dimensionnement des systèmes hybrides. De nombreux chercheurs ont examiné leurs performances dans ce domaine où leurs capacités à fournir des solutions précises ont été largement démontrées. Dans cette recherche, nous avons choisi la méthode Grey Wolf Optimization (GWO) pour résoudre le problème de dimensionnement. La robustesse et la supériorité de l'algorithme GWO par rapport à d'autres algorithmes est démontrée dans de nombreux travaux de recherches [33], [35], [105]. Par conséquent, nous n'évaluons pas les performances de ces méthodes méta-heuristiques, mais nous l'utilisons comme un outil dans l'intention d'optimiser et d'expertiser les deux systèmes hybrides ; éolien-PV-batteries et éolien-PV-STEP.

II.4.1. Formulation de la fonction objective

Le but de ce travail est d'optimiser le dimensionnement d'un système hybride sur un site national afin d'avoir une alimentation fiable et économique, qui se compose de quatre sous-systèmes, dont le photovoltaïque, l'énergie éolienne, les batteries et la STEP. Précédemment, nous avons vu dans le premier chapitre que l'évaluation de dimensionnement se fait à la base des différents critères technico-économiques, écologiques et sociaux. De point de vue technique, la continuité d'approvisionnement en énergie est considérée comme un facteur primordial dans le dimensionnement d'un système d'énergie renouvelable multi-source. Et elle est évaluée par des critères de fiabilités. Dans notre étude, la fiabilité d'alimentation est exprimée en termes de la probabilité d'insatisfaction de charge (LPSP). Par ailleurs, un niveau de fiabilité doit d'être atteint avec un coût acceptable, donc un autre objectif d'optimisation est de minimiser le coût global du système. Pour cela, l'évaluation économique de dimensionnement est formulée sur la base du coût d'électricité (COE).

Dans notre travail, nous avons choisi la méthode multi-objective MOGWO pour résoudre le problème de dimensionnement du système hybride, en maximisant le niveau de fiabilité avec un coût minimum. Dans ce sens, une fonction objective (2.34) a été formulée pour minimiser la probabilité d'insatisfaction de charge (LPSP) et le coût d'électricité (COE) en fonction des variables de décision qui s'réagissent comme les configurations de puissance

installées dans chaque source et les unités de stockages nécessaires pour assurer l'autonomie énergétique du site.

$$\min f(P_{pv}, P_{wt}, Q_t, UR_c, B_c) = [COE, LPSP] \quad (2.34)$$

Avec :

- P_{pv} est la puissance installée dans le photovoltaïque ;
- P_{wt} est la puissance éolienne installée,
- Q_t est la puissance nominale de la pompe-turbine ;
- UR_c est la capacité du réservoir supérieur ;
- B_c est la capacité du banc de batteries ; Ces paramètres sont appelées les variables de décisions.
- COE est le coût de l'électricité ;
- LPSP est la probabilité d'insatisfaction de charge.

Ces deux derniers indices technico-économiques sont les principaux objectifs à minimiser pour obtenir un dimensionnement optimal du système hybride. Le coût d'électricité et la probabilité d'insatisfaction de charge sont calculés comme il est décrit dans le premier chapitre (I.6.2.3. Coût d'électricité et I.6.3.3. La probabilité d'insatisfaction de charge). Les spécifications techniques et économiques des composants sont détaillées dans l'Annexe 1.

II.4.2. Principe de fonctionnement

Afin de résoudre la complexité du problème de dimensionnement et de pouvoir comparer les deux systèmes hybrides une méthode d'optimisation appelée Multiobjective Grey Wolf Optimization (MOGWO) a été appliquée. La méthode choisie a été programmée et modifiée afin de l'adapter à notre problème d'optimisation sur le logiciel MATLAB pour effectuer le dimensionnement de la totalité du système hybride. Ce programme utilise le modèle de chaque composant expliqué dans les sections précédentes de ce chapitre pour simuler les performances des systèmes hybrides étudiés. Le schéma de principe de la méthode de dimensionnement proposée est illustré à la Figure II-17.

Cette méthode de dimensionnement se compose de deux parties comme il est indiqué dans la Figure II-17. La première partie consiste à optimiser le COE et LPSP en fonction des

variables de décisions par un algorithme méta-heuristique MOGWO. Quant à la seconde partie, il s'agit du programme de simulation dynamique du système hybride et l'évaluation des objectifs définis dans la première partie (COE, LPSP).

Dans ce qui suit nous présentons ces deux phases en détails.

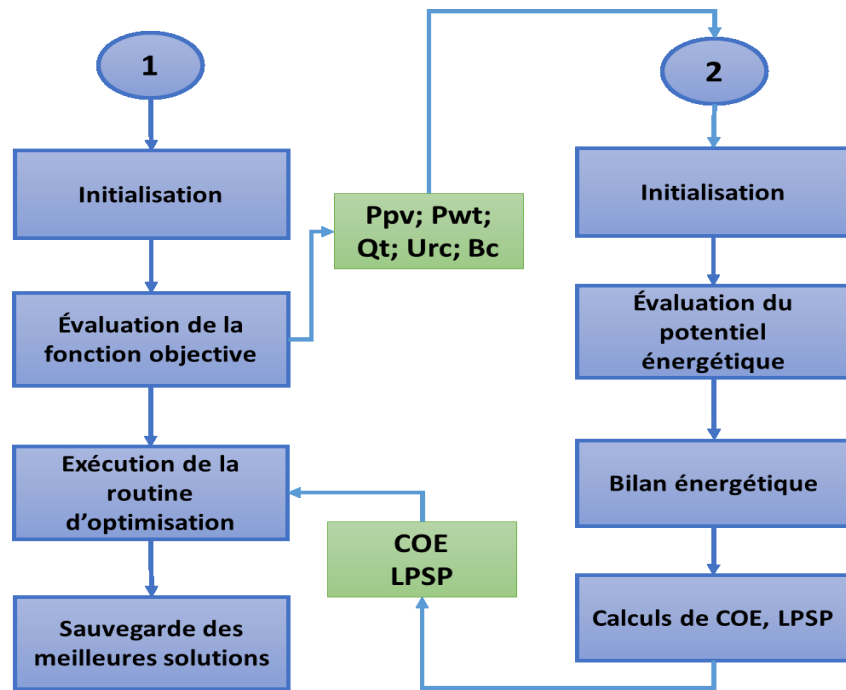


Figure II-17 – Schéma block de la méthode de dimensionnement.

II.4.2.1. La méthode d'optimisation (MOGWO)

La première version de Grey Wolf Optimization (GWO) a été conçue par Mirjalili, et al. [106]. L'idée principale de cet algorithme est basée sur l'intelligence de l'essaim, et il est inspiré par le comportement de chasse des meutes de loups gris. Dans cet algorithme, la première étape consiste à initialiser les paramètres initiaux pour générer une population de loups classés par des loups alpha, bêta, delta et oméga. Les loups alpha, bêta et delta agissent en tant que loups de leadership et guident les loups oméga à travers l'espace de recherche afin de sélectionner des solutions optimales possibles. Au cours du processus d'optimisation, les comportements de chasse des loups gris sont simulés où, ces mécanismes sont formulés mathématiquement et peuvent être divisés en deux phases.

La première phase désigne les équations (2.35 ; 2.36) qui modélisent le processus d'encerclement :

$$\vec{D} = |\vec{C} \cdot \vec{X}_p(t) - \vec{X}(t)| \quad (2.35)$$

les omégas) sont obligés de mettre à jour leurs positions en fonction de la position des meilleurs agents de recherche. Les formules suivantes simulent ce mécanisme.

$$\vec{D}_a = |\vec{C}_b \cdot \vec{X}_a(t) - \vec{X}(t)|; a \in (\alpha, \beta, \delta); b \in (1,2,3) \quad (2.39)$$

$$\vec{X}_b(t) = \vec{X}_a(t) - \vec{A}_b \cdot (\vec{D}_a); a \in (\alpha, \beta, \delta); b \in (1,2,3) \quad (2.40)$$

$$\vec{X}(t+1) = \frac{\vec{X}_1(t) + \vec{X}_2(t) + \vec{X}_3(t)}{3} \quad (2.41)$$

Pour pouvoir comparer les batteries et la STEP connecté à un système hybride éolien-photovoltaïque, nous avons choisi de formuler le problème de dimensionnement en un problème multi-objectif. En effet, le cout d'électricité doit être diminué au minimum tout en assurant la continuité d'alimentation de la charge, ceci est présenté par la formule (2.34). Pour cette raison, la version multi-objective (MOGWO) de la méthode GWO est utilisée.

Le processus MOGWO pour résoudre la fonction objective proposée peut être brièvement décrit par les points suivants :

- Initialisation des variables d'entrée et de la population de loups gris.
- Évaluer la fonction objective pour chaque loup gris, où chaque agent présente des valeurs aléatoires pour les variables de dimensionnement.
- Sélectionner les solutions non dominées et les enregistrer dans l'archive externe.
- Sélection de leaders dans cette archive.
- Exécution de la routine d'itération (nombre d'itération choisi est 500).
- À chaque itération, l'emplacement des loups gris est mis en à jour selon les équations (2.39-2.41).
- De nouvelles positions sont introduites dans la fonction objective pour évaluer de nouvelles solutions possibles et sont enregistrées dans l'archive externe.
- Si l'archive est pleine et qu'une nouvelle solution est sélectionnée, cette archive possède un composant contrôleur, qui est responsable de l'omission et de l'ajout des meilleures solutions à l'archive.
- Renvoyer les résultats après avoir atteint le nombre maximal d'itérations.

II.4.2.2. Principe de fonctionnement du simulateur

Afin de simuler le système hybride éolien-PV avec les deux technologies de stockage batterie et STEP, nous avons développé un simulateur de système sur le logiciel MATLAB version 2017a. La Figure II-19 décrit le processus de simulateur sur la base des modèles mathématique de chaque composant décrit précédemment dans ce chapitre. Ce simulateur possède un modèle du champ photovoltaïque, un modèle d'éolienne, un modèle de batterie, un modèle d'une station de transfert d'énergie par pompage et un algorithme de gestion d'énergie pour la régulation de charge/décharge du système de stockage ainsi pour faire l'équilibre énergétique entre la production et la demande.

Cet algorithme de contrôle d'énergie permet de gérer le flux d'énergie entre les composants du système. Par exemple, si une énergie supplémentaire est produite par les éoliennes et le générateur photovoltaïque par rapport à la demande de charge P_{ch} (en considérant toutes les pertes), le surplus d'énergie va être chargé dans le système de stockage (soit batterie ou STEP). Lorsque la capacité du système de stockage atteint le niveau maximal (SOC_{max}) cet algorithme arrête le processus de charge.

Dans le cas de manque de production, le sous-système de contrôle commande la décharge de l'énergie stockée à partir du système de stockage. Si la capacité de ce dernier atteint un niveau minimum (SOC_{min}) et les besoins en électricité ne sont pas satisfaits, cette perte d'énergie (LOE) est prise en compte dans le calcul de LPSP selon l'équation (1.13) présentée dans le premier chapitre. À l'étape finale, le programme calcule le coût d'électricité qui dépend principalement aux variables de dimensionnement (P_{pv} ; P_{wt} ; Q_t ; UR_c ; B_c).

Le programme de simulation que nous avons développé fonctionne avec un pas d'échantillonnage d'une heure sur une période de un an (8760 heures). Ce pas d'échantillonnage permet de calculer avec précision toutes les puissances générées par les générateurs renouvelables, l'état de charge du système de stockage (SOC), les pertes et l'insatisfaction de la charge.

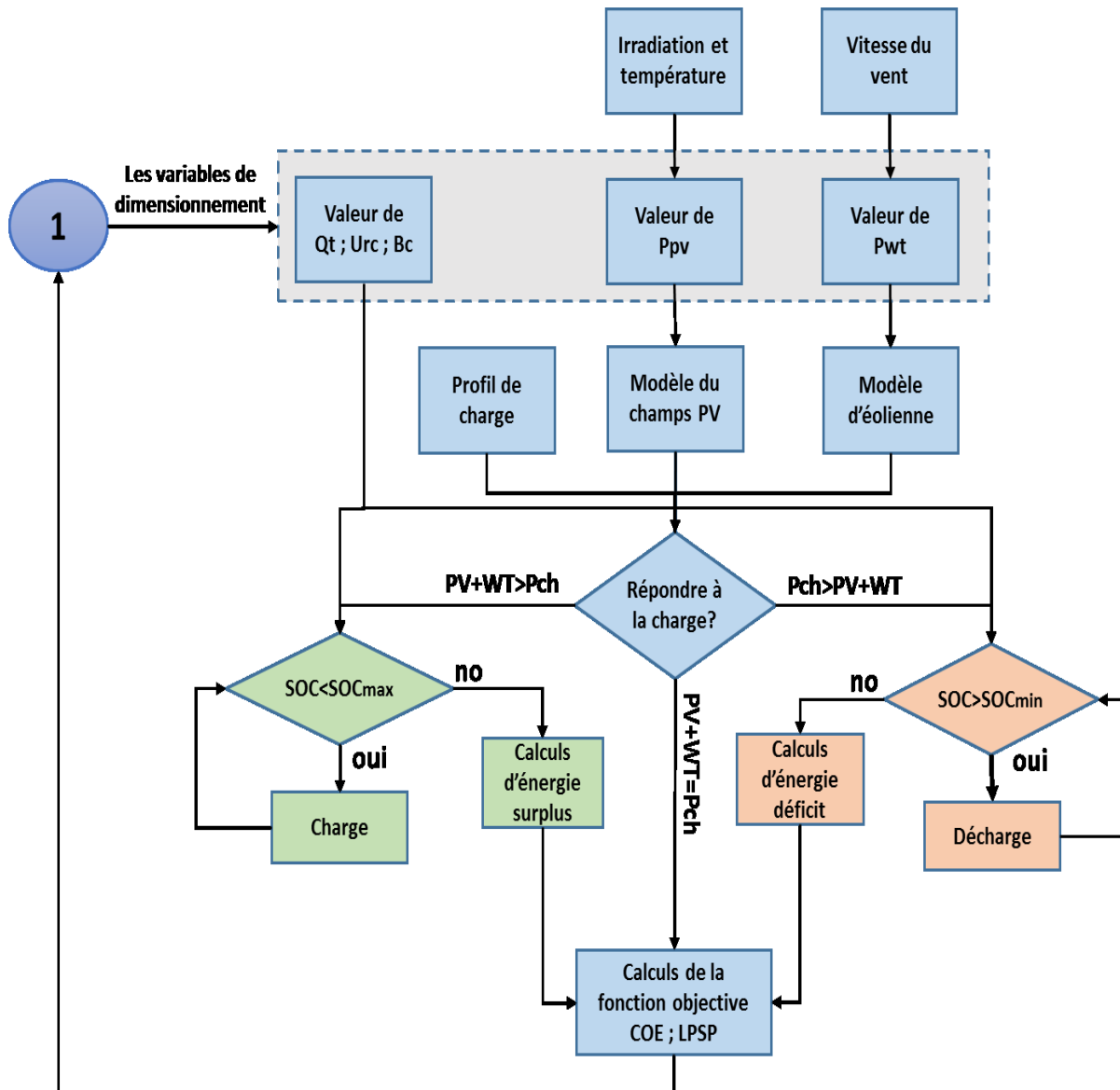


Figure II-19 – Organigramme descriptif de simulateur du système étudié développé sur MATLAB.

II.5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté le site national choisi pour notre projet, qui se situe à la ville de Mostaganem, ainsi nous avons expliqué la procédure d'acquisition et le traitement des données d'entrée essentielles pour entamer cette étude. Concernant ce site, nous avons élaboré une analyse des données d'irradiation solaire, la température et de la vitesse et qui nous permettent d'estimer le potentiel énergétique disponible.

D'après notre évaluation, l'emplacement choisi pour mener ce travail se caractérise par un potentiel solaire très important et un gisement du vent modeste. En outre, nous avons trouvé que l'inclinaison des panneaux PV à 31° permet d'augmenter significativement le potentiel

solaire surtout pendant les mois les plus défavorables (Janvier et Décembre). Les ressources en énergie éolienne semblent relativement faibles à cause de la vitesse du vent disponible à une moyenne de 6 m/s. Toutefois, l'hybridation des sources permet de limiter la capacité énergétique nécessaire de stockage ou le recours à un groupe diésel.

Puis, nous avons décrit les modèles mathématiques les plus utilisés dans la littérature, en précisant les modèles que nous avons adoptés pour simuler le fonctionnement de système hybride ainsi que la méthode d'optimisation de son dimensionnement. En effet, nous avons développé un simulateur du système hybride sur le logiciel MATLAB, et le problème de dimensionnement a été formulé selon une approche multi-objective. L'un des objectifs est la minimisation du coût de l'électricité (COE) en fonction de différentes configurations de la puissance installée dans chaque composant du système. L'autre objectif est la fiabilité d'alimentation qui a été exprimée par le paramètre LPSP.

Pour la suite de ces travaux, nous aborderons l'acquisition et la présentation des courbes de charge de plusieurs consommateurs électriques réels à partir de la société d'électricité nationale Sonelgaz. Afin d'étudier l'impact du profile de charge sur le dimensionnement, aussi l'utilisation de plusieurs charges nous permet d'élaborer une comparaison approfondie entre les systèmes hybrides connectés à des batteries ou bien STEP.

**III. CHAPITRE 3
ANALYSE TECHNICO-
ECONOMIQUE ET
ENVIRONNEMENTAL DU
SYSTEME HYBRIDE AVEC
STOCKAGE**

III.1. Introduction

Dans les chapitres précédents, nous avons analysé plusieurs travaux de recherches pour positionner nos contributions. Puis, nous avons recueilli et traité les données météorologiques du site choisi afin d'évaluer son potentiel énergétique, ainsi nous avons décrit les modèles mathématiques de chaque composants du système et développé un simulateur du système hybride étudié. Dans ce chapitre, nous allons optimiser le dimensionnement des deux systèmes hybrides à savoir éolien-PV-batterie et éolien-PV-STEP en déterminant le nombre et la part de la puissance à installer dans chaque source et d'unités de stockage de chaque type à employer pour assurer au mieux l'autonomie énergétique du site sélectionné. C'est pourquoi, nous consacrerons ce chapitre à la phase d'optimisation qui sera organisé comme suit : en premier temps nous présentons les données de charges obtenus de la société Sonelgaz. Ensuite, une comparaison des résultats obtenus pour différentes configurations de puissance installée sera effectuée selon le critère technico-économique et écologique (LPSP, le coût d'électricité et les émissions de CO₂ pour chaque kilowattheure produit par le système).

Ce chapitre répondre aux questions de recherches suivantes :

- Quel type de stockage d'énergie sera la meilleure technologie disponible ou la technologie la plus prometteuse pour la production d'électricité à l'échelle des secteurs résidentiels, tertiaires et industriels ?
- Y a-t-il des problèmes techniques qui entravent l'application des technologies de stockage d'énergie ?
- Quelle est l'impact de ces systèmes sur le plan environnemental ?

III.2. Recueil et analyse de profils de charges

L'un des défis majeurs rencontrés lors de l'utilisation de sources d'énergie renouvelables autonomes est leur besoin de systèmes de stockage d'énergie en raison de la nature imprévisible de leurs ressources. Le stockage de l'énergie joue un rôle important dans le développement et l'exploitation de systèmes d'énergie renouvelable autonomes. Plusieurs technologies de stockage d'énergie sont disponibles telles que les batteries, les volants d'inertie, le stockage hydroélectrique à pompe, super-condensateurs et la production d'hydrogène pour l'utilisation dans les piles à combustible. Les principaux paramètres permettant d'optimiser le système de stockage d'énergie sont leur capacité, la disponibilité des ressources et la stratégie de gestion de

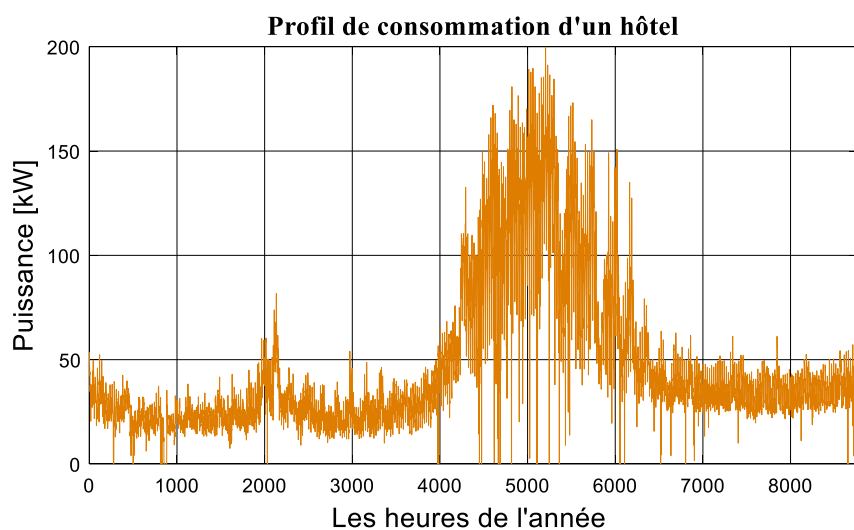
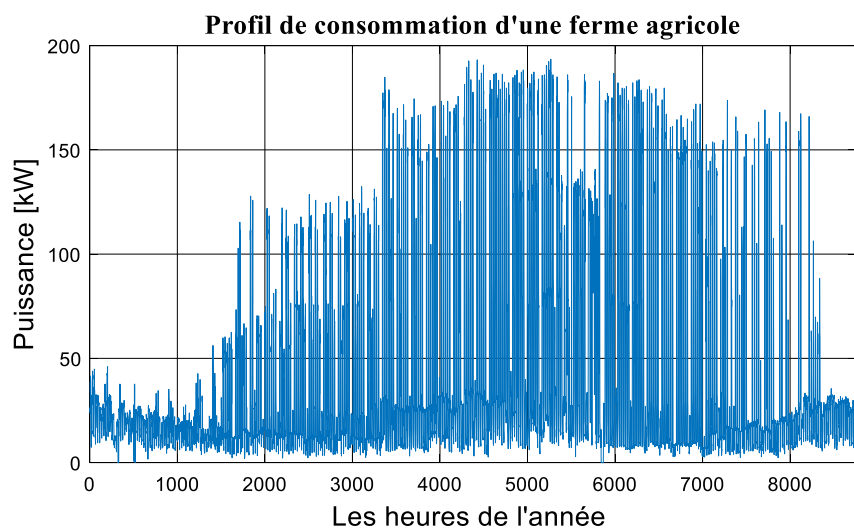
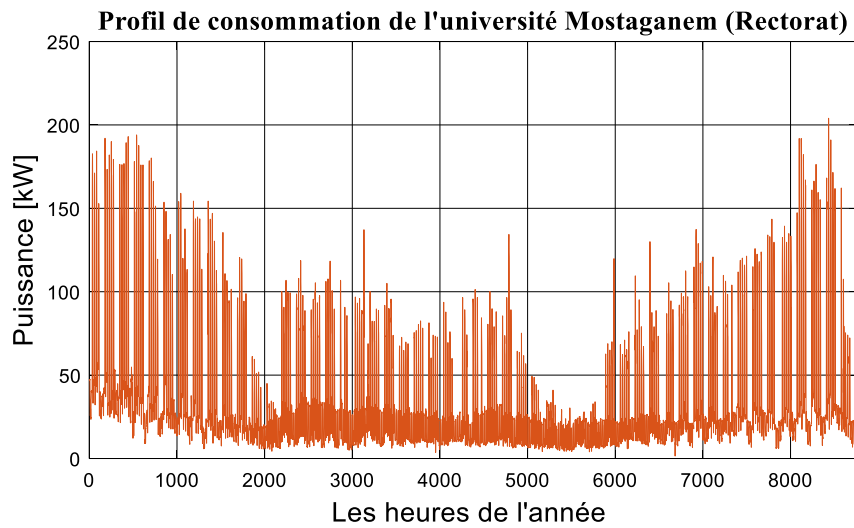
l'énergie. Dans la présente étude, deux technologies de stockages connecté au système hybride éolien-photovoltaïque sont expertisés de point de vue technique, économique et écologique. Pour cette raison, nous avons obtenu les données réelles de huit profils de consommation électrique à partir de la société Sonelgaz.

