

ETUDE DE FAISABILITE TECHNICO-ECONOMIQUE D'UNE CENTRALE ELECTRIQUE HYBRIDE HYDROELECTRIQUE-SOLAIRE PV-STOCKAGE : CAS DE LA LOCALITE DE FARAKO AU MALI

MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU DIPLOME
D'INGENIEUR 2iE AVEC GRADE DE MASTER
OPTION : GENIE ELECTRIQUE ET ENERGETIQUE

Présenté et soutenu publiquement le 05 Octobre 2018 par

Issa DAGNON

Travaux dirigés par :

M. KANTA Mahamadou
Directeur d'Electrification Rurale

Dr. Daniel YAMEGUEU NGUEWO
Enseignant-chercheur à 2iE

Jury d'évaluation du stage :

Président : **Dr Moussa SORO**

Membres et correcteurs : **Dr Daniel YAMEGUEU**

Dr Ahmed BAGRE

Promotion [2016/2017]

DEDICACES

Je dédie ce travail à :

A la gloire d'Allah le tout-puissant de m'avoir accordé la santé de mener à terme ce présent document.

A mes deux Parents pour leur soutien et attention inconditionnel tout au long de ma vie.

A mes frères et sœurs pour leur amour à mon égard.

A ma grand-mère pour toutes ses prières.

A mes proches parents, amis et connaissances.

REMERCIEMENT

Je tiens tout d'abord à remercier le personnel de l'Agence Malienne pour le développement de l'Energie Domestique et de l'Electrification Rurale à travers son Président Directeur Général M. OUATTARA Mamadou pour m'avoir offert un stage d'une durée de 6 mois au sein de leur Agence.

Mes sincères remerciements vont à l'endroit de :

- M. KANTA Mahamadou Directeur d'Electrification Rurale ;
- M. MAIGA Amadou Hamady, Ingénieur - Expert technique du projet SHER ;
- M. DIARRA Souaïbou, Chargé du Suivi-Contrôle et Exécution des projets d'électrification rurale ;
- M. BOCOUM Bakary, Chef service Suivi-contrôle et exécution des Projets d'Electrification Rurale ;
- M. COULIBALY Moussa, Ingénieur - Expert technique du projet SHER, pour leur accompagnement tout au long de mon séjour.

Mes remerciements aussi à M. SIDIBE Amadou, Directeur Régional de l'Energie de Sikasso, à M. COULIBALY Sidy Mohamed, Chef de la Division Etudes à la Direction Nationale d'Energie (DNE) et à mon encadreur du 2iE, Dr YAMEGUEU Daniel, pour sa disponibilité, ses remarques et suggestions et à tout le corps professoral.

J'exprime ma profonde gratitude à mes camarades de promotion pour les moments inoubliables que nous avons passés ensemble.

LISTE DES ABREVIATIONS ET SIGLES

2IE	Institut International d'Ingénierie de l'Eau et de l'Environnement
ADFD	Abu Dhabi Fund for Development
AFD	Agence française de développement
AMADER	Agence malienne pour le développement de l'Energie Domestique et de l'Electrification Rurale
BADEA	Banque arabe pour le développement économique en Afrique
BID	Banque islamique de développement
CAPEX	Capital Expenditure
CSCOM	Centre de Santé Communautaire
DNE	Direction National de l'Energie
DRCI	Délai de Récupération du capital investi
FAO	Food and Agriculture Organization
GPOBA	GLOBAL PARTNERSHIP on Output-Based Aid
Hydro	Hydroélectricité
IDA	International Development Association
Micro-hydro	Micro hydroélectricité
ODD	Objectifs de Développement Durable
OPEX	Operating Expenditure
PCASER	Projets de Candidatures Spontanées d'Electrification Rurale
PCH	Petite centrale hydroélectrique
PV	Photovoltaïque
SHER	Système hybride Pour l'Electrification Rurale
SNR	Signal-to-Noise Ratio
SREP	Supervisory Review and Evaluation Process
TRI	Taux de rentabilité interne
UE	Union Européenne
VAN	Valeur Actuelle Nette

RESUME

L'énergie est un facteur incontournable pour le développement économique et industriel d'un pays. Le contexte actuel du changement climatique impose une réflexion à l'utilisation des ressources plus durables.

Ce mémoire a pour but d'étudier la faisabilité technico-économique d'une centrale électrique hybride micro hydroélectrique/Solaire PV-Stockage dans la localité de Farako au Mali.

Il a été question de déterminer la viabilité technico-économique de ce système. Pour répondre à cette question nous avons dans un premier temps procédé à un dimensionnement de chaque composant du système et ensuite le logiciel Homer a été utilisé pour la simulation et l'optimisation de la taille de chaque composant.

Le résultat optimal obtenu est une centrale d'une capacité de 162 kWc photovoltaïque, 31,2kW hydro et d'un stockage de 384 batteries (capacité totale :48000 Ah) d'une autonomie de 35,7 heures. Le coût d'investissement est évalué à Quatre cent onze millions cinq cent mille cinquante-neuf FCFA (411 500 059 FCFA).

L'analyse financière juge le projet rentable avec une valeur actuelle nette de cent soixante-trois millions huit cent cinquante-cinq mille sept cent quatre-vingt-neuf FCFA (163 855 789 FCFA) et un taux de rentabilité interne de 12%.

Après une étude d'impact environnementale du projet, nous avons fait ressortir les différentes mesures d'atténuations à mettre en œuvre.

Mots clés : Système hybride ; Photovoltaïque, Micro-hydroélectricité, Stockage, Optimisation.

ABSTRACT

Energy is an essential factor for the economic and industrial development of a country. The current context of climate change requires reflection on the use of more sustainable resources.