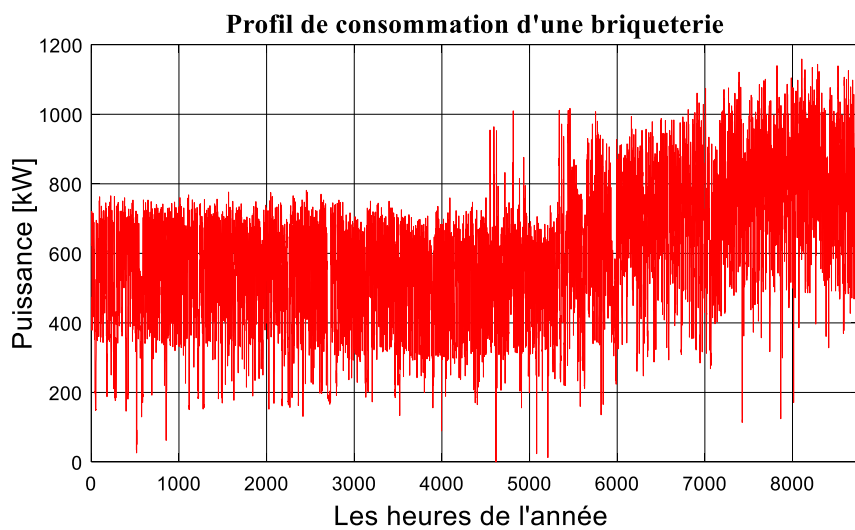
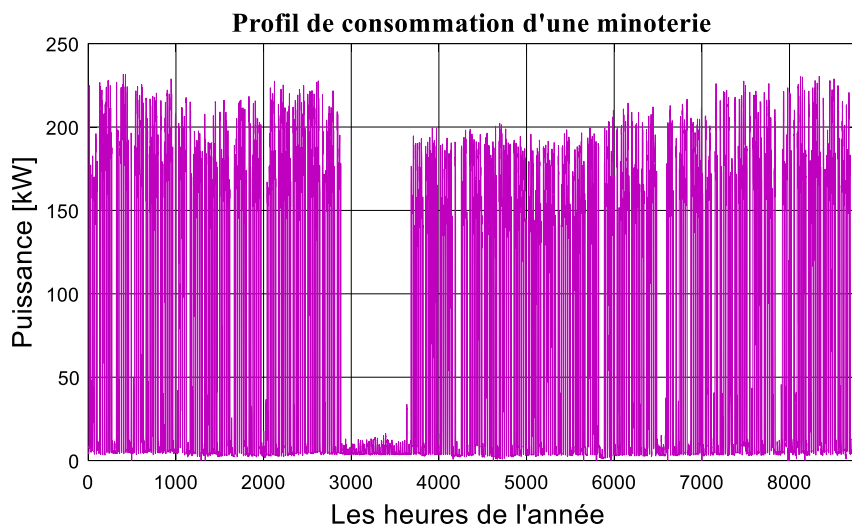
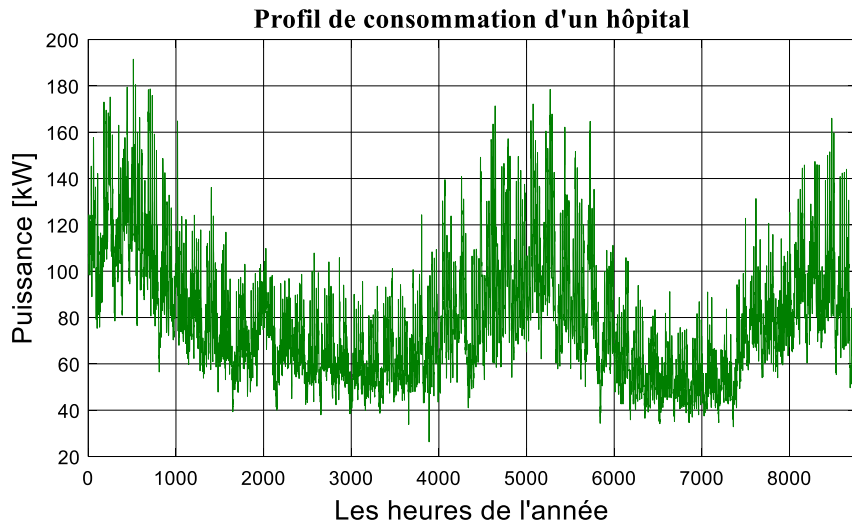
III.2.1. Description des données de charges et procédure de l'analyse

La Figure III-1 illustre la variation de données de chaque profil de charge pendant l'année 2017 (l'année d'étude et toutes les données utiliser dans ce travail). Ces charges représentent différents clients d'électricité tels que le campus universitaire de Kherrouba, un hôpital, une ferme agricole et diverses petites industries. Une neuvième charge a été créée par le groupement des huit charges et elle est destinée à représenter un ensemble de consommateurs d'électricité (Micro-réseau).

Pour chaque profil de charge, la même procédure d'analyse technico-économique est suivie, et elle est résumée dans les étapes ci-dessus qui a été appliquée :

1. Acquisition et traitement des données (dépistage des incohérences, telles que les valeurs hors échelle).
2. Recherche d'un dimensionnement optimal pour les deux systèmes de stockages batteries et STEP connectés à un système hybride éolien-PV sur la base des méthodes et modèles présentés dans le chapitre 2 (II.4).
3. Sélection des paramètres du système qui représentent la solution optimale basée sur le front de Pareto ainsi que ceux qui permettent au système d'obtenir une fiabilité supérieure ou égale 95%.
4. Estimation de l'impact environnemental du système en termes d'émissions de CO₂ par unité de demande énergétique couverte.
5. Effectuer une analyse de sensibilité en ce qui concerne la fiabilité du système sur la base des données chronologiques de la vitesse du vent et de l'irradiation couvrant les 10 dernières années obtenus à partir des sources [77], [76], respectivement.





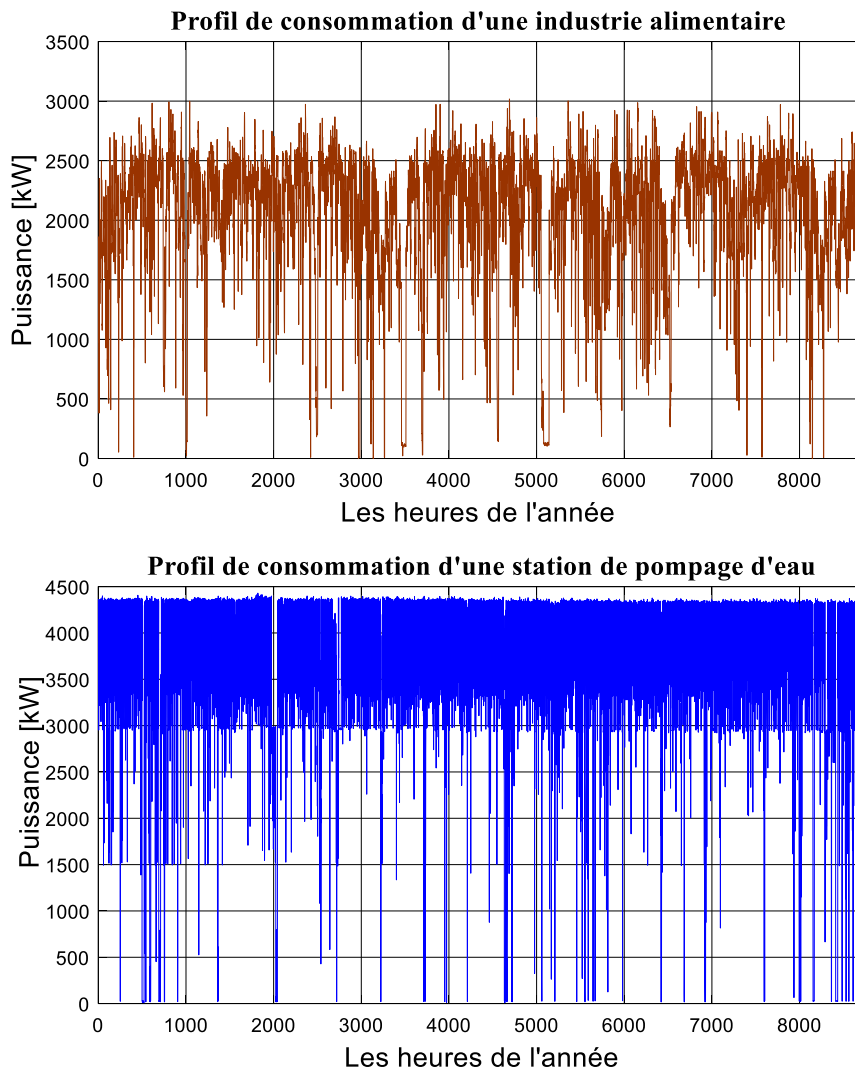


Figure III-1 – Répartition des profils de consommations électriques étudiées sur une année.

III.2.2. Analyse des profils de consommation

La première charge est la consommation d'électricité de l'université de Mostaganem (Kherrouba). Elle se caractérise par un coefficient de variation (écart type relatif) relativement élevée qui est égal à 93%. En outre, on observe une consommation d'électricité quotidienne, cette observation variait de 1.5kWh à 204 kWh, avec un moyen de 3.5kWh. Notamment, les horaires de la demande (les horaire de travail) se manifeste pendant la journée de 8h jusqu'à 17h ce qui favorise le système photovoltaïque.

La demande annuelle de consommation électrique de la ferme agricole s'élève à 0.35 GWh, et la demande horaire varie de 0 à 193,5 kWh, avec une valeur moyenne de 40,1 kWh. La majorité de cette charge apparait durant le période de Mai jusqu'à Octobre, ce qui peut être

expliqué par des besoins d'irrigation pendant l'été. C'est l'avantage qui pourrait être bénéfique du point de vue du fonctionnement du système PV.

La charge suivante considérée est un profil de consommation d'un hôtel. La demande d'électricité présente un pic pendant l'été (Du mois de Juin à Septembre) lorsque l'hôtel fonctionne à pleine capacité. La demande énergétique globale sur l'échelle annuelle s'élève à 0,4 GWh et sa consommation horaire moyenne d'électricité est de 46 kWh. La demande horaire varie de 0 à près de 200 kWh.

Les hôpitaux constituent l'une des charges critiques vitales pour le bon fonctionnement de toute la municipalité. Il est très important de fournir de l'électricité à ces établissements médicaux et de maintenir le niveau de fiabilité maximal possible. La demande horaire en électricité de l'hôpital considéré varie de 26,3 kWh à 191,5 kWh avec une moyenne de 78,5 kWh. La consommation annuelle qui en résulte est de 0,68 GWh et présente également une certaine saisonnalité. La demande la plus élevée est observée en fin du mois de Novembre à celle du mois de Février et plus tard de fin Juin au début du mois d'Août. Cette charge se caractérise également par une variabilité relativement faible, son coefficient de variation s'élève à 33%.

Le premier profil de consommation industriel considéré dans cette recherche représente une minoterie, qui mordre les grains de blés. Au cours de la période d'étude considérée, l'exploitation de l'usine a été arrêtée plusieurs fois pour des périodes courtes et longues (par exemple, des heures de 2900 à 3700 sur la Figure III-1), la demande annuelle d'électricité s'élève à 0,75 GWh et, en raison des fréquentes périodes d'inactivité, présente une variabilité assez importante (son coefficient de variation égale 99%).

La charge industrielle suivante est un profil de consommation électrique d'un usine de brique, c'est l'un des profils de charge les plus importants en termes de consommation annuelle d'électricité, qui s'élève dans ce cas à 5,34 GWh. La demande horaire observée varie de 0 kWh à près de 1160 kWh, avec une valeur moyenne de 610 kW. Simultanément, cette charge (par rapport aux autres) se caractérise par une variabilité relativement faible (CV = 34%).

Le deuxième profil en termes de consommation annuelle d'électricité (18,3 GWh), Il représente une caractéristique de charge d'une industrie de produits alimentaires. La demande énergétique maximale observée atteint 3,0 MW et la plus faible 0,3 kW. Malgré cette large intervalle de demande d'électricité, la charge présente une variabilité assez faible (CV = 26%,

également l'une des plus faibles des charges étudiée) et une demande horaire moyenne est de 2,07 MWh.

La dernière charge industrielle représente une station de pompage d'eau. La station se compose de quatre pompes d'une capacité de 1 MW pour chacune. En termes de consommation annuelle d'énergie, cette charge (31,3 GWh) est la plus grande charge considérée dans cette recherche. La demande horaire moyenne s'élève à 860 kWh, et sur l'année varie de 10 kW à plus de 4,2 MW. Cependant, cette charge présente également la variabilité globale la plus faible (CV = 24%). Cette charge n'a pas de relief spécifique de demande énergétique saisonnière importante, bien que l'on puisse observer que la station fonctionne généralement sous des charges plus faibles pendant les heures tardives de la nuit.

Par la suite, nous présentons les résultats d'optimisation de dimensionnement pour chaque charge, ainsi l'évaluation technico-économique et écologique des deux types de stockages à savoir les batteries et la STEP connectés à un système hybride éolien-PV.

III.3. Résultats d'optimisation

Pour toutes les charges, nous avons exécuté la méthode d'optimisation de dimensionnement présentée dans le deuxième chapitre (II.4). Les fronts de Pareto qui représente la variation de la fiabilité (LPSP) en fonction de coût d'électricité (de 80% jusqu'à 100%) seront expliqué et présenté dans les sous-sections suivantes.

III.3.1. Etude du premier cas : l'université de Mostaganem

Sur la base de l'optimisation effectuée, on constate que, le système éolien-PV-STEP, peut satisfaire la charge à 95% de fiabilité avec un COE de 0,128 € / kWh. Pour ce niveau de fiabilité le COE du système de la batterie s'élève à 0,325 € / kWh. Comme on peut le voir sur la Figure III-2, le COE du système STEP est inférieur à celui du système de batterie qui est presque trois fois plus cher. Néanmoins, pour assurer une fiabilité plus élevée (plus de 98%) il est préférable d'utiliser le stockage par batterie. la fiabilité à 100% n'a été atteinte que dans le cas du système hybride avec batterie mais avec un coût de l'électricité doublé 0,643 €/kWh, tandis que le système hybride avec la STEP le plus fiable (99%) à un COE de 0,8 €/kWh.

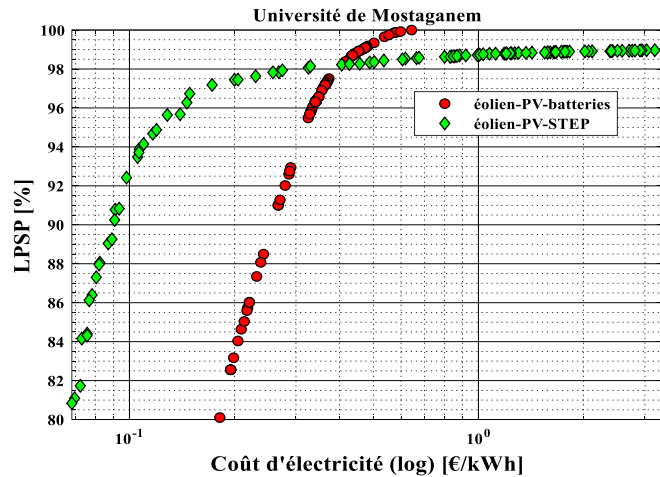


Figure III-2 – Les résultats d'optimisation de dimensionnement pour l'université de Mostaganem (Kherrouba).

Le Tableau III-1 présente les configurations de puissance installée dans chaque source pour les deux systèmes hybrides étudiés à un niveau de fiabilité de 95%. En comparant ces résultats, on remarque que les deux systèmes utilisent la source photovoltaïque comme une source primaire. Ce résultat est convenable du fait que le pic de charge de l'université pendant la journée coïncide fortement avec les ressources solaires. Néanmoins, dans le cas de batterie on observe que le dimensionnement du générateur PV est presque 5 fois plus grand à celui de la STEP.

Tableau III-1 – Les résultats d'optimisation de dimensionnement pour les systèmes étudiés à un niveau de fiabilité de 95%.

Système étudié	Les variables de dimensionnement					COE [€/kWh]
	Eolien [kW]	PV [kW]	Batterie [MWh]	Réservoir [MWh]	Pompe/turbine [kW]	
Eolien-PV-STEP	86	126	–	10.32	119.16	0.128
Eolien-PV-batterie	27	510	1.83	–	–	0.325

Pour bien visualiser le fonctionnement des deux systèmes, nous avons lancé une simulation en utilisant les données présentées dans le Tableau III-1. Dans le cas des deux systèmes on remarque que la demande énergétique de l'université est bien assurée, sauf qu'il y a une charge non satisfaite le matin (8h) dans le cas du système hybride à base de STEP. Cela s'effectue à cause de la limite technique de turbine qui n'est pas apte à couvrir les faibles demandes de charge ainsi que l'indisponibilité des ressources renouvelables.

Pendant les heures de la journée, on remarque que le système éolien-PV-STEP assure la continuité d'approvisionnement par les trois générateurs éolien, PV et turbinage.

Contrairement à la nuit, il utilise le surplus d'énergie éolien pour pomper l'eau de réservoir inférieur vers le réservoir supérieur afin de le restituer dans le cas de besoin.

Le système éolien-PV-batterie se base essentiellement sur le générateurs PV pour alimenter l'université et charger les batteries durant la journée. Dans le cas inverse, pendant la nuit le générateur éolien et le banc des batteries participent pour assurer la continuité d'alimentation comme il est illustré dans la Figure III-3.

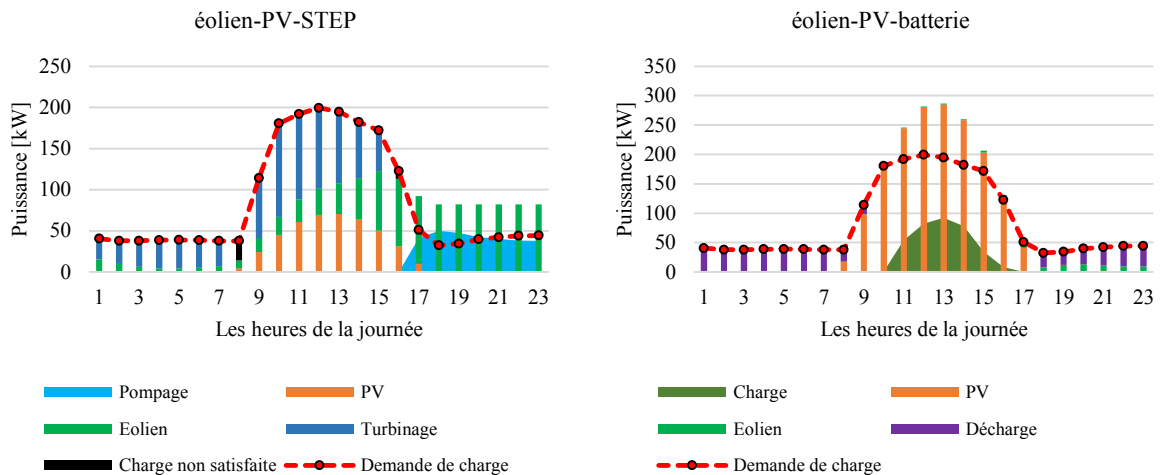


Figure III-3 – Simulation des deux systèmes (STEP et batterie) durant la journée de 21 Janvier.

III.3.2. Etude du deuxième cas : Une ferme agricole

Les résultats d'optimisation indiquent que le COE correspondant à une fiabilité de 95% est de 0,135 € / kWh pour un système éolien-PV-STEP et de 0,286 € / kWh pour le système hybride avec batterie. Autrefois, le stockage par STEP est moins cher en comparaison avec le COE de la batterie pour ce niveau de fiabilité. Par contre, suivant la Figure III-4 qui présente la variation de LPSP en fonction du COE, on remarque que la batterie peut assurer des niveaux de fiabilité plus élevés avec un coût abordable par rapport au STEP.

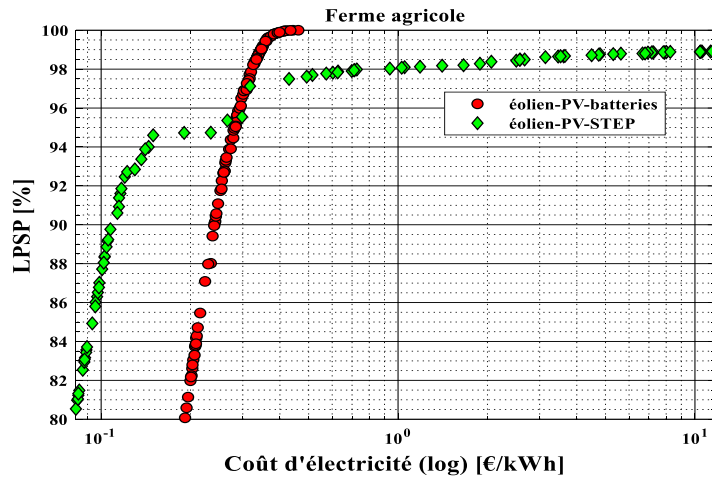


Figure III-4 – La variation de LPS en fonction du coût d'électricité pour le cas d'une ferme agricole pour les deux systèmes étudié (STEP et batterie).

Le récapitulatif des configurations de la puissance installée sont données dans le Tableau III-3. En comparant les résultats, il semble clair que l'énergie éolienne joue un rôle marginal et sa dimensionnement est de 36 kW et 1,5 kW dans le système STEP et batterie, respectivement. En revanche, la valeur de la capacité du générateur PV s'élève à 334 kW pour la STEP et 451 kW pour le stockage par batterie, ce résultat a été prévu en raison de la disponibilité importante d'irradiation solaire dans le site choisi.

Tableau III-2 – Les résultats de dimensionnement obtenus pour alimenter la ferme agricole à un niveau de fiabilité de 95%.

Système étudié	Les variables de dimensionnement					COE [€/kWh]
	Eolien [kW]	PV [kW]	Batterie [MWh]	Réservoir [MWh]	Pompe/turbine [kW]	
Eolien-PV-STEP	36	334.1	–	4.8	208	0.135
Eolien-PV-batterie	1.5	451.09	2.1	–	–	0.286

Afin de mettre en évidence nos résultats d'optimisation, nous avons simulé les performances des deux systèmes STEP et batterie pour 24 heures durant la période d'été là où il y a une demande importante d'électricité. Ce pic de charge de la ferme agricole pendant l'été est dû à l'irrigation des plants agricoles. Le fonctionnement des deux systèmes est présenté sur le graphique de la Figure III-5. Il est clair que les deux systèmes assurent parfaitement la continuité d'approvisionnement en énergie électrique en stockant l'énergie excédentaire au cours de la journée pour l'utiliser pendant la nuit.

Par ailleurs, dans le cas de STEP bien que le site soit plutôt ensoleillé, l'éolien fournit l'électricité au charge de 19 heures jusqu'à minuit. Cela présente l'avantage de l'hybridation

qui permet de limiter la capacité du générateur PV et d’atténuer les fluctuations de la production dues à l’intermittence et la variabilité des SERs.

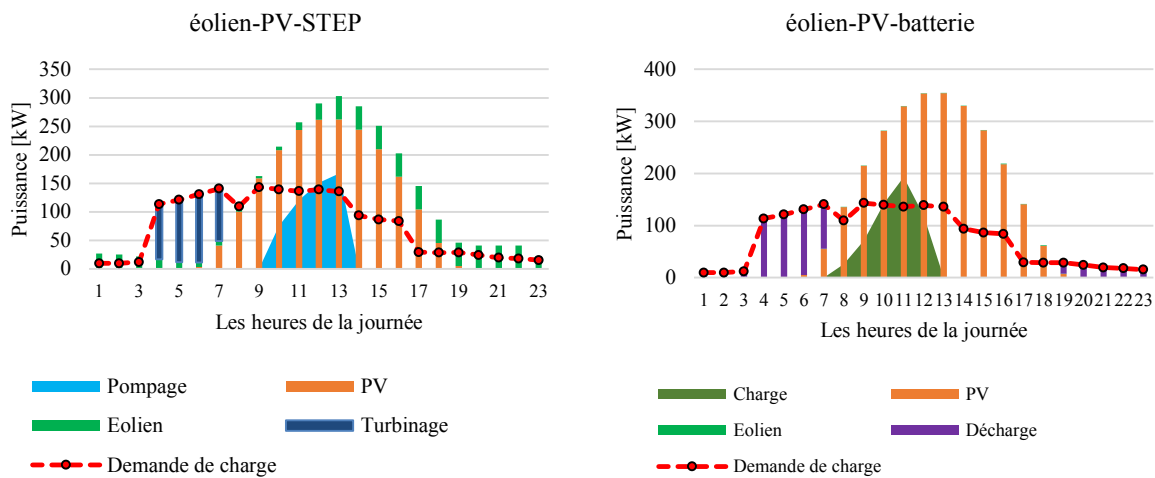


Figure III-5 – Simulation des deux systèmes hybrides étudiés pour alimenter la ferme agricole et pour une fiabilité d’alimentation de 95%.

III.3.3. Etude du troisième cas 3 : L’hôpital

Sur la Figure III-6, nous présentons les points optimaux (Front de Pareto) donnés par la méthode MOGWO. Chacun des points correspond à une solution de dimensionnement optimale pour un niveau de fiabilité souhaité avec le coût le plus bas possible. D’après cette figure, Il est important de noter, et contrairement aux cas précédents que les valeurs du COE de la STEP en fonction du LPSP sont moins chères par rapport au COE de la batterie surtout pour des niveaux de fiabilité moins de 99%.

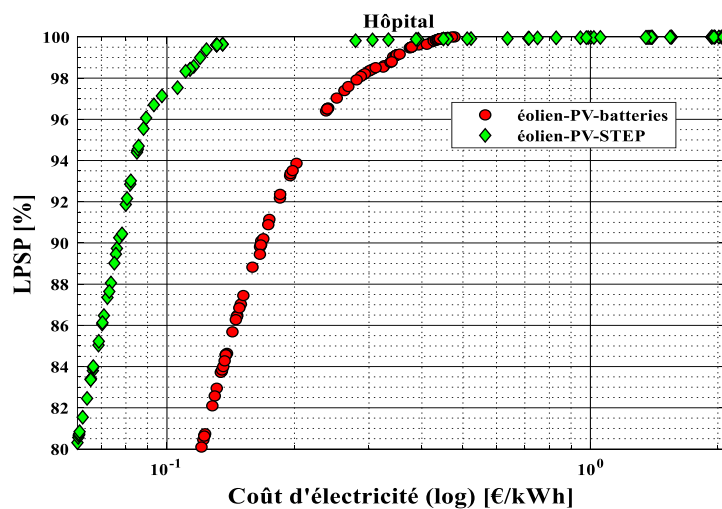


Figure III-6 – Les résultats d’optimisation de dimensionnement pour le cas d’un hôpital.

Le Tableau III-3 indique les résultats d'optimisation de dimensionnement effectués pour une fiabilité de 95%. Similaire au cas de la charge de la ferme, on voit clairement que la majorité de la capacité installée se trouve dans un système PV pour les deux systèmes STEP et batterie. Néanmoins, ce dernier est surdimensionné avec une puissance en PV 2 fois plus grande à celle de la STEP. Ce résultat est raisonnable en vue de la capacité de la STEP à fournir l'électricité au grand consommateur. De point de vue économique, le coût d'électricité de la batterie est 2.7 fois plus cher à celui-ci de la STEP. Ce coût élevé du système éolien-PV-batterie est principalement présent à cause de la courte durée de vie de la batterie ce qui signifie des investissements supplémentaires pour renouveler le banc de batteries au cours de la durée de vie du projet.

Tableau III-3 – Comparaison des résultats obtenus par l'algorithme MOGWO pour les deux types de stockage (STEP et batterie) à un niveau de fiabilité 95%.

Système étudié	Les variables de dimensionnement					COE [€/kWh]
	Eolien [kW]	PV [kW]	Batterie [MWh]	Réservoir [MWh]	Pompe/turbine [kW]	
Eolien-PV-STEP	0	520	–	1.1	238	0.088
Eolien-PV-batterie	78	1057	2.4	–	–	0.238

La Figure III-7 montre la simulation des deux systèmes hybrides éolien-PV-STEP et éolien-PV-batterie pour alimenter l'hôpital durant les 24 heures. Pour cela, nous avons utilisé le dimensionnement optimal donné dans le Tableau III-3. Cette figure a non seulement indiqué le bon fonctionnement de notre simulateur des deux systèmes hybrides mais elle a également montré la synergie entre les différents éléments du système pour répondre aux besoins énergétiques de la charge.

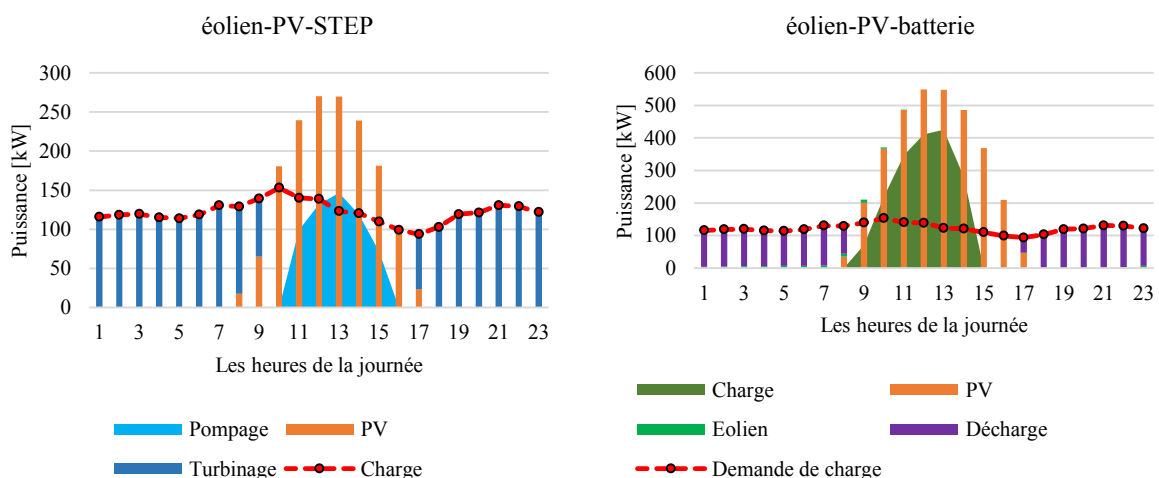


Figure III-7 – Simulation des deux systèmes hybrides (STEP et batterie).

III.3.4. Etude du quatrième cas : L'hôtel

Les résultats d'optimisation illustrés sur le graphique de la Figure III-8, indiquent que le système éolien-PV-STEP est plus rentable économiquement en comparaison avec le système hybride éolien-PV-batterie pour des niveaux de fiabilité moins de 99%. De point de vue technique, la STEP ne peut pas assurer les petites demandes de charge, alors on observe une augmentation significative du COE en fonction de LPSP pour les niveaux de fiabilités les plus élevés.

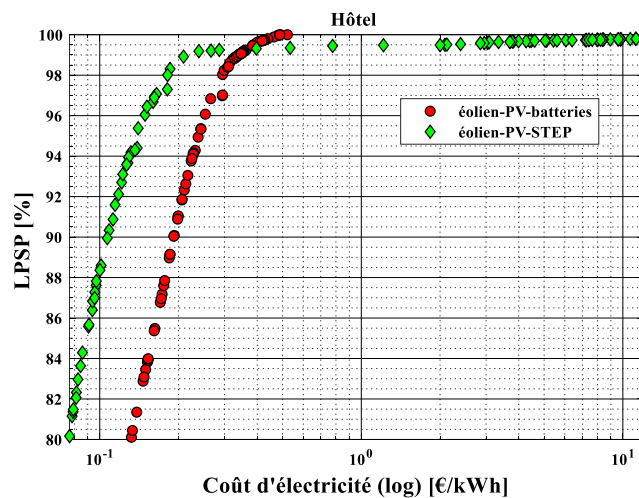


Figure III-8 – Le front de Pareto de résultat d'optimisation du dimensionnement le cas d'hôtel pour les deux systèmes hybrides (STEP et batterie).

Le dimensionnement optimal des deux systèmes (STEP et batterie) est affiché dans le Tableau III-4 pour une fiabilité d'alimentation de 95%. Dans les deux systèmes il n'y a pas d'énergie éolienne. Donc, l'algorithme d'optimisation a trouvé qu'il est suffisant d'utiliser le générateur PV seul avec stockage (STEP ou batterie) sur le plan technique et économique. Cela est justifié par le pic de charge d'hôtel qui est enregistré en été et une saison durant laquelle l'énergie solaire est abondante. Par ailleurs, en comparant la puissance en PV dans les deux systèmes on remarque que les deux sont presque égaux. En revanche, le système PV-STEP semble encore moins cher par rapport au système PV-batterie. Ce résultat apparaît en effet comme nous l'avons mentionné précédemment dans le cas d'hôpital, à cause de la durée de vie limitée de batterie. Cependant, la STEP se caractérise par une longue durée de vie et un faible coût de fonctionnement et de maintenance, des facteurs qui rendent ce type de stockage compétitif au stockage par batterie. En outre, l'intérêt major de site sélectionné dans ce travail est que les coûts liés au bassin inférieur sont nuls et les coûts principaux de la STEP proviennent essentiellement des travaux de génie civil, l'installation du réservoir supérieur et des machines.

Tableau III-4 – Les résultats de dimensionnement des deux systèmes hybrides (STEP et batterie) pour le cas d'hôtel et pour une LPSP de 95%.

Système étudié	Les variables de dimensionnement					COE [€/kWh]
	Eolien [kW]	PV [kW]	Batterie [MWh]	Réservoir [MWh]	Pompe/turbine [kW]	
Eolien-PV-STEP	0	601	–	5.6	178	0.14
Eolien-PV-batterie	0	573.8	1.8	–	–	0.244

D'après la Figure III-9, il semble à l'évidence que les deux systèmes fonctionnent suivant le simulateur et l'algorithme que nous avons développé dans le chapitre 2 (II.4.2.2). Dans le cas du système PV-STEP, on remarque que pendant la journée la pompe fonctionne à sa capacité nominale pour stocker l'eau dans le réservoir supérieur dans le but de couvrir les périodes de non-disponibilité de soleil. En outre, à la fin de la journée (vers 18h) on voit que ce système est incapable d'assurer une petite demande de charge à cause de la limite technique de la STEP. En revanche, le système PV-batterie assure la continuité d'approvisionnement en électricité pendant les 24 heures de simulation, néanmoins il est important de noter que le banc de stockage atteint son niveau maximal (100%) à 14h bien qu'il y ait beaucoup d'excès d'énergie. Cette dernière doit être considérée dans les futures recherches afin de bien évaluer le stockage par batterie.

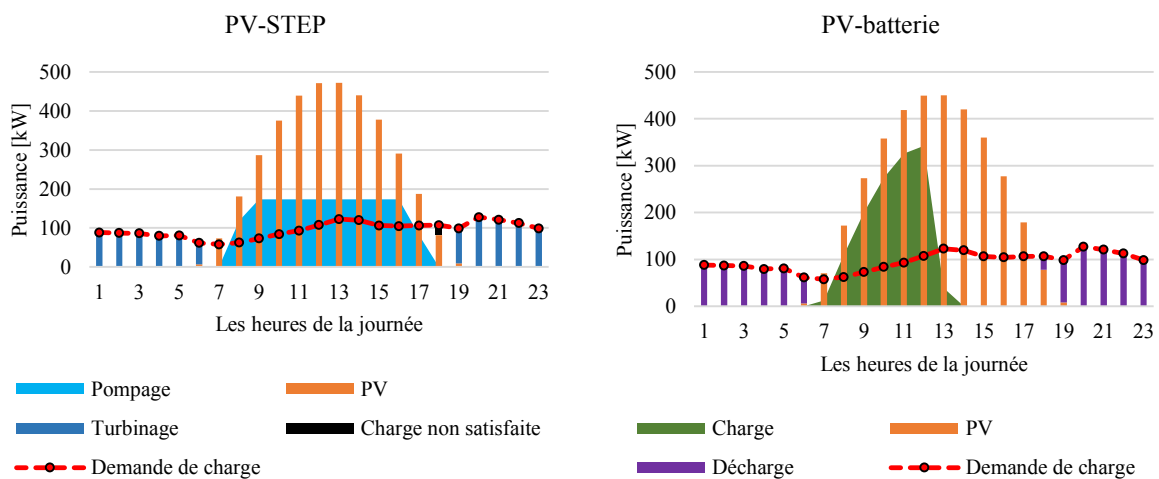


Figure III-9 – Simulation des systèmes PV-STEP et PV-batterie pour alimenter le profil de consommation d'hôtel.

III.3.5. Etude du cinquième cas : La minoterie

La variation de la fiabilité d'alimentation en fonction du coût d'électricité obtenue par la méthode d'optimisation MOGWO est illustrée sur le graphique de la Figure III-10. Encore dans ce cas d'étude, les résultats indiquent que le COE de la STEP est le moins cher avec un

taux de satisfaction de charge dans les limites acceptables (la STEP présente un faible coût jusqu'à la fiabilité de 99%). Concernant la fiabilité à 100% n'a été obtenue que par le système hybride à batterie, mais son coût de l'électricité s'élève à 0,46 € / kWh, tandis que pour le système basé sur STEP, son COE se développe significativement pour les niveaux de fiabilité au-delà de 99%.

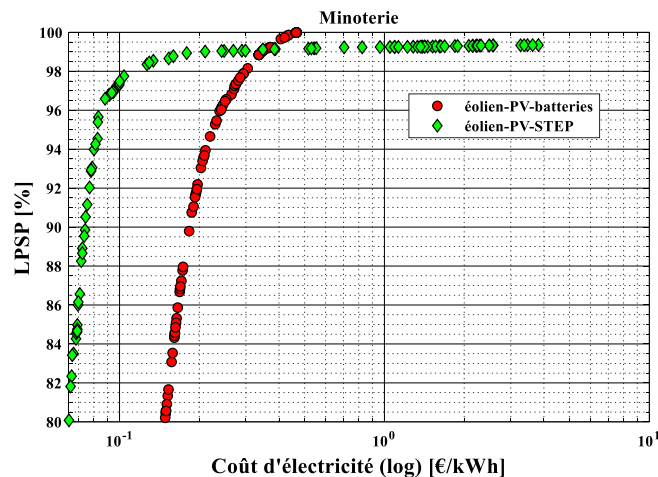


Figure III-10 – Les résultat d'optimisation du dimensionnement (cas d'une minoterie).

Après avoir exécuté l'optimisation, les résultats de dimensionnement à un niveau de fiabilité de 95% est affiché sur le Tableau III-5. On observe que le COE du système hybride avec batteries est 3 fois plus grand que le système avec la STEP. En outre, le système PV-STEP est suffisant pour assurer les besoins électriques de la minoterie pour un taux de fiabilité de 95%. Dans le cas de la batterie on remarque que le dimensionnement du générateur PV est 222% plus grand que celui de la STEP.

Tableau III-5 – Les résultats d'optimisation de dimensionnement de la charge d'une minoterie pour un niveau de fiabilité 95%.

Système étudié	Les variables de dimensionnement					COE [€/kWh]
	Eolien [kW]	PV [kW]	Batterie [MWh]	Réservoir [MWh]	Pompe/turbine [kW]	
Eolien-PV-STEP	0	505	–	14.72	238	0.08
Eolien-PV-batterie	6.75	1125	3.01	–	–	0.23

D'après les résultats de simulation présentés dans la Figure III-11, on remarque que la minoterie s'arrête complètement de 17h à 21h et de 3h à 6h de matin. Dans le cas du système STEP, quelques petites charges non satisfaites sont observées au début de démarrage de la minoterie, cela est grâce à la limite technique de la turbine comme nous avons mentionné dans

les cas précédemment. Donc, on peut constater que la STEP est bien adaptée à fournir de l'électricité au grand consommateur.

Dans le cas de la batterie, on remarque une énergie excédentaire importante durant la journée et cette énergie n'est pas chargée dans le banc de batteries. Il est clair que le système a cessé la charge de la batterie à 11h comme il est indiqué dans la Figure III-11, ce qui signifie que la batterie atteint son état de charge maximale.

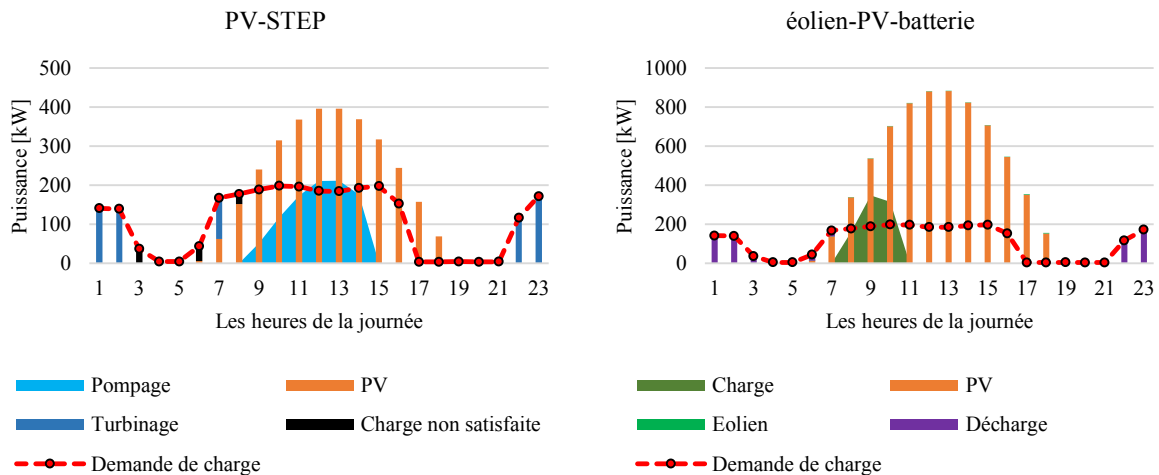


Figure III-11 – Résultats de simulation des deux systèmes (STEP et batterie) pour le cas d'une minoterie.

III.3.6. Etude du seizième cas : La briqueterie

Après avoir effectué l'optimisation, les résultats des deux systèmes sont illustrés sur la Figure III-12. Ces résultats confirment notre constatation : la STEP est plus adaptée à alimenter les grands consommateurs électriques avec un faible coût et une fiabilité convenable. Dans le cas du système éolien-PV-batterie, la fiabilité à 100% a été obtenue avec un COE de 0,54 €/kWh tandis que le système éolien-PV-STEP atteint un niveau de fiabilité de 99,95% pour un coût légèrement plus élevé (0,6 €/kWh).

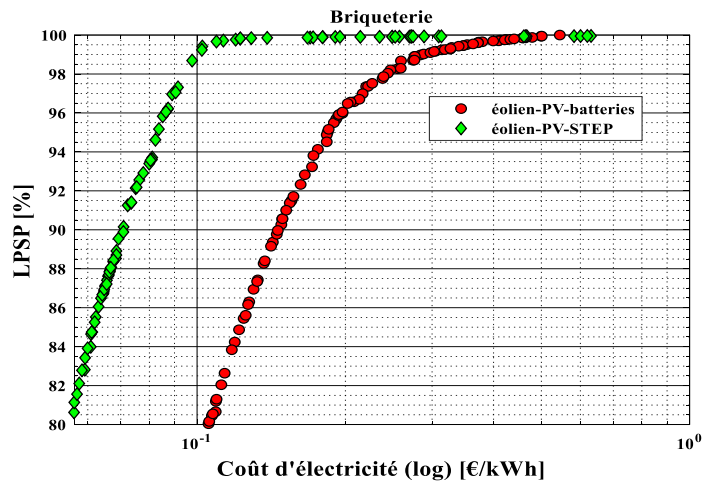


Figure III-12 – Les résultats d'optimisation du dimensionnement pour le cas de profil de consommation d'une briqueterie.

En comparant les résultats donnés dans le Tableau III-6, le coût d'électricité du système à base de la STEP est 0.1 €/kWh moins cher par rapport au COE du système à base de la batterie. Ceci est dû au fait que la configuration de la puissance installée en générateur PV dans le système batterie est presque 2 fois plus grande à celle de la STEP.

Tableau III-6 – Les résultats de dimensionnement optimal pour un niveau de fiabilité de 95% du cas d'étude de la charge d'une briqueterie.

Système étudié	Les variables de dimensionnement					COE [€/kWh]
	Eolien [kW]	PV [MW]	Batterie [MWh]	Réservoir [MWh]	Pompe/turbine [MW]	
Eolien-PV-STEP	11	3.8	–	65.86	1.9	0.08
Eolien-PV-batterie	168	6.4	15.9	–	–	0.18

La simulation des deux systèmes en utilisant le dimensionnement affiché sur le tableau au-dessus est présenté dans la Figure III-13. Dans le cas du système STEP, on observe que le générateur PV produit jusqu'à 3 MW de puissance, presque 1/3 est utilisé pour couvrir les besoins énergétiques de la briqueterie pendant la journée. Pour les autres 2 MW en remarque que la STEP fonctionne à pleine capacité de 10h à 12h afin de remonter l'eau vers le réservoir supérieur. Durant de l'indisponibilité ou l'insuffisance d'énergie PV, l'eau stockée dans le réservoir supérieur sous une forme potentiel est restituée pour couvrir ce manque d'alimentation.

Le système éolien-PV-batterie génère jusqu'à 5 MW de puissance de 12h à 13h, il est clair que 1/5 de cette puissance n'est pas utilisé puisque le banc de batteries atteint son état de charge maximal à 11h. Donc, il est primordial de considérer d'autres types de stockage

saisonnier (production de la chaleur, l'hydrogéné...etc.) ou bien de l'injecter l'excès d'énergie dans le réseau électrique national.

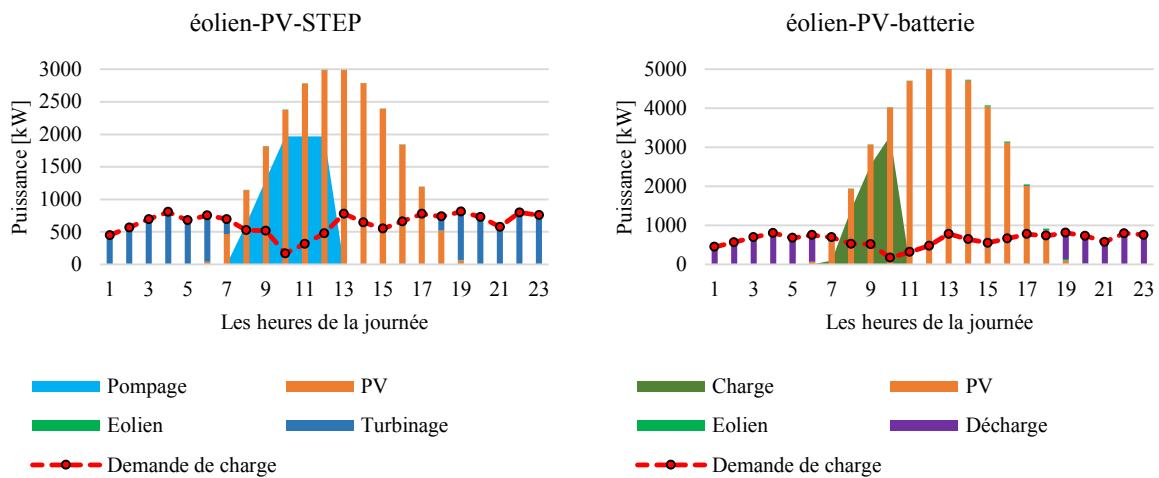


Figure III-13 – Simulation des deux systèmes hybrides étudiés (STEP et batterie) pour le cas d'une briqueterie.

III.3.7. Etude du septième cas : L'industrie alimentaire

Ce cas est parmi la plus grande charge électrique étudiée dans ce travail. Les résultats d'optimisation sont présentés dans la Figure III-14. D'après cette figure, on voit que la courbe du coût d'électricité en fonction de LPSP est la plus basse par rapport à tous les cas d'études précédentes. En plus, la STEP présente un faible COE pour toute la plage de variation de LPSP.

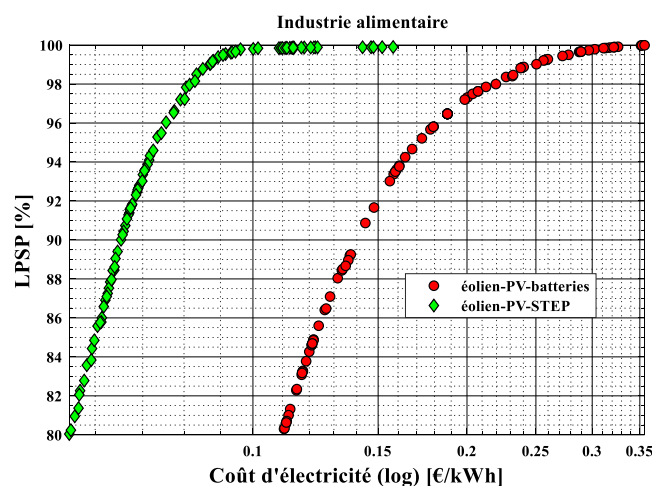


Figure III-14 – Front de Pareto de solutions optimales sélectionnées par la méthode MOGWO cas d'étude : usine alimentaire.

Les paramètres de dimensionnement pour un niveau de fiabilité 95% sont donnés dans le Tableau III-7. Comme prévu, il est clair que le système STEP est plus fiable sur le critère technique et économique. Ce résultat confirme nos constatations précédentes.

Tableau III-7 – Les résultats de dimensionnement de la charge d'une industrie alimentaire pour une fiabilité de 95%.

Système étudié	Les variables de dimensionnement					COE [€/kWh]
	Eolien [kW]	PV [MW]	Batterie [MWh]	Réservoir [MWh]	Pompe/turbine [MW]	
Eolien-PV-STEP	13.5	12.2	–	188.8	5.36	0.07
Eolien-PV-batterie	630	20.5	50	–	–	0.17

La simulation des deux systèmes est illustrée dans la figure ci-dessous. Elle montre la dominance de la production PV dans les deux systèmes étudiés. Néanmoins, cette puissance n'a pas été exploitée totalement surtout pour le cas du système à base de batterie. En revanche, le système hybride à base de STEP a pompé la majorité d'énergie excédentaire vers le réservoir supérieure pour l'utiliser la nuit, durant laquelle l'usine reste en fonctionnement avec pleine capacité (environ 2.5 MWh de demande énergétique).

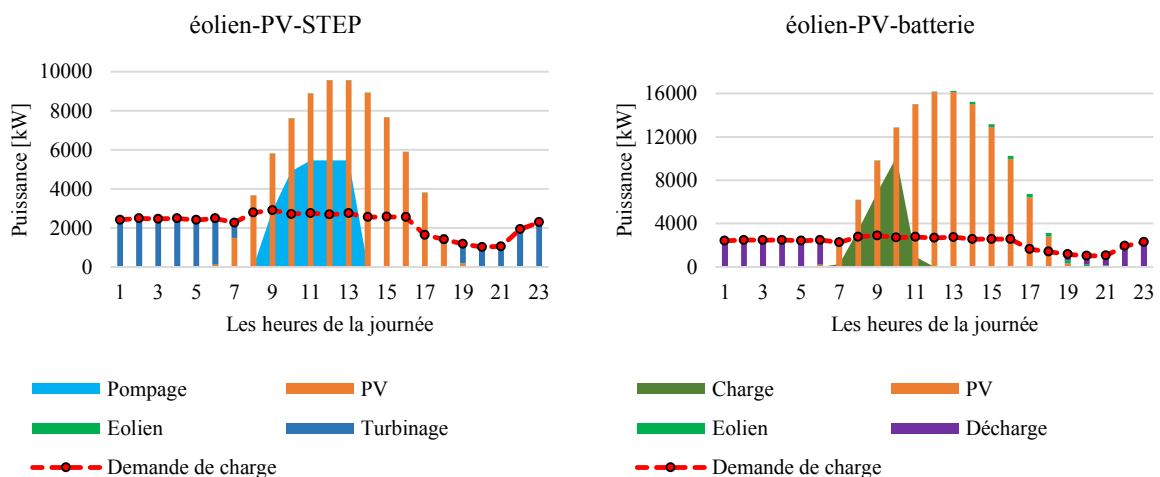


Figure III-15 – Résultats de simulation des deux systèmes hybrides (STEP et batterie) en alimentant le profil de consommation d'une industrie alimentaire.

III.3.8. Etude du huitième cas : La station de pompage d'eau potable de la ville de Mostaganem

Le profil de consommation de la station de pompage considéré dans cette étude est le plus grand parmi tous les cas d'études précédentes de point de vue de la demande énergétique. Pour cette raison, on observe clairement dans la Figure III-16 que la STEP a une variation du COE plus faible par rapport au stockage par batterie sur toute la plage de fiabilité considérée (80% à 100%).

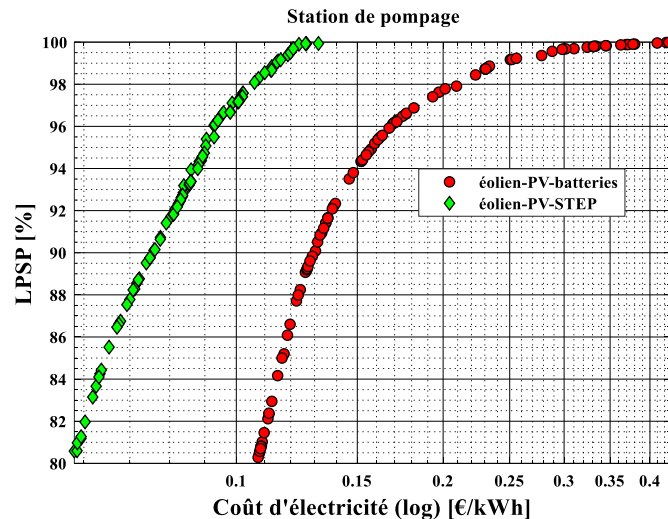


Figure III-16 – La variation de la fiabilité en fonction du coût d'électricité cas d'étude : station de pompage.

Les résultats d'optimisation prouvent que le système hybride à base de STEP est plus fiable en termes du coût d'électricité pour une fiabilité de 95% par rapport au système hybride avec batterie. Pour ce niveau de fiabilité, le résultat optimal des variables de dimensionnement sont affichés sur le Tableau III-8.

Tableau III-8 – Les résultats de dimensionnement de la charge d'une station de pompage d'eau potable pour une fiabilité de 95%.

Système étudié	Les variables de dimensionnement					COE [€/kWh]
	Eolien [kW]	PV [MW]	Batterie [MWh]	Réservoir [MWh]	Pompe/turbine [MW]	
Eolien-PV-STEP	191	31.7	–	46.8	5.92	0.09
Eolien-PV-batterie	1190	32.28	82.26	–	–	0.16

Après avoir effectué l'optimisation, une simulation des deux systèmes étudiés a pu être menée. La Figure III-17 montre les résultats de cette simulation. D'après cette figure, on constate que la demande énergétique est satisfaite en tout moment dans le cas du système éolien-PV-batterie. En plus, on observe une synergie entre les éléments du système hybride, par exemple durant la nuit, l'éolien et le banc des batteries se participent à couvrir la demande électrique, à l'inverse durant la journée le générateur PV assure les besoins énergétiques de la station et charge les batteries.

Dans le cas du système éolien-PV-STEP, on remarque qu'il y a une charge non satisfaite de 3h à 6h du matin. A ce stade, l'état de charge (SOC) du réservoir supérieur ne permet pas de couvrir les besoins électriques de la charge comme il est montré dans la Figure III-18. De 6h à 7h du matin on remarque une diminution de la demande, à ce moment le potentiel énergétique

de la STEP peut assurer cette charge, donc on observe également sur la Figure III-18 la baisse du SOC du réservoir supérieur jusqu'à 10%. À partir de 8h on voit une autre charge non satisfaite, cela est dû au fait que l'état de charge du réservoir supérieur a atteint son niveau minimal (considéré à 10% de SOC maximal dans cette étude). Par ailleurs, ces résultats confirment une autre fois le bon fonctionnement de notre simulateur.

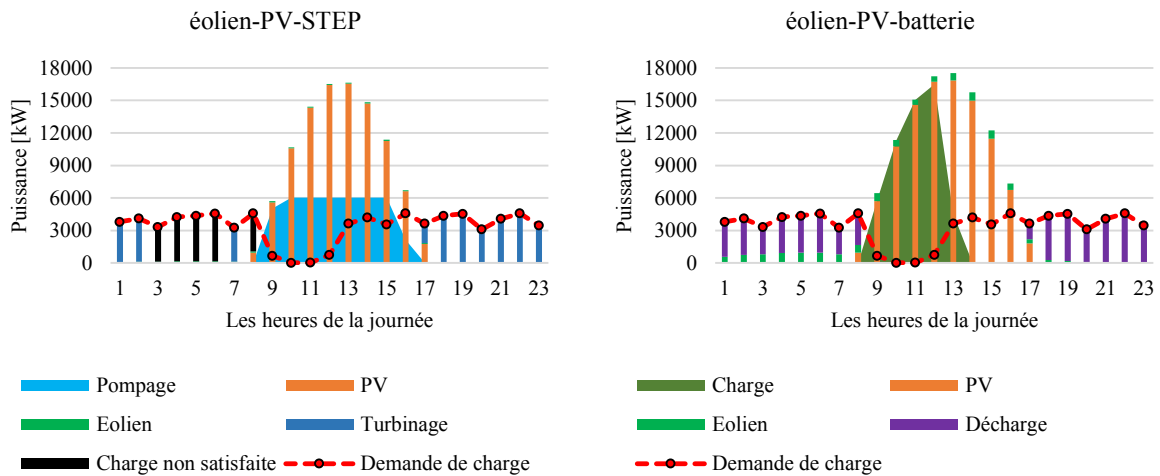


Figure III-17 – Simulation des deux systèmes hybrides (STEP et batterie) pour le cas de la station de pompage d'eau potable.

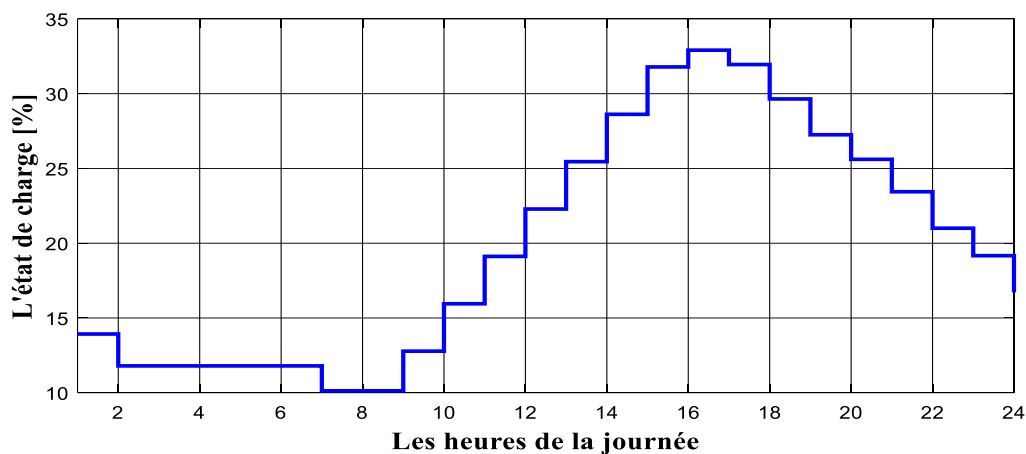


Figure III-18 – L'état de charge du réservoir de supérieur de la STEP pendant la journée considérée dans la simulation.

III.4. Analyse et discussions des résultats

Afin de mettre en évidence nos résultats, dans cette partie nous les analysons sur plusieurs aspects tels que :

- les performances des deux stockages étudiés à grand échelle en supposant que tous les profils de consommation sont connectés entre eux dans un micro-réseau ;
- la comparaison du coût d'électricité des systèmes hybrides avec le prix d'électricité du réseau national ;
- étudier l'influence de la variation des données météorologiques sur le dimensionnement optimal du système hybride ;
- l'évaluation et la comparaison d'impact environnemental de chaque système.

III.4.1. Connexion de l'ensemble des charges précédentes en micro réseau

La dernière optimisation de dimensionnement a été exécutée pour la charge agrégée qui est un profil de consommation que nous avons créé sur la base des huit cas d'études considérées précédemment en supposant que toutes les charges sont connectées dans un même micro-réseau. Donc, nous avons obtenus ce profil de consommation par l'addition de l'ensemble de ces charges.

La répartition de la charge créée est présentée sur le graphique de la Figure III-19 (sous forme de carte de fréquentation « heatmap en anglais » en utilisant le logiciel MATLAB afin de visualiser la variation journalière et annuelle de la charge). Le Tableau III-9 affiche les paramètres statiques de cette charge.

Tableau III-9 – Les paramètres statistiques de la charge créée.

Paramètre	Valeur
Somme annuelle	57.3 (MWh)
Moyenne	6.55 (MWh)
Pic de charge	8.63 (MWh)
Charge minimale	1.29 (MWh)
Coefficient de variation	16 (%)

Le profil de demande énergétique quotidien typique (en moyenne sur toute l'année) est illustré dans la Figure III-20. Cette charge présente une période de pointe de consommation électrique pendant les heures d'ensoleillement, ce qui est très bénéfique pour l'énergie PV, en réduisant également le besoin de stockage d'énergie. Cependant, un deuxième pic de charge est

observé en fin de soirée, de 21 h à 23 h. Il est donc évident que ce pic doit être couvert soit par la production éolienne, soit par le système de stockage.

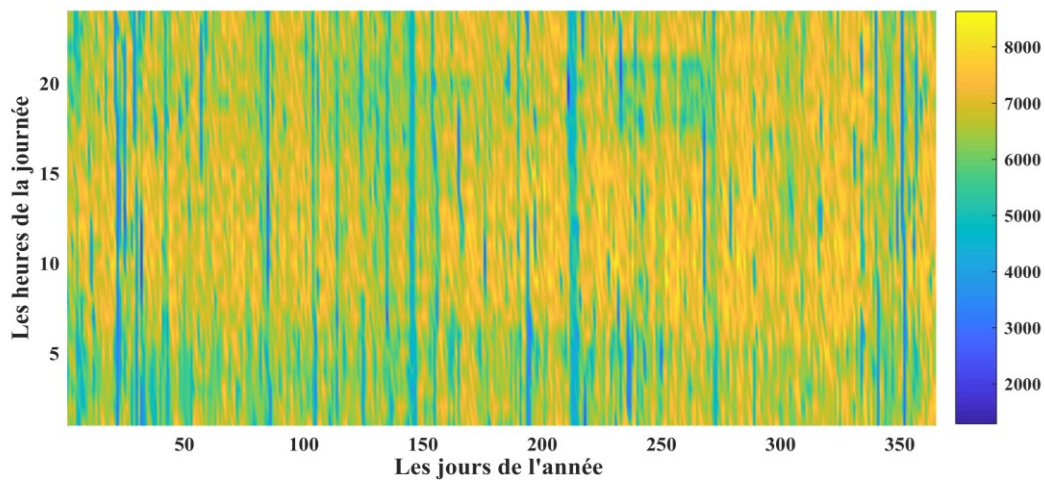


Figure III-19 – La demande horaire d'électricité de la charge créée.

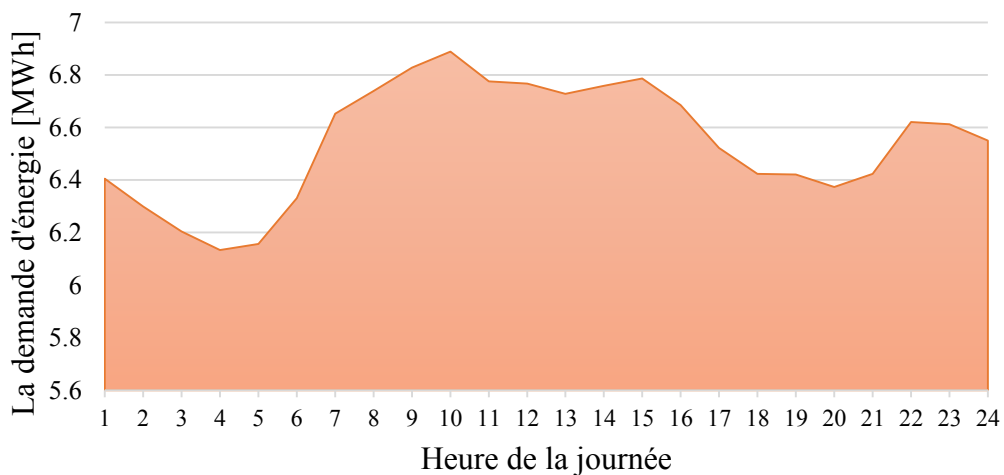


Figure III-20 – La demande énergétique quotidienne typique de la charge créée.

Les résultats de l'optimisation (Tableau III-10) indiquent que les deux systèmes peuvent garantir une fiabilité à 95% pour un COE de 0,07 € / kWh et 0,12 € / kWh pour éolien-PV-STEP, système hybride à batterie, respectivement. Du front de Pareto (Figure III-21), on peut voir que le système hybride basé sur STEP est plus rentable par rapport au système hybride avec batterie. Cependant, une fiabilité de 100% ne peut être atteinte que pour le système hybride avec batterie, mais avec un COE de 0,17 €/kWh. Le système éolien-PV-STEP peut atteindre une fiabilité maximale de 99,90%, mais son coût est devenu beaucoup plus élevé et s'élève à 0,39 € / kWh.

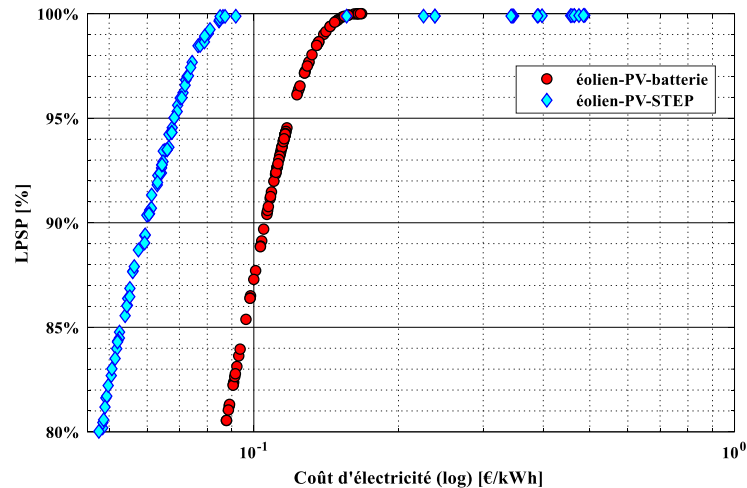


Figure III-21 – Les résultats de dimensionnement de la charge créée.

D'après le tableau au-dessus, on remarque une grande capacité du banc de batterie à l'ordre de 105 MWh. Pratiquement, la réalisation de tel stockage est infaisable dans le site sélectionnée. Toutefois, il est important de noter qu'il existe des centrales à base d'énergie renouvelable avec une capacité de stockage sur batterie très grande par exemple on cite le système de stockage sur batterie lithium-ion construit par Tesla en Australie avec une capacité de 129 MWh.

Tableau III-10 – Comparaison des résultats de dimensionnement pour les charges en micro réseau à une LPSP=95%.

Système étudié	Les variables de dimensionnement					COE [€/kWh]
	Eolien [MW]	PV [MW]	Batterie [MWh]	Réservoir [MWh]	Pompe/turbine [MW]	
Eolien-PV-STEP	0	38	–	393	14.8	0.07
Eolien-PV-batterie	4.6	36.9	105	–	–	0.12

III.4.2. Comparaison avec le réseau national Algérien

Les prix actuels de l'électricité en Algérie sont relativement moins coûteux par rapport à l'Union européenne à titre d'exemple. Le prix moyen de l'électricité en Algérie est de 0,035 € / kWh. Ceci est nettement inférieur au coût de l'électricité qui a été obtenu ici pour les systèmes basés sur les énergies renouvelables, même ceux qui ont une fiabilité de 95%.

La Figure III-22 illustre la comparaison entre le prix de l'électricité pour les tous cas étudiés le prix moyen de l'électricité en Algérie. On constate que le coût de l'électricité des systèmes à base d'énergies renouvelables est en moyenne 2,8 fois plus élevé que l'électricité du

réseau national pour le système hybride basé sur STEP, et 6,2 fois plus élevé pour les systèmes à batteries. Cependant, dans le cas de la charge créée, le prix de l'électricité des systèmes STEP n'est plus élevé que de 94%, tandis que pour le système à batteries, il est 234% plus élevé. Toutefois, une chose est presque certaine : l'investissement dans un système basé sur les sources d'énergies renouvelables n'est effectué qu'au début, tandis que les coûts d'exploitation et de maintenance sont relativement faibles. Pendant ce temps, dans le système électrique algérien, il est très probable que les prix de l'électricité augmenteront à l'avenir, rendant les systèmes hybrides à énergie renouvelable plus rentable.

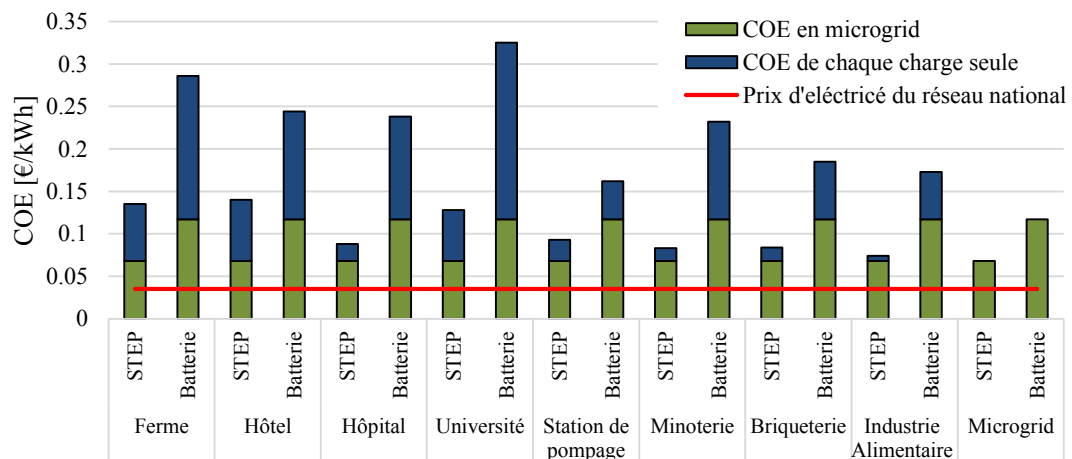


Figure III-22 – Comparaison du prix d'électricité entre toutes les charges et le réseau national Algérien.

III.4.3. Variabilité de la charge et coût d'électricité

Dans cette partie de notre analyse, nous étudions la relation entre la variabilité de la charge (exprimée en coefficient de variation) et le coût de l'électricité résultant de dimensionnement optimal du chaque système hybride pour une fiabilité à 95%. La Figure III-23 illustre cette relation pour les deux systèmes hybrides couplés avec des batteries et STEP. À partir de ces résultats, on remarque que le coût d'électricité des systèmes hybrides étudiés augmente proportionnellement avec l'augmentation de la variation de la charge. De plus, les systèmes hybrides utilisant la STEP comme un stockage semblent généralement non seulement moins chers mais aussi plus résistants à la variabilité de charge (la tendance linéaire ajustée à la valeur du coefficient de pente). Le fait que le coût de l'électricité le plus bas est obtenu dans le cas d'étude de la charge agrégée qui a la valeur de coefficient de variation la plus faible, on peut dire que la performance globale des systèmes multi-source à base des énergies renouvelables peut bénéficier de groupement de plusieurs charges dans un micro-réseau.

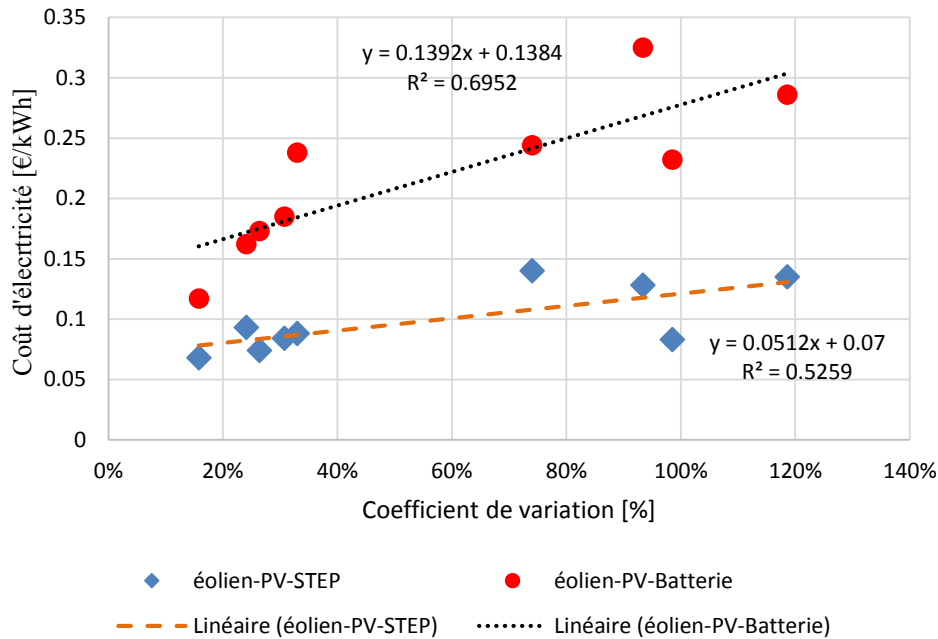


Figure III-23 – La relation entre le coût d'électricité et coefficient de variation des charges étudiées.

III.4.4. L'effet de la variation des données météorologiques

Pour vérifier la fiabilité globale des systèmes hybrides, nous avons examiné leurs performances, en simulant ces systèmes avec des données de rayonnement, de température et de vitesse du vent des 10 dernières années. Le dimensionnement des systèmes était tel qu'il est décrit dans la section (III.3.Résultats d'optimisation) pour une fiabilité de 95%, sauf que pour le cas d'hôpital (qui est une charge critique), nous décidons de simuler les systèmes qui ont une fiabilité de 99,95%.

La Figure III-24 illustre les résultats de la variation de la fiabilité en fonction de la variation des données météorologiques. Pour toutes les charges, les systèmes hybrides dimensionnés se sont relativement résistants au changement climatique annuel. L'écart par rapport à la fiabilité prévue dans la plupart des cas n'a pas dépassé les 2% et, dans des cas, les systèmes ont encore mieux performé que l'année considérée pour l'optimisation. En général, les systèmes de batterie présentent une plus grande variation de fiabilité par rapport aux systèmes basés sur la STEP. Ce n'est que dans le cas de la charge universitaire que l'inverse a été observé, bien que même là, la variabilité de fiabilité pour le système à base de STEP ait un impact positif car la fiabilité était supérieure à 95%.

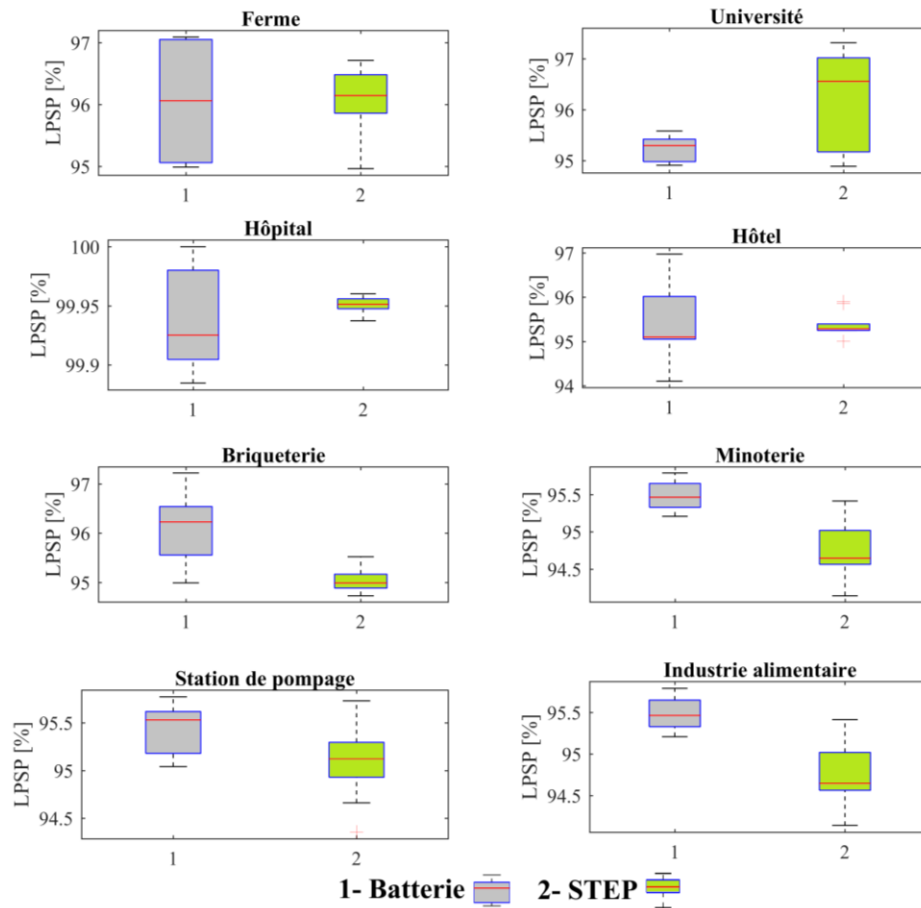


Figure III-24 – Analyse de fiabilité pour tous les systèmes à base des dernières 10 ans de données météorologiques.

III.4.5. Analyse écologique

Les systèmes énergétiques multi sources à base d'énergies renouvelables sont connus comme des systèmes écologiques. Cependant, ce n'est pas tout à fait vrai, car dans la majorité des cas, les combustibles conventionnels sont utilisés pour leur production (pendant les phases initiales de la conception de ces systèmes électriques). Par conséquent, chaque unité d'énergie générée est associée à certaines émissions apparaissant lors des phases de fabrication. Dans cette analyse, nous avons estimé les émissions de gaz à effet de serre des systèmes éolien-PV-STEP et éolien-PV-batterie.

L'impact environnemental des systèmes hybrides à base des sources d'énergie renouvelable a été calculé sur la base des données obtenues à partir de références pertinentes, fiables et récentes qui concernent l'évaluation du cycle de vie des émissions de gaz à effet de serre pour chaque composant [107], [108], [109], [110].

Daniel et al, [107] a mené une étude critique pour évaluer les émissions de gaz à effet de serre du cycle de vie des systèmes PV et éolien. Les auteurs ont constaté que les émissions moyennes d'un système photovoltaïque sont de 0,049 kg eq-CO_2 pour chaque kilowattheure. Concernant le système éolien, les émissions moyennes de gaz à effet de serre sont de 0,034 kg eq-CO_2 / kWh. Dans le cas du système de stockage sur batterie, les émissions sont liées à la capacité de stockage et étaient supposées être de 175 kg eq-CO_2 / kWh [109]. Pour la STEP, les émissions se produisent pendant la construction, ce qui émis 35 kg de eq-CO_2 pour chaque kWh de capacité de stockage, et pour chaque unité d'électricité produite correspond à 0,018 kg de eq-CO_2 / kWh.

Les émissions du réseau électrique algérien ont été estimées sur la base de l'hypothèse que chaque unité d'énergie (kWh) générée se traduit par des émissions de 0,84 kg de eq-CO_2 / kWh provenant d'une centrale fonctionnant au pétrole et de 0,469 kg eq-CO_2 / kWh provenant des stations électriques à base de turbine à gaz [110]. Considérant que les centrales à gaz couvrent 93% de la demande, 6% en pétrole et 1% en hydroélectricité (supposée sans émissions) ; les émissions moyennes qui en résultent en Algérie sont égales à 0.518 kg eq-CO_2 / kWh d'énergie.

La Figure III-25 illustre les résultats des émissions de CO_2 pour chaque système et pour les différents cas d'études présentés précédemment. Les émissions moyennes des systèmes à base de STEP sont environ 0,055 kg eq-CO_2 /kWh, tandis que pour les systèmes avec batterie, ils sont à l'ordre 0,220 kg eq-CO_2 /kWh, bien que ces dernières puissent atteindre 0,364 kg eq-CO_2 /kWh dans le cas du profil de consommation de l'université.

Les émissions les plus faibles ont été observées pour la charge agrégée, à la fois pour STEP et batterie systèmes. Cependant, plus important encore, ces émissions sont 9,3 (STEP) et 2,3 (batterie) fois plus faibles que dans le système électrique algérien. Cela indique qu'une politique gouvernementale claire visant à promouvoir les systèmes électriques à faibles émissions peut résoudre le problème des coûts élevés actuel des systèmes hybrides à base de SER.

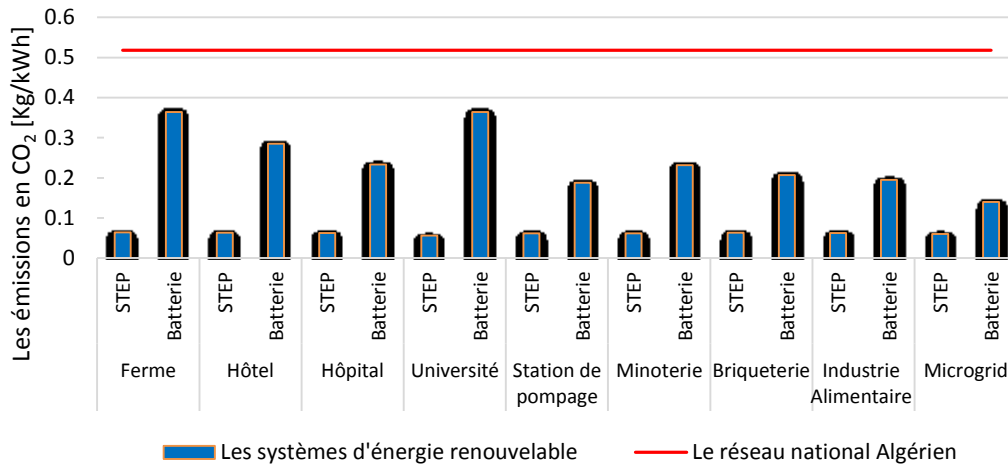


Figure III-25 – Résultats des émissions de CO₂ des systèmes étudiés pour les différents consommateurs électriques.

III.5. Synthèse et Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons optimisé le dimensionnement des deux systèmes hybrides éolien-PV-STEP et éolien-PV-batterie selon le critère technique et économique (LPSP et COE) pour alimenter plusieurs consommateurs électrique. À base des résultats obtenus, nous avons établi une comparaison détaillée entre ces deux systèmes. Cette comparaison a indiqué que la STEP est la technologie de stockage la plus mature, fiable en termes économiques et très prometteuse pour les applications autonomes et l'électrification des sites isolés.

Par ailleurs, notre analyse a montré que le coût d'électricité des systèmes multi-sources à base d'énergie renouvelable dépend principalement des paramètres statistiques de la demande de charge électrique, plus précisément le coefficient de variation de la charge.

De plus, dans le cadre d'analyse de sensibilité, nous avons montré que les performances du système hybride peuvent bénéficier du regroupement des charges. En outre, les systèmes hybrides sont relativement résistants aux variations des conditions météorologiques (variabilité de la vitesse du vent et de l'irradiation). En ce qui concerne le réseau national algérien, actuellement la production d'énergie à partir d'énergies renouvelables ne fournit pas d'électricité à un prix compétitif par rapport au système électrique national mais elle est propre et moins polluante en termes écologiques.

Les points suivants résument brièvement les limites de cette étude et soulignent ainsi les solutions possibles proposées dans le chapitre suivant :

-
- L'analyse effectuée indique clairement qu'en raison des limites techniques des systèmes de stockage sur batterie (courte durée de vie et le coût élevé) et STEP (site géographique spécifique et incapable de satisfaire les petites demandes de charge), il est nécessaire à l'avenir d'envisager le potentiel de l'exploitation conjointe de ces deux technologies de stockage. Une telle mixte de stockage sera traduit par un fonctionnement plus efficace.
 - Dans les recherches futures, il serait nécessaire d'étudier comment un tel système hybride pourrait coopérer avec le système électrique national en offrant, par exemple, l'écrêtage de la pointe de consommation et en minimisant simultanément le coût de l'électricité.
 - L'énergie excédentaire de la production d'énergies renouvelables entraîne une augmentation du coût de l'énergie mais elle pourrait être inévitable en raison des contraintes de capacité de stockage. Par conséquent, un compromis doit être fait entre le coût et la fiabilité. Par ailleurs, les recherches futures devraient envisager l'utilisation de cette énergie pour la production, par exemple, de carburants synthétiques, la chaleur ou d'hydrogène.
-

**IV. CHAPITRE 4
SCHEMA DE STOCKAGE
OPTIMAL (STEP-BATTERIE)
POUR LES SYSTEMES
D'ENERGIE RENOUVELABLE**

IV.1. Introduction

Au cours des dernières années, on remarque une augmentation rapide du nombre de documents de recherche qui étudient des systèmes hybrides éolien-PV couplés à un stockage par batterie ou à un stockage par STEP, car la complémentarité naturelle entre les ressources solaires et éoliennes n'est pas toujours suffisante pour assurer une alimentation continue.

Dans ce chapitre, nous présentons une nouvelle stratégie de gestion d'énergie pour un système hybride éolien-PV raccordé avec un stockage mixte (STEP-batterie). En premier temps, le dimensionnement du système éolien-PV raccordé avec le stockage mixte sera optimisé en tenant compte de la fiabilité d'alimentation et le coût d'électricité.

Ensuite, ce dernier sera comparé avec un autre un système hybride couplé à un stockage simple (soit STEP ou batterie) avec une analyse détaillée du fonctionnement détaillée. Enfin, La validité des résultats sera justifiée par une analyse de sensibilité, qui met en évidence la supériorité de la méthode de gestion d'énergie proposée.

IV.2. Description du système et données d'entrées

Sur la base d'analyse technico-économique menée sur les deux systèmes de stockage batterie et STEP, nous proposons une nouvelle stratégie de contrôle d'énergie pour raccorder ces technologies de stockage dans un seul système de stockage mixte (HPBS). Dans ce but, le profil de consommation de la ferme agricole (Figure III-1) a été choisi afin d'élaborer ce travail.

La contribution de cette recherche au domaine des énergies renouvelables peut être résumée comme suit :

- Introduire une nouvelle stratégie de contrôle, qui donne la priorité au STEP car il peut délivrer l'électricité à moindre coût et utiliser le système de batterie comme une technologie de stockage complémentaire.
- Optimisation du dimensionnement d'un système d'énergie renouvelable multi source avec un stockage hybride (STEP et batterie).
- Une comparaison détaillée qui montre la supériorité du stockage mixte STEP-batterie par rapport à l'utilisation d'un seul système de stockage.
- Evaluation de l'impact des données d'entrées sur le cout d'électricité et la fiabilité du système.

La Figure IV-1 présente le schéma synoptique du système hybride étudiée, qui est constitué de panneaux photovoltaïques, de turbines éoliennes, de banc de batterie et d'une station de transfert d'énergie par pompage (STEP). L'ensemble du système est connecté à une salle de contrôle équipée par tous les moyens nécessaires pour contrôler le flux d'énergie entre les composants du système et le consommateur.

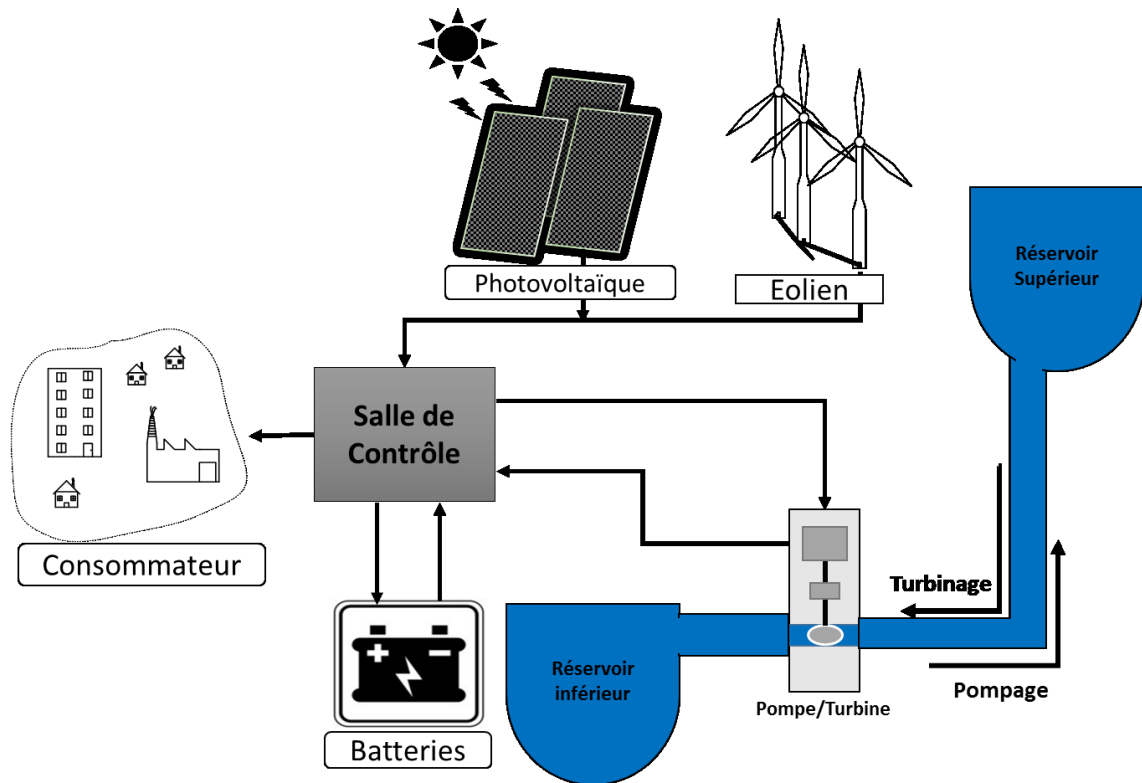


Figure IV-1 – Schéma descriptif du système hybride proposé.

IV.3. Stratégie de contrôle d'énergie et supervision

Dans les systèmes d'énergie renouvelable multi-source avec batteries, la stratégie de contrôle d'énergie est très simple : la batterie se charge si l'énergie renouvelable est en excès après avoir satisfaite la demande, et la batterie se décharge si la charge dépasse l'énergie renouvelable. Toutefois, le contrôle d'un système hybride devient très complexe dans le cas d'un système hybride couplé avec plusieurs technologies de stockage.

Dans ce contexte, nous avons développé un algorithme qui détermine le contrôle et la gestion d'énergie dans un système hybride éolien-PV avec stockage mixte (STEP-batterie). En d'autres termes, nous avons optimisé le dimensionnement du système ainsi la répartition d'énergie entre la STEP et les batteries. Cette coordination est déterminée à base de la courbe du rendement de la pompe/turbine considérée dans cette étude (Figure IV-2).

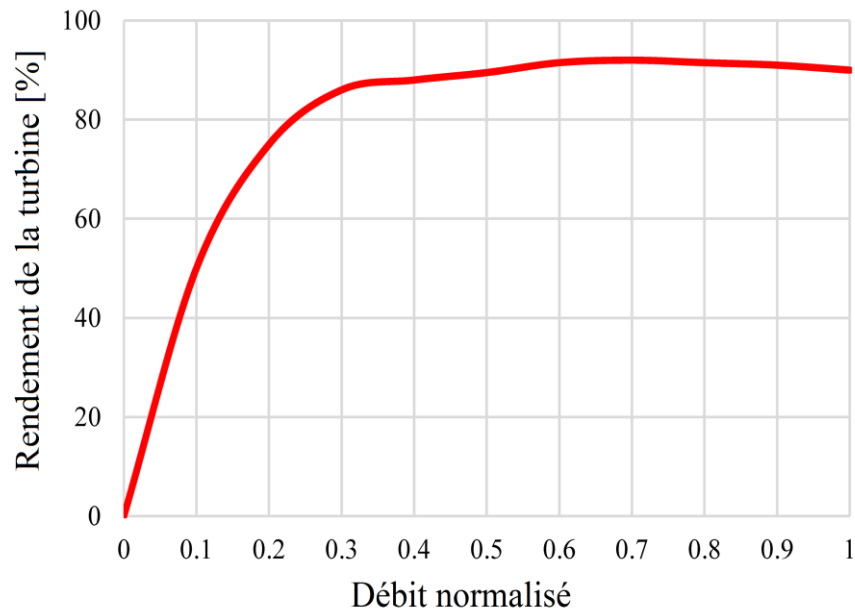


Figure IV-2 – Courbe de rendement de la pompe/turbine Pelton pour diverses valeurs de débit normalisé.

En générale, l'efficacité de la pompe/turbine dans une station de transferts d'énergie par pompage varie de 70% à 87%. La Figure IV-2 au-dessus présente la variation du rendement de la pompe/turbine Pelton considérée dans cette recherche. On remarque que dans le cas où le débit est supérieur à 0.2 la pompe/turbine fonctionne à un rendement plus élevé et au-dessous de 0.2 de débit, le rendement de la pompe/turbine diminue considérablement. Pour cela nous avons ajouté le stockage par batterie qui doit fonctionner dans la plage où le rendement de la pompe/turbine est faible. La Figure IV-3 présente la stratégie de gestion d'énergie proposée pour prendre les décisions concernant la répartition d'énergie produite, le contrôle de la charge et la décharge des systèmes de stockage (STEP et batterie) et également d'équilibrer la production/demande. De plus, cet algorithme de contrôle extrait les performances maximales de chaque stockage en assurant leur fonctionnement dans l'intervalle du rendement le plus efficace. Par conséquent, le système fonctionnera efficacement, le coût de l'énergie sera diminué et la fiabilité sera maximisée. En outre, Les batteries sont intégrées avec STEP pour éviter le surdimensionnement du réservoir supérieur, par exemple, ce système de stockage mixte a été utilisé dans nombreuses applications ; on peut mentionner ; le dessalement [111], l'électrification des îles [112], l'application en micro-réseau [113], alimentation d'une station de radio [36], ainsi que l'électrification des écoles [105].

L'organigramme de l'algorithme proposé pour contrôler et gérer l'énergie entre les parties du système est présenté dans la Figure IV-3.

Après l'initialisation et le calcul du potentiel renouvelable, il est à noter qu'un bilan énergétique doit être mis en place pour équilibrer la production électrique et la demande. Dans cet algorithme, deux parties sont distingués :

► La première partie : lorsque l'énergie produite par les sources renouvelables éolien-PV est supérieure à la demande de charge :

- Si cette énergie est supérieure à 20% de la puissance nominale de la pompe, on l'utilise pour remonter l'eau vers le réservoir supérieur.
- Si ce surplus d'énergie est inférieur à 20% de la puissance nominale de la pompe, cette dernière ne peut pas fonctionner. Dans ce cas l'énergie supplémentaire est utilisée pour charger le banc des batteries.
- Si cette énergie est supérieure à 20% de la puissance nominale de la pompe mais elle peut remplir le réservoir jusqu'à 100%. Dans ce cas après le pompage d'eau, l'énergie excédentaire est utilisée aussi pour charger le banc des batteries.

► La deuxième partie : lorsque l'énergie produite par les sources renouvelables éolien-PV est inférieure à la demande de charge :

- Dans ce cas on calcul si ce déficit énergétique est supérieure à 20% de la puissance nominale de la turbine, la STEP commence le turbinage jusqu'à la satisfaction de charge.
 - Si l'énergie produite par la STEP est insuffisante pour satisfaire la charge, le banc de batterie se décharge pour aider la STEP dans l'approvisionnement de la charge en électricité.
 - Si le déficit énergétique est inférieur à 20% de la puissance nominale de la turbine, le banc des batteries se décharge pour couvrir la demande de charge.
-

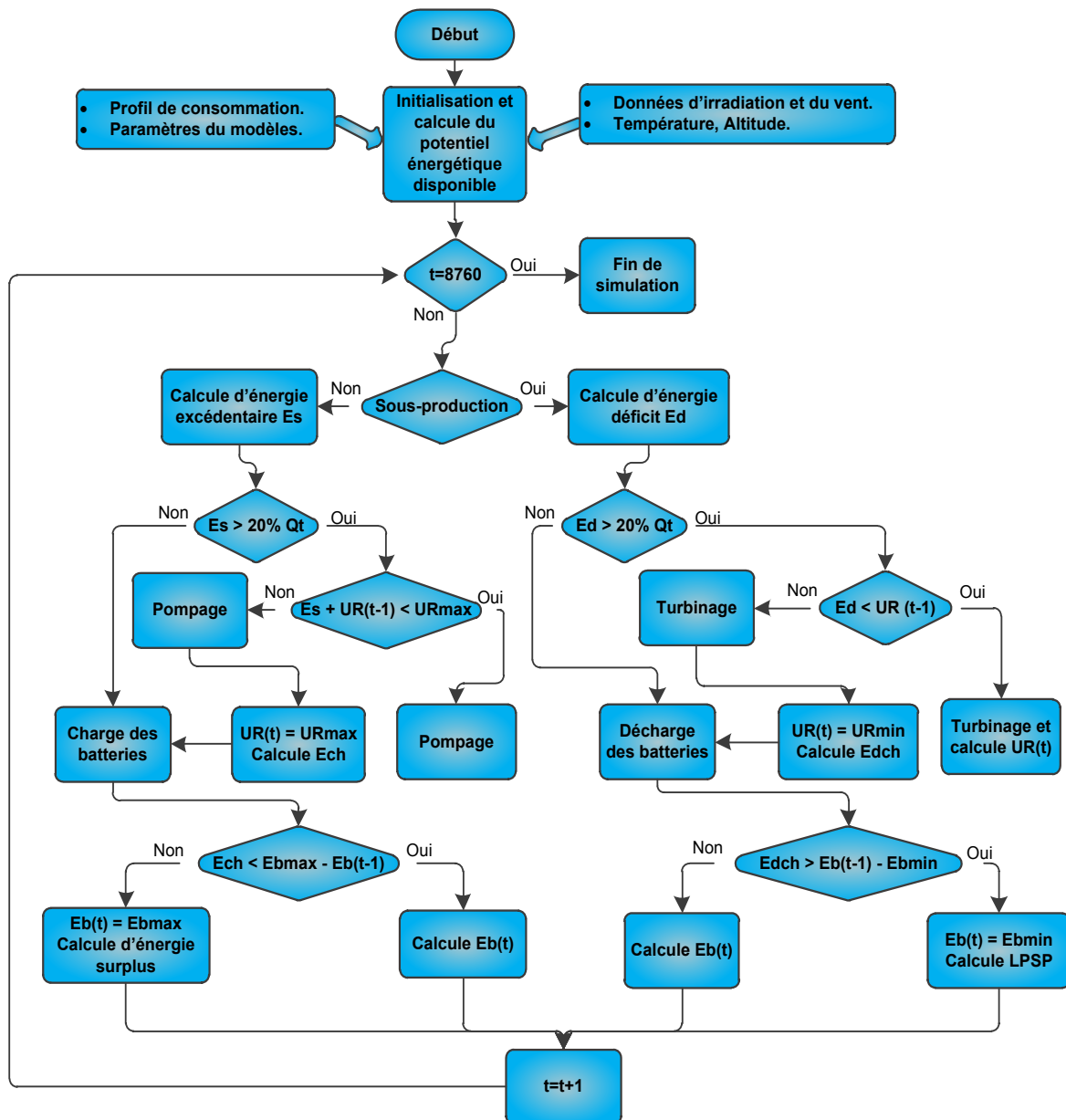


Figure IV-3 – Organigramme descriptif de la méthode de gestion d'énergie proposée.

Pratiquement, une fois la configuration des installations du système est réalisée, à savoir : l'implémentation de l'algorithme du contrôle proposée sur le contrôleur, la configuration des instruments de mesure, la communication entre les différents équipements, il convient de se focaliser sur la mise en place d'un système supervision.

En effet, le système de supervision est capable de transférer les informations entre la salle de contrôle composée d'ordinateurs, d'unités terminales distantes RTU ou à des automates programmables (Figure IV-4). En plus, il contient d'un réseau d'instruments intelligents qui interagit avec les éléments du système hybride par l'intermédiaire des capteurs, par exemple pyromètre, anémomètre, thermomètre...etc. En particulier, le réseau d'instruments intelligents

permet au système de mesurer et contrôler le processus de la production d'énergie et assurer l'alimentation de la charge à tout moment.

Le système de supervision permet également le contrôle du processus à travers la commande de certains appareils à distance (ouverture et la fermeture des actionneurs) l'envoi des instructions (profil de charge), etc.

De cette façon, le superviseur assure la surveillance et la sécurité de l'ensemble du système en émettant des données critiques. Il permet de prendre des décisions d'urgence qui ont pour but d'améliorer la maintenance des installations. Parmi les systèmes de supervision le plus connus on cite SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition).

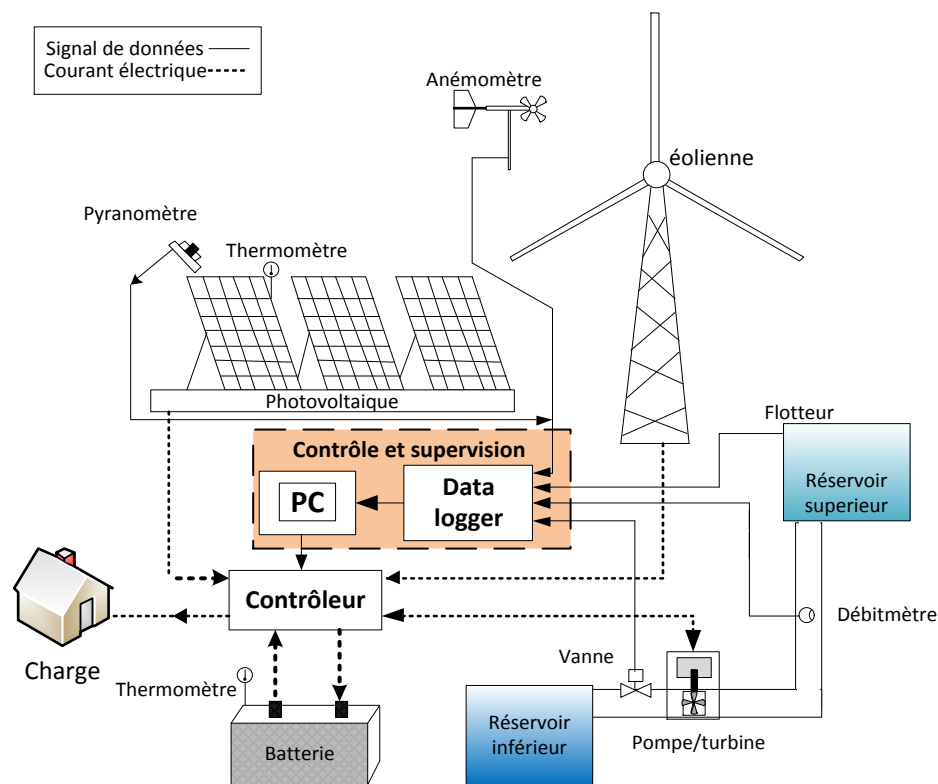


Figure IV-4 – Exemple d'un système de supervision d'un système hybride éolien-PV avec stockage mixte (STEP-batterie).

IV.4. Résultats et évaluation des performances

IV.4.1. Dimensionnement et performances du système

En utilisant la méthode Multi-objective Grey Wolf Optimization (MOGWO), décrite dans le deuxième chapitre, nous avons optimisé le dimensionnement d'un système d'énergie renouvelable multi-source (éolien-PV) avec un stockage mixte STEP et batterie. Le Tableau IV-1 affiche les résultats d'optimisation pour trois niveaux de fiabilité (choisi

arbitrairement pour pouvoir comparer les trois systèmes). Ces résultats montrent que les systèmes à base de stockage simple (batterie ou bien STEP) ne sont pas apte d'assurer une fiabilité à 100%, cela peut être expliqué par le coefficient de variation élevé (118%) qui caractérise la charge de la ferme agricole et comme nous l'avons indiqué dans le chapitre précédent que les profils de consommation qui se caractérisent par un coefficient de variation élevé nécessitant une large capacité de stockage. Dans tous les niveaux de fiabilité considérés, le système HPBS se caractérise par le coût d'électricité le plus faible. Le système utilisant le stockage par batterie est en outre caractérisé par une capacité d'éolienne relativement faible, ce qui n'est pas surprenant en tenant compte du facteur de charge (FC) de production éolienne relativement faible observé pour ce site (24,42%).

Tableau IV-1 – Les résultats du dimensionnement optimal pour chaque système à différents niveaux de fiabilité (– indique que le système n'a pas pu atteindre le niveau de fiabilité souhaité ; X indique que le composant n'a pas été pris en compte dans la configuration.

Les composants du système	Les variables de dimensionnement					COE [€/kWh]	Fiabilité [%]
	Eolien [kW]	PV [kW]	Batterie [kWh]	Réservoir [kWh]	Pompe/turbine [kW]		
Eolien-PV-STEP	—	—	—	—	—	—	100
	1736	1478	X	8055.71	58.4	1.46	97.5
	413	683	X	3798.8	42.2	0.46	95
Eolien-PV-batterie	—	—	—	—	—	—	100
	49.72	425.9	507.65	X	X	0.207	97.5
	0	373.5	510.54	X	X	0.16	95
Eolien-PV-HPBS	8.33	388.2	352.26	2187.51	89.37	0.204	100
	0.78	289.2	289.97	3416.54	89.37	0.16	97.5
	0.73	262.8	270.41	2759.16	59.584	0.14	95

Les systèmes éolien-PV connectés à un stockage d'énergie simple par batterie ou par STEP sont incapables d'atteindre une fiabilité de 100% et un niveau de 99,95% a été obtenue par le système éolien-PV-BB à 0,66 €/kWh, et 98% de fiabilité avec un coût d'électricité de 1,83 €/kWh pour éolien-PV-STEP.

Le fonctionnement des trois systèmes étudiés a été simulé en utilisant le dimensionnement optimal de la fiabilité le plus élevé pour chaque système. Les figures (5-7) illustrent la part de chaque sous-système dans l'alimentation de la charge. Comme tous les systèmes sont dominés par l'énergie photovoltaïque on observe une grande quantité d'énergie surplus durant la journée. De plus, dans le cas du système de stockage simple (soit batterie ou STEP), on observe une charge non satisfaite durant le pic de 21h à minuit, alors que dans le cas du système HPBS, le pic de charge est souvent assuré à partir le stockage mixte proposé.

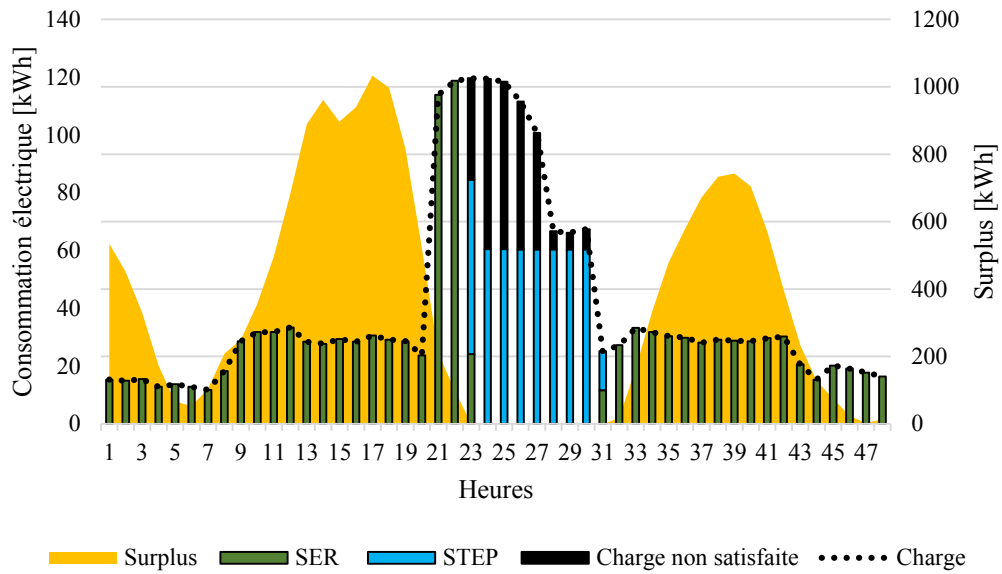


Figure IV-5 – Part des sources pour couvrir la demande de charge et l'énergie surplus (non utilisée) durant les jours 13 et 14 août.

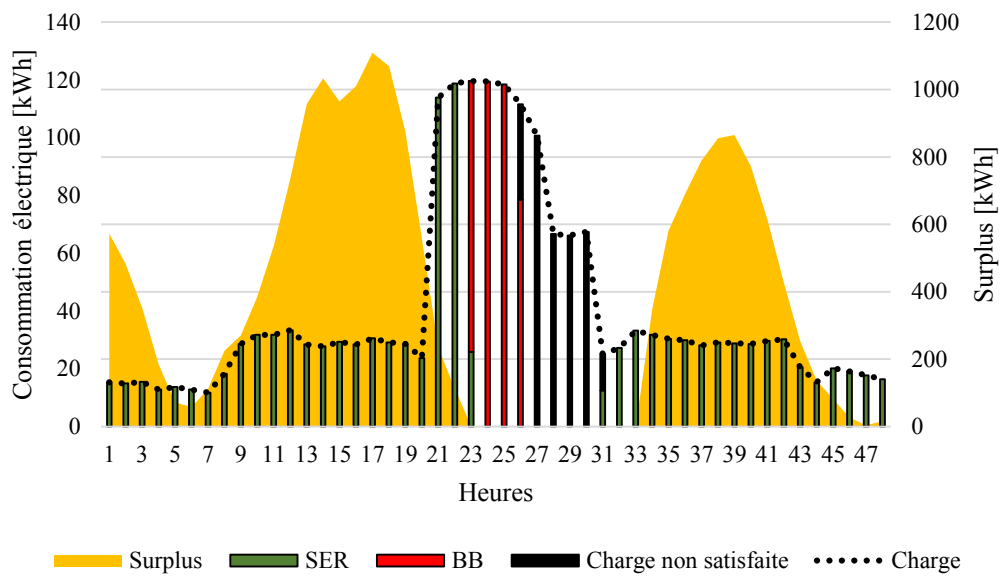


Figure IV-6 – Part des sources pour couvrir la demande de charge et l'énergie surplus durant les jours 13 et 14 Août.

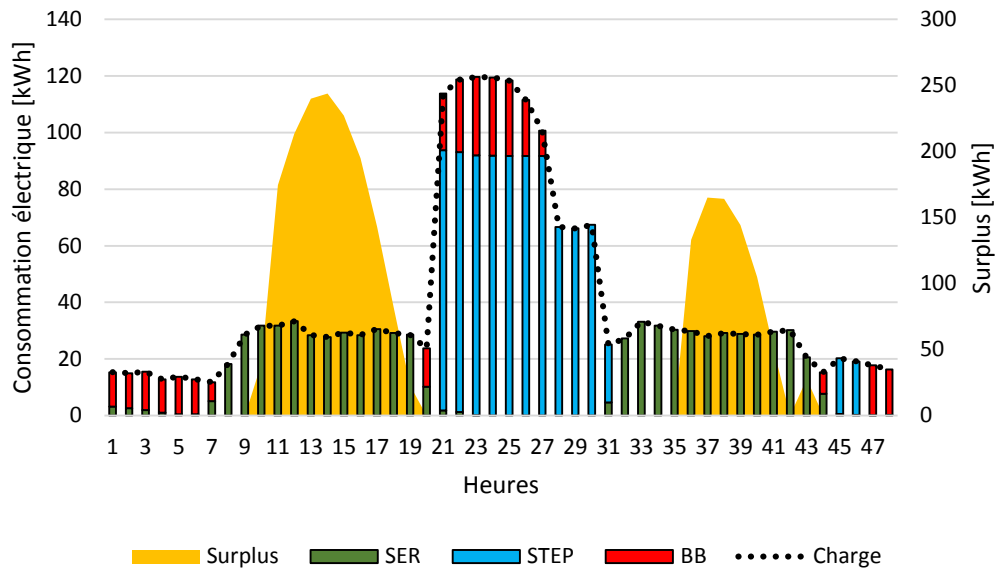


Figure IV-7 – Simulation du système pendant les jours 13 et 14 Août.

Au cours de la période de simulation d'un an, la technologie de stockage considérée dans les trois systèmes renouvelable a jouée de différents rôles dans l'alimentation de la charge (nous avons sélectionné les paramètres qui assurent une fiabilité de 97,5% car tous les systèmes étaient capables d'atteindre ce niveau de fiabilité et une comparaison était donc possible). Comme nous venons de l'observer dans la Figure IV-8, le rôle du stockage dans le système connecté au STEP est marginal parce que la fiabilité souhaitée est obtenue en surdimensionnant de la puissance installer dans chaque sources plutôt qu'en utilisant le stockage (un surplus d'énergie considérable est observée dans ce cas).

Dans le cas du système éolien-PV-batterie, le stockage assure plus de 22% de la charge, ce qui indique l'adéquation technique et économique du stockage par batterie. Cependant, le plus important dans le cas du système HPBS proposée, un effet synergique de l'opération de stockage est observé. De plus, non seulement le rôle du stockage d'énergie dans de tels systèmes a augmenté pour alimenter plus d'un tiers de la charge, mais l'énergie excédentaire est également réduite (plus de 290% par rapport à un système hybride avec batterie seule).

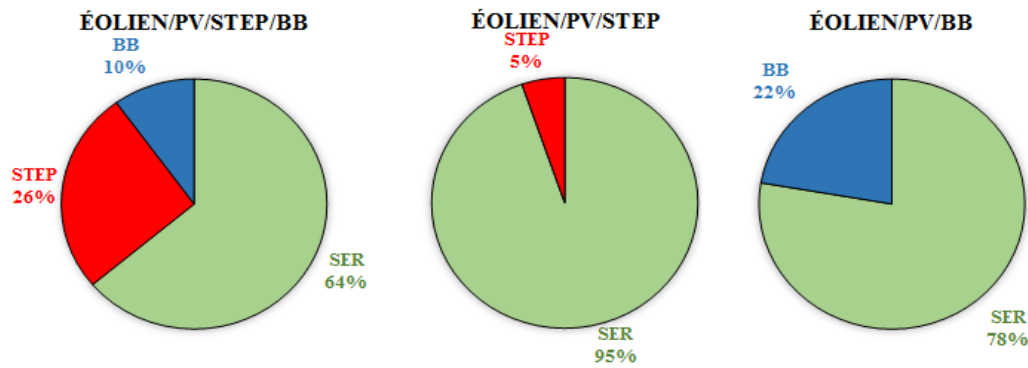


Figure IV-8 – Rôle du stockage dans l'alimentation de la charge électrique par les systèmes hybrides à une fiabilité de 97,5%.

IV.4.2. Coût d'électricité et fiabilité d'alimentation

Comme il a été discuté précédemment, pour assurer un niveau de fiabilité élevée par un système d'énergie renouvelable avec un stockage simple, il est nécessaire d'augmenter la capacité de la puissance à installer ce qui implique un coût d'électricité élevé. La Figure IV-9 présente le coût de l'électricité obtenue par les systèmes à différents niveaux de fiabilité. Tout d'abord, le système STEP n'est pas en mesure d'assurer une fiabilité supérieure à 98% (l'énergie supplémentaire et l'augmentation du coût de l'énergie qui en résulte rendent ces sous-ensembles d'optimisation multi-objectifs irréalisables). Pour ce niveau de fiabilité, le coût est prohibitif et atteint 1,8 € / kWh. Dans le cas de ce système, la situation est causée par la limitation technique du système STEP où la turbine ne peut pas fonctionner à une puissance inférieure à 20% de sa capacité nominale. Par conséquent, il est nécessaire de sur-dimensionner le système pour couvrir cette carence. Une autre solution est possible (qui ne fait pas l'objet de ce travail) est de concevoir une STEP avec plusieurs turbines de capacités différentes, bien qu'une telle approche rende le problème beaucoup plus complexe car un plan de répartition optimal pour plusieurs turbines/pompes devrait être résolu.

Pour les deux systèmes restants : batterie et HPBS, une légère différence dans le coût de l'électricité est observée dans la plage de fiabilité de 95% à 98,5%. Le dimensionnement pour une plus grande fiabilité montre que le stockage HPBS est plus rentable que le stockage par batterie. Pour des niveaux de fiabilité proches de 100%, le système PV-WT couplé au HPBS peut fournir de l'électricité à un niveau presque 3,5 fois inférieur au stockage sur batterie.

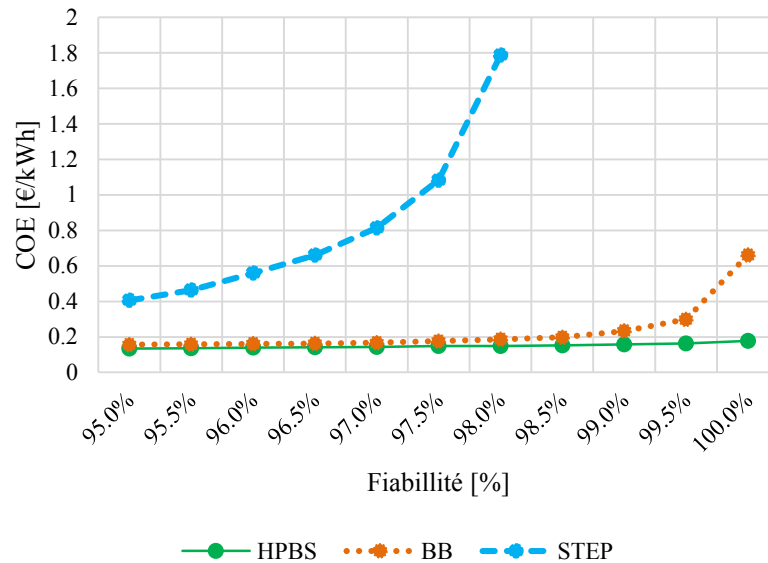
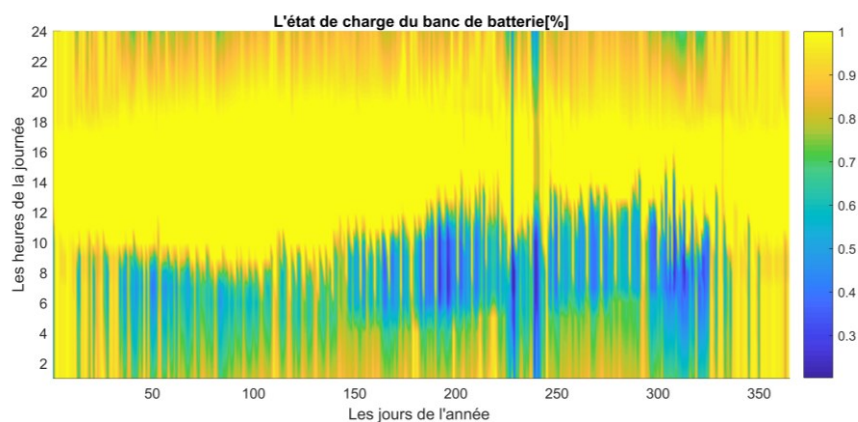


Figure IV-9 – Coût de fiabilité pour un dimensionnement optimal des systèmes éolien-PV avec différentes technologies de stockage.

IV.4.3. Fonctionnement du stockage mixte (STEP-batterie)

La Figure IV-10 affiche l'état de charge de la batterie ainsi que le réservoir supérieur de la station de transfert d'énergie par pompage pour une fiabilité de 100% du système éolien-PV-HPBS. D'après cette figure, on constate que le réservoir supérieur n'atteint de très bas niveaux d'eau qu'une seule fois en mois d'Août grâce au pic de charge de la saison d'été, tandis que le banc de la batterie est souvent déchargé à son état de charge minimal (20%) pendant les premières heures du matin. De plus, un grand volume d'eau est évacué du réservoir supérieur aux premières heures du matin de la période d'été et printemps, cela peut être expliqué par la demande de la ferme agricole pour l'irrigation pendant cette saison.



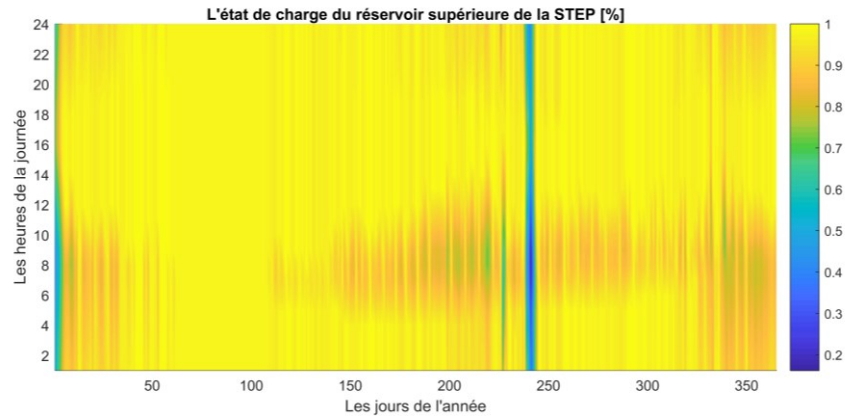


Figure IV-10 – L'état de charge du stockage hybride STEP/Batterie.

La station de transfert d'énergie par pompage couvre (72%) la majorité de la demande de charge (28% est assuré par la batterie). Cependant, le banc de la batterie est mis en service fréquemment. Cette situation est présentée dans la Figure IV-11, où la charge (positive) et le décharge (négatif) ordonnés des deux systèmes de stockage sont présentées. Ce qui confirme la stratégie de contrôle proposé, qui considère la STEP comme un stockage primaire. Dans la Figure IV-11 (à gauche), on peut également observer que les batteries complètent le fonctionnement de la STEP (partie droite du graphique linéaire). Pour améliorer l'analyse du fonctionnement du stockage (Figure IV-11 à droite), la relation entre le fonctionnement de ces deux systèmes est présentée sous la forme d'un nuage de points. La Figure IV-11 (scatterplot) est divisée en quatre sections (A, B, C, D), les sections B et D se réfèrent principalement à l'exploitation conjointe des systèmes de stockage. Dans la zone (B) on peut observer la situation dans laquelle il y a un chargement simultané des deux stockages STEP et batterie. Le quart (D) présente la situation de décharge de la batterie et le turbinage de la STEP, cette situation montre la complémentarité entre ces deux types de stockage pour satisfaire la charge électrique dans le cas où les sources renouvelables n'arriveront pas à satisfaire la charge. Quant aux quarts A et C, des situations théoriques seraient observées lorsqu'un système de stockage est chargé alors que le second est déchargé. A partir du scatterplot, on remarque que 23% des situations de charge sont réalisées par une exploitation conjointe de deux technologies de stockage tandis que dans le cas de la décharge ce n'est que 5% de toutes les instances. Ce graphique indique non seulement les plages de fonctionnement des deux technologies de stockage, mais met également en évidence la complémentarité et la coopération entre les opérations de stockage mixte proposé (STEP-batterie).

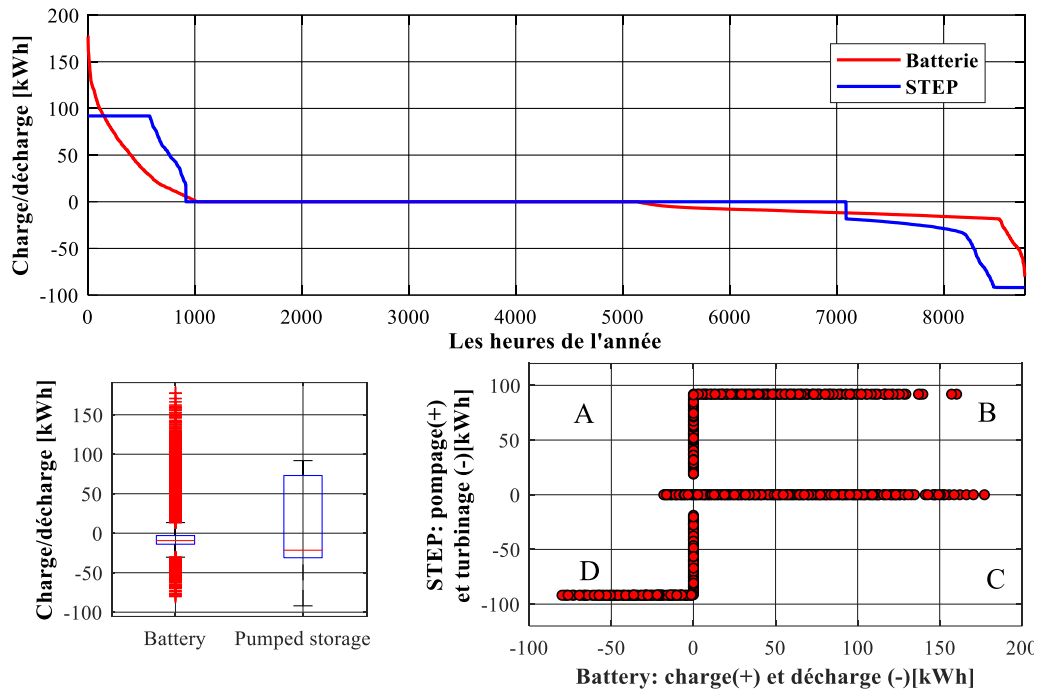


Figure IV-11 – Le fonctionnement du stockage mixte STEP et le banc de batterie.

IV.5. Étude de sensibilité du système hybride

Une étude d'optimisation de dimensionnement pour un site spécifique à un moment donné peut ne pas être applicable pour un autre emplacement et à un autre moment, car les paramètres, tels que la demande énergétique, le rayonnement solaire, le taux d'actualisation et les prix des composants du système hybride peuvent varier avec le temps et le lieu d'application.

L'analyse de sensibilité est nécessaire pour évaluer d'une part la robustesse du dimensionnement de système hybride et d'identifier d'autre part des paramètres ayant la plus grande influence sur la fiabilité et le coût global du système.

IV.5.1. Influence des paramètres économiques sur le coût d'électricité

L'analyse de sensibilité économique concernant le coût de l'électricité des systèmes étudiés est réalisée en modifiant les données d'entrées utilisées pour le calcul du COE (coût initial de chaque composant du système et le taux d'actualisation), dans un intervalle de modification entre -25% à +25% avec un pas de 5%. Ensuite on recalcule de nouveau le COE pour évaluer l'influence de chaque paramètre.

Les résultats de cette analyse sont fortement influencés par la puissance installée dans chaque source d'électricité respective. Par exemple, les systèmes à faible capacité installée

comme le système éolien (éolien-PV-batterie et éolien-PV-HPBS) sont moins influencés par la variation du coût initial des turbines éoliennes. Pour tous les systèmes, les changements de taux d'intérêt ont joué un rôle important dans le coût final de l'électricité. Une hausse de 25% du taux d'actualisation augmente le coût de l'électricité de 15,0%, 14,3% et 13,4% pour le HPBS, le stockage par STEP et le système hybride avec batterie, respectivement.

L'évolution du coût de stockage (batterie et STEP) n'a pas eu d'impact significatif sur le coût de l'électricité (l'augmentation du coût du STEP de 25% augmente le COE de 6,5% dans le cas d'un système HPBS et de 3,3% dans le cas d'un groupe de batteries seul). Pour les systèmes considérés, la variation du coût de PV a un impact significatif sur le coût de l'électricité. Pour les systèmes HPBS, PSH et batteries, l'augmentation du coût initial du PV a entraîné une augmentation du COE à 0,45%, 0,25% et 0,52%, respectivement.

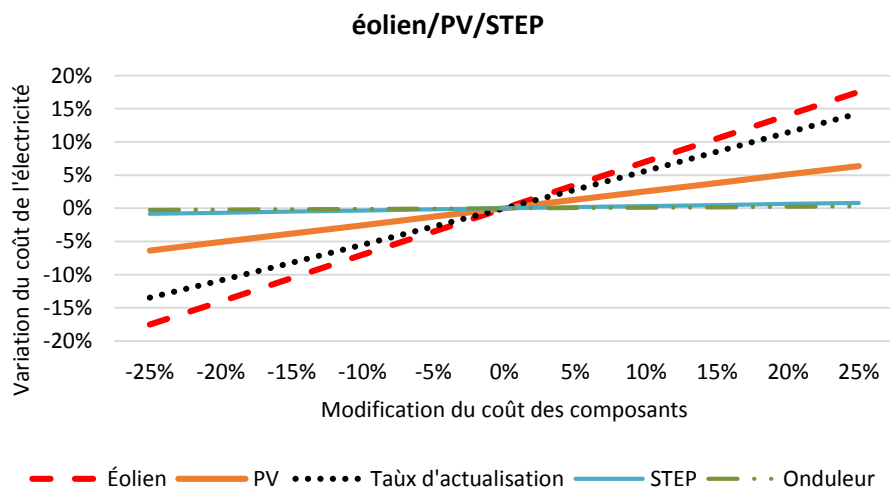


Figure IV-12 – Impact de la variation du coût des composants sur le coût de l'électricité.

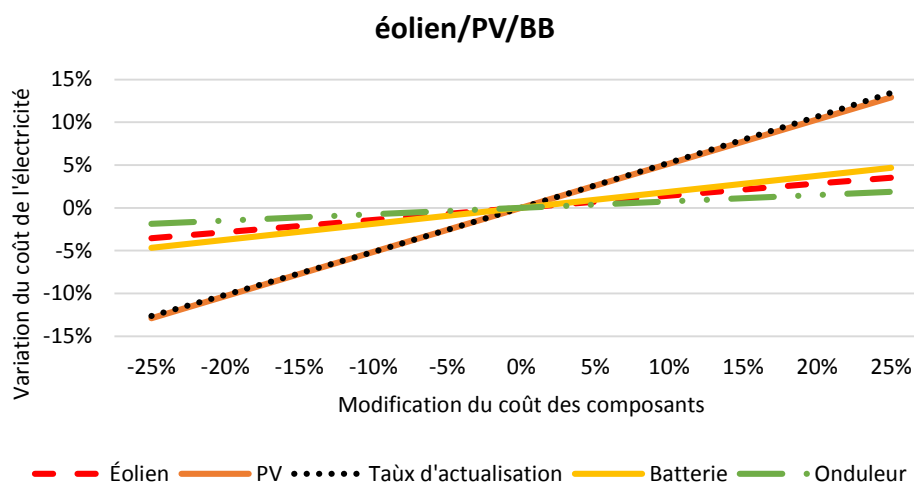


Figure IV-13 – Impact de la variation du coût des composants sur le coût de l'électricité.

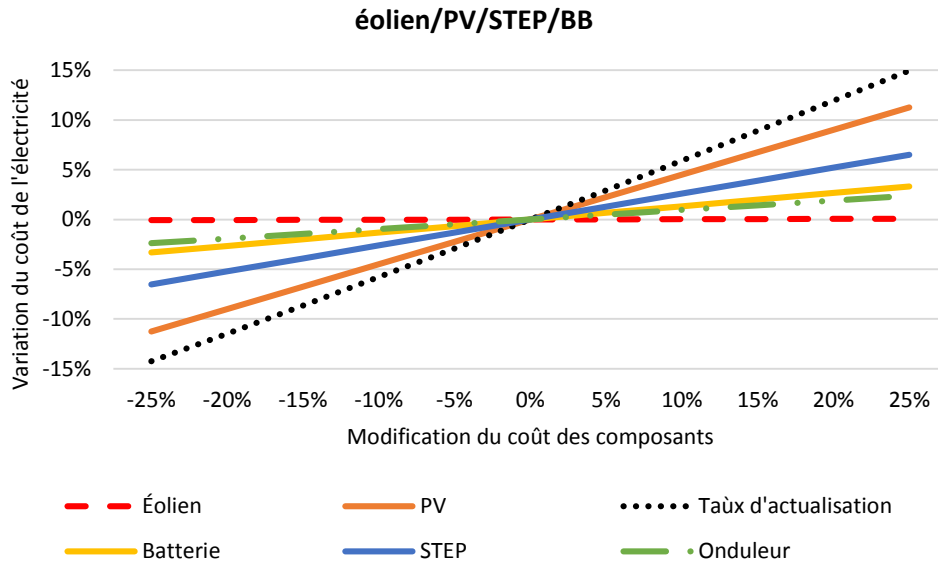


Figure IV-14 – Impact de la variation du coût des composants sur le coût de l'électricité.

IV.5.2. Influence des données d'entrées sur la fiabilité

Dans cette partie, nous étudions l'influence d'irradiation solaire, température, la vitesse du vent et la variation du profil de consommation sur les résultats optimaux de la simulation trouvés pour une fiabilité de référence égale à 97.5%. Dans cette analyse, la corrélation entre les changements des données météorologiques d'entrée a été négligée.

IV.5.2.1. L'irradiation solaire et température

Le système HPBS repose très fortement sur le générateur PV. En conséquence, la température et l'irradiation ont un impact beaucoup plus fort sur les performances du système. A titre d'exemple, une année avec des valeurs d'irradiation moindres de 10% par rapport à l'année considérée dans l'optimisation, diminuera la fiabilité de 2,25%. Dans le cas des deux systèmes restants, cet impact est beaucoup plus faible et même une baisse de 25% de l'irradiation (situation rare) réduit la fiabilité du système à batterie de 1,75% seulement.

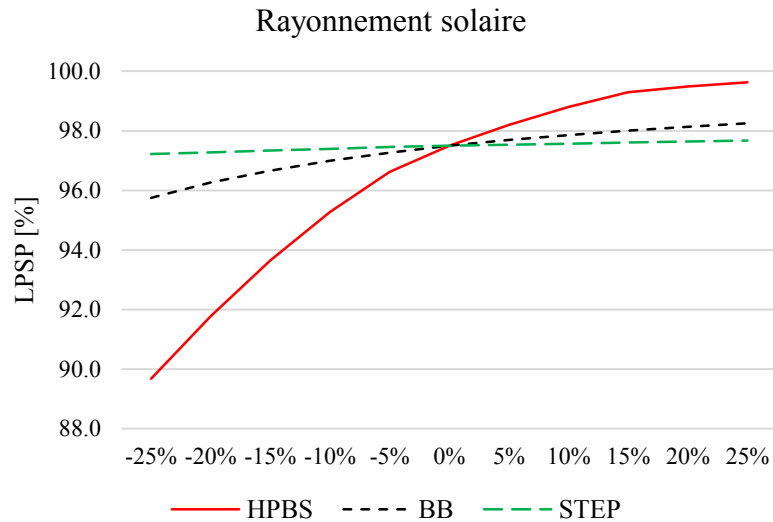


Figure IV-15 – Influence du changement de rayonnement solaire sur la fiabilité.

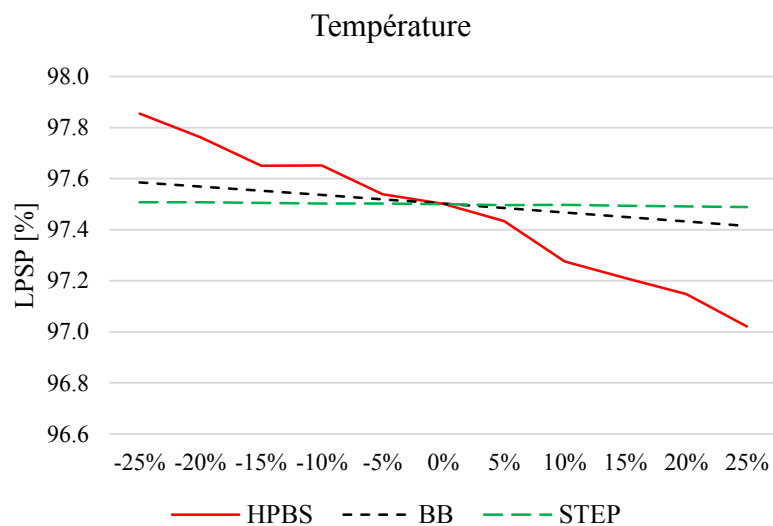


Figure IV-16 – Influence de la température sur la fiabilité.

IV.5.2.2. Vitesse du vent

La variation de la vitesse du vent dans le cas du système HPBS a un impact négligeable sur les performances du système car la puissance installée dans ce système est moins de 1 kW. Pour le système hybride couplé à une STEP, il est très influencé par le changement de la vitesse du vent. Cela est du fait que l'éolien est la source primaire qui assure les besoin énergétique de la charge dans ce cas.

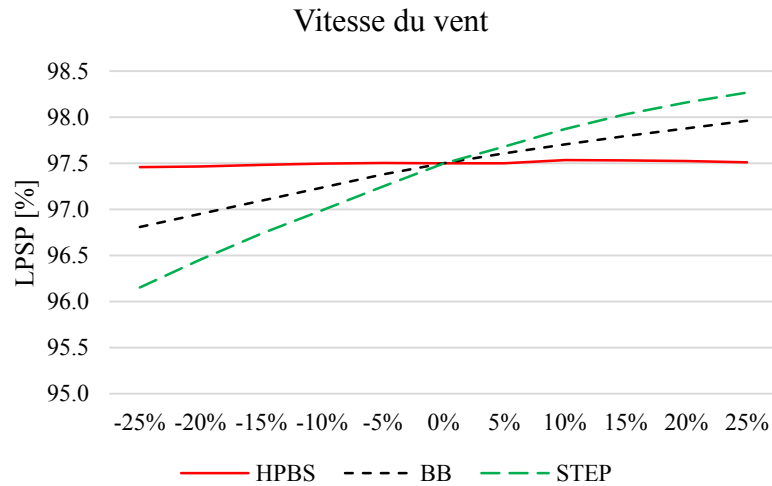


Figure IV-17 – Influence de la variation de la vitesse du vent sur la fiabilité des systèmes.

IV.5.2.3. Comparaison avec des données météorologiques réelles

Après avoir quantifié l'effet de chaque ensemble de données météorologiques (données non corrélées) sur la fiabilité de l'approvisionnement, une analyse approfondie est menée par la simulation de ces systèmes en utilisant des données corrélées. Dans ce but, les données météorologiques des dix dernières années sont utilisées. Comme il est illustré sur la Figure IV-18, tous les systèmes semblent résistants aux changements météorologiques réels sur dix ans et l'intervalle du changement de la fiabilité ne dépasse pas 0.7%. Cette résilience peut s'expliquer par les données chronologiques corrélées utilisées dans cette analyse, au contrairement à l'analyse menée précédemment, où les ensembles de données considérés n'étaient pas corrélés, donc la nature de complémentarité entre les données solaires et éoliennes est affectée. Par conséquent, il est recommandé d'effectuer l'analyse de sensibilité sur la base des données météorologiques corrélées.

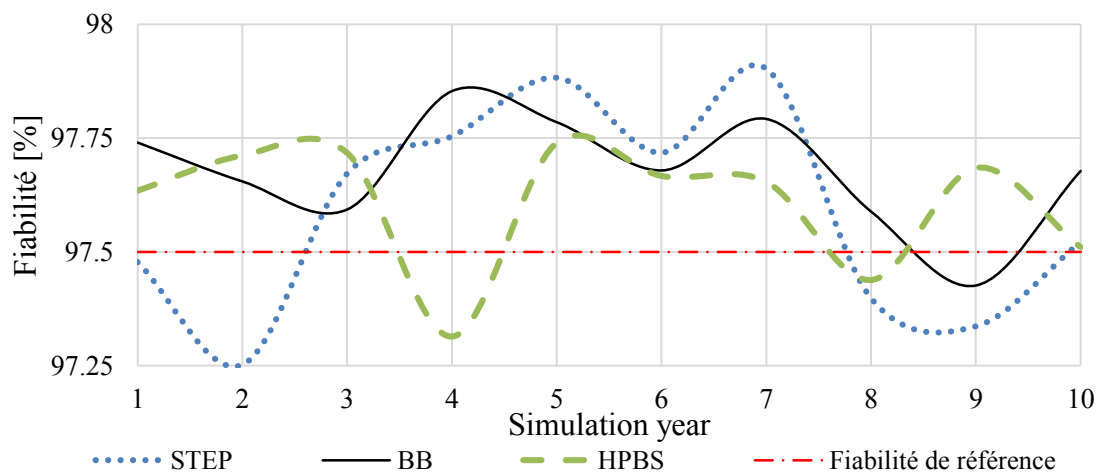


Figure IV-18 – Influence de données réelles sur la fiabilité des systèmes.

IV.5.2.4. Profil de consommation

La Figure IV-19 présente l'influence du changement du profil de consommation sur la fiabilité d'alimentation des trois systèmes étudiés. On peut observer qu'une augmentation des valeurs de charge a un impact plus fort sur la fiabilité du système HPBS par rapport aux systèmes de stockage simples STEP et batterie. Ainsi, la diminution du profil de consommation par 25% peut augmenter la fiabilité du système HPBS jusqu'à 100%. Le système hybride qui utilise la STEP comme un moyen de stockage est le moins sensible à la variation de la charge.

Il est important de signaler que ces résultats montrent une grande sensibilité de la probabilité d'insatisfaction en fonction du profil de consommation. Donc, on peut améliorer le taux d'insatisfaction en changeant les habitudes énergétiques du consommateur, c'est le sujet de recherche des études des réseaux intelligents (Smart grids).

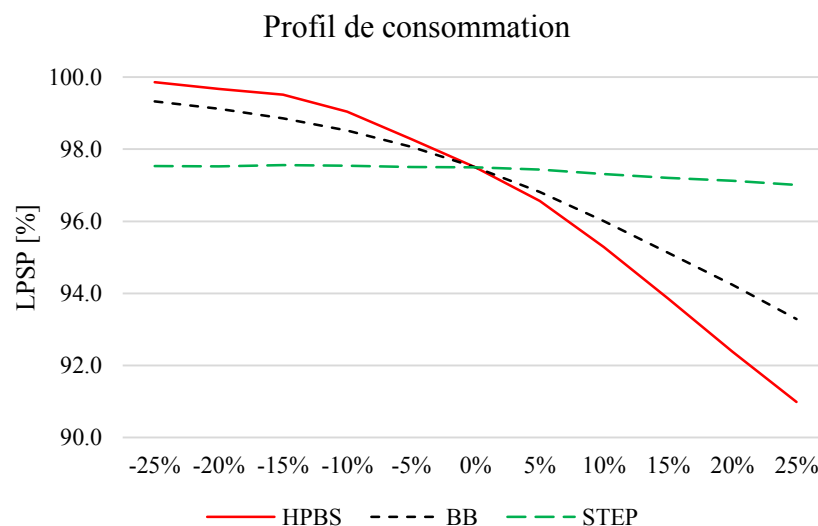


Figure IV-19 – L'impact du changement du profil de consommation sur la fiabilité des systèmes étudiés.

IV.6. Synthèse et conclusions

Le développement des systèmes de stockage d'énergie ouvre la voie à une forte intégration des sources d'énergie renouvelables dans le secteur de la production d'électricité. Ce chapitre présente une nouvelle stratégie de gestion de l'énergie pour coordonner de façon efficace un système de stockage d'énergie hybride basé sur le stockage par STEP (stockage à long terme) et des batteries (à court terme, plus flexible). Au début, Le système a été optimisé pour assurer certains niveaux de fiabilité au moindre coût d'électricité possible en utilisant une technique méta-heuristique MOGWO.

Ensuite, Les performances du système ont été comparées à celles d'une batterie et d'une STEP. À partir des résultats de cette recherche, le système HPBS est non seulement capable d'assurer un niveau plus élevé de fiabilité d'alimentation, mais peut également y parvenir à un coût d'électricité moins cher par rapport à ses homologues STEP et batterie.

En outre, l'emploi du système de stockage hybride proposé est un moyen efficace pour perfectionner le fonctionnement des systèmes d'énergie renouvelable sur le plan technique et économique. Le couplage de système d'énergies renouvelables multi-source à un système de stockage mixte STEP-batterie avec un schéma de la méthode de gestion d'énergie proposé dans ce chapitre peut améliorer la distribution d'énergie renouvelable dans des zones isolées. De plus, le stockage hybride STEP-batterie peut être une solution prometteuse pour surmonter les limitations économiques, techniques et géographiques des systèmes de stockage simple.

Du point de vue écologique, l'installation de STEP nécessite une géographie spécifique et une grande surface pour la construction de deux réservoirs, qui sont les principaux inconvénients de cette technologie. Par conséquent, l'emploi de HPBS peut être une solution viable pour réduire ces limitations en diminuant considérablement le dimensionnement du réservoir supérieur.

Comme on peut l'observer dans la Figure IV-20, pour une fiabilité à 100%, la capacité du réservoir supérieur du système multi-source (éolien-PV) couplé avec un système de stockage HPBS est 211% plus petite que la capacité de réservoir supérieur d'un système basé sur STEP. Une telle solution réduit également le surplus d'énergie produit par les sources renouvelables. Cependant, il convient de mentionner que les résultats de l'analyse de sensibilité ont révélé que, bien qu'un système de stockage mixte semble à fournir de l'électricité de manière plus efficace et rentable, une attention particulière doit être portée pendant la phase de dimensionnement. Cette attention devrait se concentrer sur le fait que ces systèmes ont une tendance à être susceptibles à des changements interannuels du potentiel des énergies renouvelables et à de futurs changements de charge. En tenant de ce qui précède, il est recommandé de prendre en compte la possibilité d'extension du champ PV ou bien le banc des batteries dans le futur.

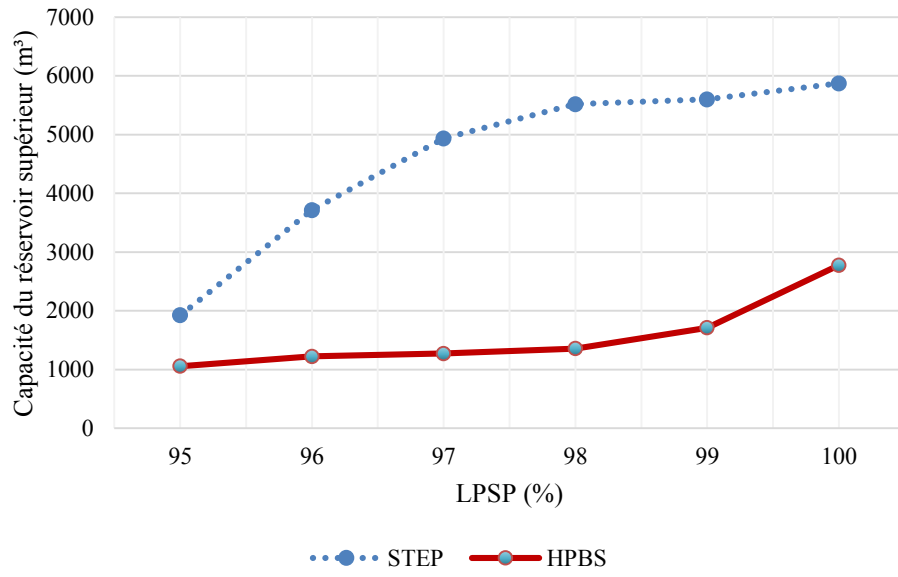


Figure IV-20 – Variation de capacité du réservoir supérieur en fonction de fiabilité.

CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVE

Conclusion générale et perspective

Actuellement, les ressources énergétiques renouvelables ont commencé à être utilisées comme ressources énergétiques alternatives aux sources conventionnelles fossiles. Ces énergies sont propres, durables et écologiques. En revanche, elles ont des inconvénients telles que des coûts d'investissement plus élevés et leur fiabilité est également insuffisante pour répondre aux besoins énergétiques de manière continue. Dans le but de faire disparaître ces inconvénients, des systèmes hybrides ont été développés comprenant l'utilisation de plusieurs générateurs d'énergie renouvelable et/ou l'utilisation avec des ressources énergétiques traditionnelles et/ou l'intégration avec des systèmes de stockage.

Dans le cadre de cette thèse, nous avons étudié et expertiser également le perfectionnement du dimensionnement d'un système hybride éolien-photovoltaïque avec batterie pour électrifier un site national. Au préambule, on a présenté l'évolution des systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables autonomes. Les différentes configurations des systèmes hybrides et les méthodes de dimensionnement le plus utilisé ont été décrites. Une présentation des critères principaux d'évaluation de ces systèmes, du point de vue technico-économique, écologique et social a été accomplie.

D'après notre analyse des différents travaux de recherches effectués, on a remarqué que la plupart des chercheurs ont utilisé des données horaires de paramètres pertinents couvrant généralement un an. Ainsi que l'optimisation été effectuée à base de méthodes méta-heuristiques comme l'algorithme génétique (GA), l'optimisation de l'essaim de particules (PSO), des outils logiciels ou une analyse à base des scénarios.

Dans ce contexte, nous avons employé une méthodologie qui optimise le dimensionnement de chaque source renouvelable et la capacité de stockage nécessaire tout en assurant l'alimentation continue de la demande de charge. Cette méthodologie prend en compte le potentiel énergétique renouvelable disponible en minimisant le coût d'électricité et la probabilité d'insatisfaction de charge (optimisation technico-économique).

Pour ce faire, nous avons sélectionné un site au niveau de la ville de Mostaganem, qui se caractérise par une géographie spécifique permettant aussi d'étudier le système de stockage par station de transfert d'énergie pompé. Concernant l'évaluation économique du dimensionnement, un programme qui calcule le coût d'électricité (COE) a été développé, ce

programme est basé sur plusieurs paramètres essentiels tels que le coût initial des composants, le coût de maintenance, le coût de remplacement et le taux d'actualisation. La fiabilité d'approvisionnement en énergie électrique a été calculée à la base de la probabilité d'insatisfaction de charge (LPSP), cet indice est estimé par le simulateur du système hybride que nous avons programmé sur le logiciel MATLAB. Ce simulateur consiste tous les composants du système hybride étudié à savoir le champ photovoltaïques, turbine éolienne, banc de batterie et la station de transfert d'énergie par pompage.

Les résultats montrent que l'utilisation d'autre technologie de stockage comme la station de transfert d'énergie par pompage peut être un choix abordable en comparaison avec le stockage par batterie surtout pour les consommateurs électriques à grande échelle (plus de 200 kWh). En effet, la batterie est l'élément le plus faible dans le système hybride en termes de la durée de vie, ce qui nécessite son remplacement au minimum deux fois au cours de la période de fonctionnement du projet. Par conséquent, des investissements additionnels sont pris en compte dans l'estimation de son coût d'électricité. Par contre, la STEP se caractérise par une longue durée de vie et les coûts parviennent principalement du génie civil et l'achat des matériels ce qui explique son avantage économique en comparaison avec la batterie.

En plus, l'utilisation des énergies renouvelables est en moyenne (2.8 fois pour la STEP et 6.2 pour la batterie) plus chère que le prix du réseau électrique national, cependant elle reste un choix plus écologique en termes des émissions de CO₂ qui peut être réduit jusqu'à 9,3 fois (STEP) et 2,3 fois (batterie) par rapport à ceux du réseau national. Tandis, l'épuisement des sources fossiles il est nécessaire d'intégrer ces sources vertes dans le secteur de production électrique.

Par la suite, nous avons établis un algorithme de gestion d'énergie pour raccorder un système hybride éolien-PV avec un stockage mixte (STEP-batterie). L'efficacité de cet algorithme a été prouvée par une étude comparative entre le stockage mixte et le stockage simple (STEP ou batterie). Les résultats de la comparaison ont montrés que l'utilisation de la méthode de contrôle proposée en intégrant le stockage mixte (STEP-batterie) avec le système hybride éolien-PV réduit considérablement le coût d'électricité jusqu'à 3.5 fois moins cher par rapport à un stockage par batterie. Aussi elle améliore l'efficacité globale du système par l'augmentation du rôle de stockage en assurant 36% des besoins énergétiques de la charge.

Enfin, nous avons effectué une analyse du fonctionnement global qui a permis de tirer les conclusions suivantes : le système hybride éolien-PV-STEP-batterie est très influencé par les changements importants des conditions climatiques initiales, c'est la chose qui entraîne une diminution de la fiabilité du système. Comme une solution pratique, une extension des panneaux photovoltaïques et des batteries est possible dans le futur.

Au cours de cette thèse, nous avons pu montrer que l'hybridation des sources d'énergie renouvelables d'une nature complémentaire peut améliorer le rendement global du système et diminuer la capacité de stockage nécessaire. Aussi, ces sources ne sont pas vraiment non polluantes et elles subissent principalement de fortes émissions de CO₂ dans leur phase de conception ; ainsi il est essentiel également d'étudier le taux de recyclage de chaque composant afin d'évaluer son vrai impact sur l'environnement. Finalement, la nécessité d'une étude de chaque site et le profil de consommation ont été mis en évidence à plusieurs reprises avant l'installation d'un système hybride.

Les perspectives et les futures améliorations de ce travail qui peuvent être envisagées sont listées ci-dessous :

- Une étude plus précise peut être développée en intégrant d'autres paramètres qui influent sur les performances du système hybride comme le taux de vieillissement des équipements, l'effet de la poussière sur le système PV et les paramètres économiques.
- La stratégie de gestion de l'énergie proposée peut être améliorée en tenant compte d'un système hybride à base de sources éolien-solaire dispatchée.
- Approfondir l'étude par l'investigation d'énergie excédentaire générée par les énergies renouvelables, qui peut être utilisée pour produire de l'hydrogène et de la chaleur (stockage saisonnier) ou bien de l'injecter dans le réseau électrique national.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Brundtland, Commission, «Our Common Future: Report of the World Commission on Environment and Development,» Edited by Volker Hauff, Oxford University Press, 1987.
- [2] «UN Conference on Environment and Development,» 1992. [En ligne]. Available: <http://www.un.org/geninfo/bp/enviro.html>.. [Accès le 13 02 2019].
- [3] «World Summit on Sustainable Development,» 2002. [En ligne]. Available: <http://www.un.org/events/wssd/summaries/envdevj1.htm>.. [Accès le 13 02 2019].
- [4] J. Lian, Y. Zhang, C. Ma, Y. Yang et E. Chaima, «A review on recent sizing methodologies of hybrid renewable energy systems,» *Energy Conversion and Management*, vol. 199, p. 112027, 2019.
- [5] B. Chahar, «CDER,» 2018. [En ligne]. Available: <http://www.interieur.gov.dz/images/Projets-raliss-dans-le-cadre-du-programe-national-des-nergies-renouvelables-.pdf>.
- [6] B. Ahmed, N. Ammar, B. Nadir, M. Saad, D. Rachid, Abderrezzaq Ziane, S. Nordine, A. Issam, M. Mohammed et T. Oussama, «Status of Renewable Energy Potential and Utilization in Algeria,» *Journal of Cleaner Production*, 2019.
- [7] B. Nadjem, B. Kada, M. EL-Shimy et S. Abdeldjalil, «Updated Status of Renewable and Sustainable Energy Projects in Algeria,» chez *Economics of Variable Renewable Sources for Electric Power Production* Germany, Lambert Academic Publishing, 2017, p. Chapitre 13.
- [8] Q. Volker, *Understanding Renewable Energy Systems*, London: Earthscan, 2005.
- [9] M. Al-falahi, S. Jayasinghe et H. Enshaei, «A review on recent size optimization methodologies for standalone solar and wind hybrid renewable energy system,» *Energy Conversion and Management* , vol 143, p. 252–274, 2017.
- [10] S. Lee, «Remote Site Selection for a Photovoltaic/WindHybrid Energy System,» *Tech. Memo (2833)*, 1976
- [11] T. S. Jayadev et J. Henderson, «Industrial applications of solar-wind hybrid systems,» NASA STI, N 81, 1980.
- [12] C. Aspliden, «Hybrid solar-wind energy conversion systems meteorological aspects,» chez *WMO technical conference on meteorology and energy*, Mexico City, Mexico, 1981.
- [13] L. Anderson, «A study of optimal use of wind turbines and solar photovoltaic panels in a hybrid configuration,» *The University of Dayton (Thèse de doctorat)*, 1981.

- [14] J. A. Castle, J. M. Kallis, S. M. Moite et N. A. Marshall, «Analysis of Merits of Hybrid Wind/Photovoltaic Concept for Stand-Alone systems,» *15th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, pp. 738-744, 1981.
- [15] J. Akerlund, «Hybrid Power Systems for Remote Sites - Solar, Wind and Mini Diesel,» *IEEE*, 1983.
- [16] A. A. Loren, «A Simulation Approach to Sizing Hybrid Photovoltaic and Wind Systems,» *J. ENERGY*, vol. 7, p. 6, 1983.
- [17] R. Burgel, F. Gerritse et J. Welschen, «System design considerations on combined wind-photovoltaic multi-kilowatt energy converters,» Commission of the European Communities, Luxembourg. Office of Official Publications of the European Communities., Germany, 1985.
- [18] C. V. Nayar, S. J. Phillips, W. L. James, T. L. Pryor et D. Remmer, «Novel wind / diesel / battery hybrid energy system,» *Solar energy*, pp. 0038-92X/93, 1993.
- [19] C. Nayar, «Stand Alone Wind/Diesel/Battery Hybrid Energy Systems,» *Wind Engineering*, pp. 13-19, 1997
- [20] S. B. Bogdan et M. S. Ziyad, «Optimum Photovoltaic Array Size for a Hybrid Wind/PV System,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 9, p. 3, 1994.
- [21] K. S. El-Bidairi, N. H. Duc, S. Jayasinghea, T. S. Mahmoudb et I. Penesis, «A hybrid energy management and battery size optimization for standalone microgrids: A case study for Flinders Island, Australia.,» *Energy Conversion and Management*, vol. 175, pp. 192-212, 2018.
- [22] S. B. Bogdan et Z. M. Salameh, «Methodology for Optimally Sizing the Combination of a Battery Bank and PV Array in a Wind/PV Hybrid System,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 11, n° 12, pp. 367-375, 1996.
- [23] B. Wichert, «PV-diesel hybrid energy systems for remote area power generation-a review of current practice and future developments,» *Renewable and sustainable energy review*, vol. 01, pp. 209-228, 1997.
- [24] T. Morgan, R. Marshall et B. Brinkworth, «A refined simulation program for the sizing and optimisation of autonomous hybrid energy systems.,» *Solar Energy*, vol. 59, pp. 20-2015, 1997.
- [25] G. L. Francisco Javier, Q. Jose Juan et d. I. N. Ignacio, «Technical and economic evaluation of the integration of a wind-hydro system in El Hierro island,» *Renewable Energy*, vol. 134, pp. 186-193, 2019.
- [26] A. N. Celik, «Techno-economic analysis of autonomous PV-wind hybrid energy systems using different sizing methods,» *Energy Conversion and Management*, vol. 44, p. 1951-1968, 2003.
- [27] «Unit sizing and cost analysis of stand-alone hybrid wind/PV/fuel cell power generation systems,» *Renewable Energy*, vol. 31, p. 1641-1656, 2006.

- [28] Y. Hongxing, Z. Wei, L. Lin et F. Zhaohong, «Optimal sizing method for stand-alone hybrid solar–wind system with LPSP technology by using genetic algorithm,» *Solar Energy*, vol. 84, pp. 354-367, 2008.
- [29] «CDER,» [En ligne]. Available: <https://www.cder.dz/spip.php?article1888>. [Accès le 24 03 2019].
- [30] D. Abbes, «Contribution au dimensionnement et à l'optimisation des systèmes hybrides éoliens-photovoltaïques avec batteries pour l'habitat résidentiel autonome», L'UNIVERSITÉ DE POITIERS: Thèse de doctorat, 2012.
- [31] B. Hocine, H. Mourad, B. Seddik, Mohamed, A. Fayçal et B. Boualem, « Sizing stand-alone photovoltaic-wind hybrid system: Techno-economic analysis and optimization,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 30, pp. 821-832, 2014.
- [32] F. Ahmed, «A reliable methodology based on mine blast optimization algorithm for optimal sizing of hybrid PV-wind-FC system for remote area in Egypt,» *Renewable Energy*, vol. 95, pp. 367-380, 2016.
- [33] M. Algabalawy, A. Abdelaziz, S. Mekhamer et M. Badr, «Optimal multi-criteria design of a new hybrid power generation system using ant lion and grey wolf optimizers,» *2016 Eighteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON), (IEEE)*, pp. 138--146, 2016.
- [34] A. Kaabeche, S. Diaf et R. Ibtouen, « Firefly-inspired algorithm for optimal sizing of renewable hybrid system considering reliability criteria,» *Solar Energy*, vol. 155, pp. 727-738, 2017.
- [35] A. Yahiaoui, F. Fodhil, K. Benmansour, M. Tadjine et N. Cheggaga, «Grey wolf optimizer for optimal design of hybrid renewable energy system PV-Diesel Generator-Battery: Application to the case of Djanel city of Algeria,» *Solar Energy*, vol. 158, pp. 941-9, 2017.
- [36] M. Das, M. A. K. Singh et A. Biswas, «Techno-economic optimization of an off-grid hybrid renewable energy system using metaheuristic optimization approaches–Case of a radio transmitter station in India,» *Energy Conversion and Management*, vol. 185, pp. 339-352, 2019.
- [37] Z. Liu, Z. Zhang, R. Zhuo et X. Wang, «Optimal operation of independent regional power grid with multiple wind-solar-hydro-battery power,» *Applied energy*, vol. 235, pp. 1541-1550, 2019.
- [38] S. Dawn, P. K. K. Tiwari et Goswami A., «Efficient approach for establishing the economic and operating reliability via optimal coordination of wind–PSH–solar-storage hybrid plant in highly uncertain double auction competitive power market,» *IET Renewable Power Generation*, vol. 12(10), pp. 1189-1202, 2018.
- [39] J. Zhao, K. Graves, C. Wang, G. Liao et Y. Chih-Ping, «A hybrid electric/hydro storage solution for standalone photovoltaic applications in remote areas,» chez *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012.

- [40] A. Kamal, B. Mohsine, A. Abdelali et B. A. Abdellatif, «Sizing methods and optimization techniques for PV-wind based hybrid renewable energy system: A review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 93, p. 652–673, 2018.
- [41] L. Stoyanov, "Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables", Université Pascal Paoli: Energie électrique, 2011 (Thèse de doctorat).
- [42] M. Tao, Y. Hongxing, L. Lin et P. Jinqing, «Technical feasibility study on a standalone hybrid solar-wind system with pumped hydro storage for a remote island in Hong Kong,» *Renewable Energy*, vol. 69, pp. 7-15, 2014.
- [43] C. V. Nayar, S. M. Islam, H. Dehbonei et K. Tan, «Power Electronics for Renewable Energy Sources,» chez *Alternative Energy in Power Electronics*, Elsevier, 2011, pp. 1-79.
- [44] T. Tezer, R. Yaman et G. Yaman, «Evaluation of approaches used for optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 74, pp. 840-853, 2017.
- [45] C. Lila, «Gestion de l'énergie dans un système multi-sources photovoltaïque et éolien avec stockage hybride batteries/supercondensateurs,» (Thèse de doctorat), 2013.
- [46] M. H. Nehrir, C. Wang, K. Strunz, H. Aki, R. Ramakumar, J. Bing, Z. Miao et Z. Salameh, «A Review of Hybrid Renewable/Alternative Energy Systems for Electric Power Generation: Configurations, Control, and Applications,» *IEEE TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY*, vol. 2, n° 104, pp. 392-403, 2011.
- [47] W. Zhou, L. Chengzhi, Z. Li, L. Lin et Y. Hongxing, «Current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solar–wind power generation systems,» *Applied Energy*, vol. 87, p. 380–389, 2010.
- [48] O. Lanre, M. Saad, M. Ismail et M. Moghavvemi, «Energy management strategies in hybrid renewable energy systems: A review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 62, p. 821–835, 2016.
- [49] Y. Xu, J. Zhou, X. Xue, W. Fu, W. Zhu et C. Li, «An adaptively fast fuzzy fractional order PID control for pumped storage hydro unit using improved gravitational search algorithm,» *Energy Conversion and Management*, vol. 111, p. 67–78, 2016.
- [50] M. A. Alaaeldin, J. Jakub, H. Hamdy et M. M. Abdelfatah, «Optimized energy management strategy for grid connected double storage (pumped storage-battery) system powered by renewable energy resources,» *Energy*, 2019.
- [51] M. A. a. Mohamed, «Contribution à la modélisation et à l'optimisation de système énergétique multi-sources et multi-charges,» (Thèse de doctorat), 2016.

- [52] S. J. Muhammad, Z. Dan, M. Tao, S. Aotian et A. Salman, «Hybrid pumped hydro and battery storage for renewable energy based power supply system,» *Applied Energy*, vol. 257, p. 114026, 2020.
- [53] S. H. Karaki, R. B. Chedid et R. Ramadan, «Probabilistic performance assessment of autonomous solar-wind energy conversion systems,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 14, pp. 766 - 772, 1999.
- [54] S. H. Karaki, R. B. Chedid et R. Ramadan, «Probabilistic production costing of diesel -wind energy conversion systems,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 15, pp. 284 - 289, 2000.
- [55] H. Yang, L. L et J. Burnett, «Weather data and probability analysis of hybrid photovoltaic–wind power generation systems in Hong Kong,» *Renewable Energy*, vol. 28, p. 1813–1824, 2003.
- [56] A. M. Abdelshafy, H. Hassan et J. Jurasz, «Optimal design of a grid-connected desalination plant powered by renewable energy resources using a hybrid PSO–GWO approach,» *Energy conversion and management*, vol. 173, pp. 331-347, 2018.
- [57] «HOMER,» [En ligne]. Available: <https://www.nrel.gov/docs>. [Accès le 24 03 2019].
- [58] J. L. Bernal-Agustín et D.-L. p. Rodolfo, «Simulation and optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, p. 2111–2118, 2009.
- [59] «HYBRID2,» [En ligne]. Available: <https://www.umass.edu/windenergy/research/topics/tools/software/hybrid2>. [Accès le 15 03 2019].
- [60] «ihoga,» [En ligne]. Available: <https://ihoga.unizar.es/en/>. [Accès le 15 03 2019].
- [61] J. Zhao et X. Yuan, «Multi-objective optimization of stand-alone hybrid PV-wind-diesel-battery system using improved fruit fly optimization algorithm,» *Soft Comput*, vol. 20, p. 2841–53., 2015.
- [62] M. S. Javed, S. Aotian et T. Ma, «Techno-economic assessment of a stand-alone hybrid solar-wind-battery system for a remote island using genetic algorithm,» *Energy*, 2019.
- [63] B. Hanieh, M. Saad, G. Velappa Gounder, M.-D. Mostafa et M. Ali, «Optimization of micro-grid system using MOPSO,» *Renewable Energy*, vol. 71, pp. 295-306, 2014.
- [64] M. Tao et M. S. Javed, «Integrated sizing of hybrid PV-wind-battery system for remote island considering the saturation of each renewable energy resource,» *Energy Conversion and Management*, vol. 182, pp. 178-190, 2019.
- [65] K. Christoph, S. Shivenes, J. Verena, T. N. Huyen et S. Thomas, «Levelized Cost of Electricity Renewable Energy Technologies,» fraunhofer institute for solar energy systems, 2018.

- [66] T. El Tawil, J. F. Charpentier et M. Benbouzid, «Sizing and rough optimization of a hybrid renewable-based farm in a stand-alone marine context,» *Renewable energy*, vol. 115, pp. 1134-1143, 2018.
- [67] S. Sarangthem et F. Eugene, «Maiden application of Cuckoo Search algorithm for optimal sizing of a remote hybrid renewable energy System,» *Renewable Energy*, vol. 96, pp. 1-10, 2016.
- [68] A. Ogunjuyigbe, T. Ayodele et O. 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*, vol. 171, pp. 153-171, 2016.
- [69] J. Zhao et X. Yuan, «Multi-objective optimization of stand-alone hybrid PV-wind diesel- battery system using improved fruit fly optimization algorithm.,» *Soft Comput*, vol. 20, p. 2841–53, 2015.
- [70] S. Zhichao, W. Rui et Z. Tao, «Multi-objective optimal design of hybrid renewable energy systems using preference-inspired coevolutionary approach,» *Solar Energy*, vol. 118, pp. 96-106, 2015.
- [71] R. Dufo-López, I. Cristóbal-Monreal et J. Yusta, «Optimisation of PV-winddiesel- battery stand-alone systems to minimise cost and maximise human development index and job creation,» *Renewable Energy*, vol. 94, p. 280–93, 2016.
- [72] J. Jakub, A. Beluco et F. Canales, «The impact of complementarity on power supply reliability of small scale hybrid energy systems,» *Energy*, vol. 161, p. 737–743, 2018.
- [73] A. Abbassi, R. Abbassi, M. A. Dami and M. Jemli, “Multi-objective genetic algorithm based sizing optimization of a stand-alone wind/PV power supply system with enhanced battery/supercapacitor hybrid energy storage,” *Energy*, 2018.
- [74] J. Jakub, «Modeling and forecasting energy flow between national power grid and a solar–wind–pumped-hydroelectricity (PV–WT–PSH) energy source,» *Energy Conversion and Management*, vol. 136, pp. 382-394, 2017.
- [75] [En ligne]. Available: <http://www.geocontext.org/publ/2010/04/profiler/en/>. [Accès le 18 10 2018].
- [76] «CAMS,» [En ligne]. Available: <http://atmosphere.copernicus.eu/>. [Accès le 26 July 2018].
- [77] «MERRA2,» [En ligne]. Available: <http://www.soda-pro.com/web-services/meteo-data/merra>. [Accès le 26 July 2018].
- [78] Y. Hongxing, Z. Wei, L. Lin et F. Zhaohong, «Optimal sizing method for stand-alone hybrid solar–wind system with LPSP technology by using genetic algorithm,» *Solar Energy*, vol. 82, p. 354–367, 2008.
- [79] P. Richard, I. Pierre, R. Seals, M. Joseph et S. Ronald, «Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance,» *Solar Energy*, vol. 44, pp. 271-289, 1990.

- [80] H. Yang, L. Lu et Z. Wei, «A novel optimization sizing model for hybrid solar-wind power generation system,» *Solar Energy*, vol. 81, p. 76–84, 2007.
- [81] [En ligne]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#PVP. [Accès le 09 26 2018].
- [82] [En ligne]. Available: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/368-enercon-e-33-300>. [Accès le 10 04 2019].
- [83] A. M. Eltamaly et M. A. Mohamed, «Optimal sizing and designing of hybrid renewable energy systems in smart grid applications,» chez *Smart Grid Applications In Hybrid Renewable Energy Systems*, Elsevier, 2018, p. 231.
- [84] J. Debashisha et V. R. Vanjari, «Modeling of photovoltaic system for uniform and non-uniform irradiance: A critical review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 52, p. 400–417, 2015.
- [85] F. Ahmed, «Reliable and efficient approach for mitigating the shading effect on photovoltaic module based on Modified Artificial Bee Colony algorithm,» *Renewable Energy*, vol. 81, p. 400–417, 2015.
- [86] «NREL,» [En ligne]. Available: https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/how_homer_calculates_the_pv_array_power_output.html. [Accès le 14 04 2019].
- [87] J. Jakub et B. Ciapała, «Integrating photovoltaics into energy systems by using a run-off-river power plant with pondage to smooth energy exchange with the power grid,» *Applied Energy*, vol. 198, pp. 21-35, 2017.
- [88] M. Kolhe, K. Agbossou, J. Hamelin et T. Bose, «Analytical model for predicting the performance of photovoltaic array coupled with wind turbine in a standalone renewable energy system based on hydrogen,» *Renewable energy*, vol. 28, pp. 727-742, 2003.
- [89] M. K. Deshmukh et S. S. Deshmukh, «Modeling of hybrid renewable energy systems,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, pp. 235-249, 2008.
- [90] T. Vinay, A. Gayatri et V. K. Sethi, «Critical analysis of methods for mathematical modelling of wind turbines,» *Renewable Energy*, vol. 36, pp. 3166-3177, 2011.
- [91] I. Abouzahr et R. Ramakumar, «An approach to assess the performance of utility interactive wind electric conversion systems,» *IEEE Trans Energy Convers*, vol. 6(4), pp. 627-38, 1991.
- [92] R. Chedid, H. Akiki et S. Rahman, «A decision support technique for the design of hybrid solar wind power systems,» *IEEE Trans Energy Convers*, vol. 13(1), pp. 76-83, 1998.
- [93] W. Powell, «An analytical expression for the average output power of a wind machine,» *Solar energy*, vol. 26, pp. 77-80, 1981.

- [94] K. Abdelhamid, «Techno-economic optimization of hybrid photovoltaic/wind/diesel/battery generation in a stand-alone power system,» *Solar Energy*, vol. 103, p. 171–182, 2014.
- [95] M. Akbar et P. Fathollah, «Optimal sizing of autonomous hybrid photovoltaic/wind/battery power system with LPSP technology by using evolutionary algorithms,» *Solar Energy*, vol. 115, p. 471–483, 2015.
- [96] J. Mondol, M. Y.G. Yohanisa, B. Smytha et N. B., «Long-term validated simulation of a building integrated photovoltaic system,» *Solar energy*, vol. 2, pp. 163-176, 2005.
- [97] B. Dawn M. et C. Michael K., «A Mathematical Model of the Oxygen-Recombination Lead-Acid Cell,» *J. Electrochem. Soc.*, vol. 142 (8), p. 2631–2642., 1995.
- [98] T. Nguyen, R. White et H. Gu, «The Effects of Separator Design on the Discharge Performance of a Starved Lead-Acid Cell,» *J. Electrochem. Soc.*, vol. 137 (10), p. 2998–3004, 1990.
- [99] A. Chaurey et S. Deambi, «Battery storage for PV power systems: an overview,» *Renew. Energy*, vol. 2 (3), p. 227–235, 1992.
- [100] N. Mohsen, B. Martin et T. Stefan, «Optimization of unit commitment and economic dispatch in microgrids based on genetic algorithm and mixed integer linear programming,» *Applied Energy*, 2017.
- [101] H. Victor Isaac, G. Haizea, M. Aitor, S.-d.-I. Andoni et N. Txomin, «Optimal Energy Management and Sizing of a Battery-Supercapacitor based Light Rail Vehicle with Multi-objective approach,» *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 52, pp. 3367-3377, 2016.
- [102] K. Kusakana, «Optimal scheduling for distributed hybrid system with pumped hydro storage,» *Energy Conversion and Management*, vol. 111, p. 253–260, 2016.
- [103] C. Valero, E. Mònica, E. Eduard, A. Presas, D. Valentin et M. Bossio, «Extension of Operating Range in Pump-Turbines Influence of Head and Load,» *Energies*, vol. 10, p. 2178, 2017.
- [104] J. Jakub, M. Jerzy, K. Magdalena, C. Bartłomiej et J. Mirosław, «Integrating a wind- and solar-powered hybrid to the power system by coupling it with a hydroelectric power station with pumping installation,» *Energy*, vol. 144, pp. 549-563, 2018.
- [105] B. Agnimitra et K. Alok, «Techno-Economic Optimization of a Stand-alone PV/PHS/Battery systems for very low load situation,» *International Journal of Renewable Energy Research-IJRER*, vol. 07, p. 02, 2017
- [106] S. Mirjalili, S. M. Mirjalili et A. Lewis, «Grey wolf optimizer,» *Advances in engineering software*, vol. 69 pp. 46-61, 2014.

- [107] D. Nugent et B. Sovacool, «Assessing the lifecycle greenhouse gas emissions from solar PV and wind energy: A critical meta-survey.,» *Energy Policy*, vol. 65, p. 229–244, 2014.
- [108] P. Denholm et G. Kulcinski, «Life cycle energy requirements and greenhouse gas emissions from large scale energy storage systems,» *Energy Convers. Manag.*, vol. 45, p. 2153–2172, 2004.
- [109] M. Romare et L. Dahllöf, «The Life Cycle Energy Consumption and Greenhouse Gas Emissions from Lithium-Ion,» IVL Swedish Environmental Research Institute,, Stockholm, Sweden, , 2017..
- [110] W. Moomaw, F. Yamba, M. Kamimoto, L. Maurice, J. Nyboer, K. Urama et T. Weir, «IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation,» Cambridge University Press, Cambridge, 2011.
- [111] J. Kaldellis, M. Kapsali, E. Kondili et D. Zafirakis, «Design of an integrated PV-based pumped hydro and battery storage system including desalination aspects for the Island of Tilos-Greece,» chez *Proceedings of International Conference on clean electrical power (ICCEP)*, Alghero, Sardinia, Italy., 2013.
- [112] M. Tao, H. Yang et L. Lu, «Feasibility study and economic analysis of pumped hydro storage and battery storage for a renewable energy powered island,» *Energy Conversion and Management*, vol. 79, pp. 387–397, 2014.
- [113] C. Greacen et P. A. Thai, «Comparison of the feasibility of battery storage and pumped hydro electric storage for a solar PV-powered mini grid.,» chez *JGSEE*,, 2006.
- [114] J. Carlsson, M. Fortes, G. de Marco, J. Giuntoli, M. Jakubcionis, A. Jäger-Waldau et B. Sigfusson, «ETRI 2014-Energy Technology Reference Indicator Projections for 2010–2050,» Publications Office of European union, 2014.
- [115] S. Sandhya et B. Erin, «Evaluating energy storage technologies for wind power integration,» *Solar Energy*, vol. 86, p. 2707–2717, 2012.

ANNEXES

Annexe 1

Les spécifications techniques et économiques des composants du système hybride étudié [34], [114], [115]:

Description	Désignation
Taux d'actualisation	8%
Système photovoltaïque	
Coût d'unité	800 €/kW
Coût d'exploitation et de maintenance	1.7 % du coût d'investissement
La durée de vie	25 ans
Système éolien	
Coût d'unité	1750 €/kW
Coût d'exploitation et de maintenance	2.5% du coût d'investissement
La durée de vie	25 ans
Onduleur	
Coût d'unité	300 €/kW
Coût de remplacement	250 €/kW
Rendement	95 %
La durée de vie	15 ans
Batterie	
Coût d'unité	250 €/kW
Coût de remplacement	205 €/kW
Coût d'exploitation et de maintenance	1.4% du coût d'investissement
Coût variable	2.6 €/MWh
Rendement	85 %
La durée de vie	10 ans
Station de transfert d'énergie par pompage	
Coût de construction	10 €/kWh
Coût de la pompe/turbine	1500 €/kW
Coût d'exploitation et de maintenance	1.5% du coût d'investissement
Rendement	85 %
La durée de vie	60 ans

Liste de publications

1. **Guezgouz, Mohammed**, Jakub Jurasz, Bennaissa Bekkouche, Tao Ma, Muhammad Shahzad Javed, and Alexander Kies. "Optimal hybrid pumped hydro-battery storage scheme for off-grid renewable energy systems." *Energy Conversion and Management* 199 (2019): 112046.
2. **Guezgouz, Mohammed**, Jakub Jurasz, and Bennaissa Bekkouche. "Techno-economic and environmental analysis of a hybrid PV-WT-PSH/BB standalone system supplying various loads." *Energies* 12, no. 3 (2019): 514.
3. Jurasz, Jakub, F. A. Canales, Alexander Kies, **Mohammed Guezgouz**, and Alexandre Beluco. "A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future research directions." *Solar Energy* 195 (2020): 703-724.