This thesis aims to study the technical-economic feasibility of a hybrid micro-hydro / solar PV-storage power plant at the Farako in Mali.

There was talk of determining the technical and economic viability of this system. To answer this question we initially proceeded to calculate the size of each component of the system and then the Homer software was used for the simulation and optimization of the size of each component.

The optimal result obtained is a plant with a capacity of 162 kWp photovoltaic, 31.2 kW hydro and a storage of 384 batteries (total capacity: 48000 Ah) with 35.7 hours autonomy. The investment cost is estimated at four hundred and eleven million five hundred and fifty-nine FCFA (411 500 059 FCFA).

The financial analysis considers the project profitable with a net present value of one hundred and sixty-three million eight hundred and fifty-five thousand seven hundred eighty-nine FCFA (163 855 789 FCFA) and an internal rate of return of 12%.

After an environmental impact study of the project, we highlighted the various mitigation measures to be implemented.

Key words: Hybrid system; Photovoltaic; Micro hydropower; Storage; Optimization.

TABLE DES MATIERES

I	INTRODUCTION.....	1
I.1	Contexte.....	1
I.2	Problématique.....	2
I.3	Objectifs	3
I.4	Présentation de la structure d'accueil	3
I.4.1	Mission	3
I.4.2	Les projets en cours de réalisation par l'AMADER.....	4
I.4.3	Organigramme de la structure	5
I.5	MATERIELS ET METHODOLOGIE	7
I.5.1	Méthodologie.....	7
I.5.2	Matériels.....	7
II	ETUDE BIBLIOGRAPHIQUE.....	9
II.1	ENERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE.....	9
II.1.1	Le Module photovoltaïque :	10
II.1.2	Les Onduleurs.....	10
II.1.3	Les Batteries d'accumulateur	11
II.2	HYDROELECTRICITE.....	12
II.2.1	Le Principe de fonctionnement.....	12
II.2.2	Classement des PCH par la hauteur de chute	12
II.2.3	Classement des PCH par la puissance installée.....	12
II.2.4	Les Microcentrales hydroélectriques :.....	13
II.2.4.2	Les grandeurs caractéristiques de microcentrale hydroélectrique	15
II.3	ANALYSE DE LA RENTABILITE ECONOMIQUE D'UN PROJET	17
II.3.1	Valeur Actuelle Nette(VAN) :	17
II.3.2	Le Taux de Rentabilité Interne(TRI) :	17
II.3.3	Le Délai de Récupération du capital investi (DRCI) :.....	18
III	ETUDE TECHNICO-ECONOMIQUE DU SYSTEME.....	19
III.1	Présentation du site.....	19
III.2	Elaboration du profil de charge	20
III.3	DIMENSIONNEMENT DE LA CENTRALE MICRO-HYDROELECTRIQUE	23
III.3.1	Les données hydrologiques du site.....	23
III.3.2	Choix du débit d'équipement	23
III.3.3	Calcul de la chute :	24
III.3.4	La puissance hydraulique :	25

III.3.5	Choix de la turbine :	26
III.3.6	Choix du rendement de la turbine :	26
III.3.7	Choix du rendement du générateur :.....	26
III.3.8	La puissance électrique :	26
III.3.9	L'énergie électrique :.....	26
III.4	DIMENSIONNEMENT DU SYSTEME PV	27
III.4.1	. Calcul du besoin pour le système PV	27
III.4.2	Choix de la tension nominale du système PV	28
III.4.3	Calcul de la puissance PV	28
III.4.4	Choix de l'onduleur:.....	29
III.4.5	Dimensionnement des batteries :.....	29
IV	ANALYSE COMPARATIVE TECHNICO-ECONOMIQUE DU SYSTEME	31
IV.1	Simulation sur le logiciel Homer :.....	31
IV.2	Résultat optimal de la simulation	33
IV.3	Résultat de production.....	34
IV.4	Comparaison avec le système PV- Diesel-Stockage/	37
IV.5	Configuration finale du système.....	38
IV.6	Analyse de sensibilité.....	40
IV.7	Analyse économique du projet	40
IV.8	Analyse financière du projet.....	42
V	ETUDE IMPACT ENVIRONNEMENTAL	43
V.1	Délimitation de la zone d'étude.....	43
V.2	Description des composantes pertinentes de l'environnement.....	44
V.2.1	Milieu physique.....	44
V.2.2	Milieu Biologique.....	45
V.2.3	Milieu Humain	46
V.3	Description et analyse comparative des variantes	46
V.4	Identification et analyse des impacts de la variante retenue.....	47
V.5	Evaluation et les mesures d'atténuations des impacts négatifs :	50
VI	CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS	53
VI.1	Conclusion.....	53
VI.2	Recommandations	53

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Classement des centrales hydroélectrique	13
Tableau 2:Equipements de consommations	20
Tableau 3: Les données hydrologiques (sources DNE).....	24
Tableau 4 : Choix de la tension système	28
Tableau 5 : Irradiation moyenne mensuel de la région.	28
Tableau 6 : Les valeurs d'entrées Homer	32
Tableau 7 : Table d'analyse financière du projet	42
Tableau 8: Impacts de la phase d'installation	47
Tableau 9: Impacts de la phase d'exploitation et de démantèlement	48
Tableau 10:Evaluation des impacts du projet et les mesures d'atténuation.....	50

LISTE DES FIGURES

Figure 1:Organigramme (Source : AMADER)	6
Figure 2 : Cellule photovoltaïque.....	9
Figure 3 : Assemblage de la cellule au champ PV	10
Figure 4 : les principaux composant d'une centrale micro hydroélectrique [10]	14
Figure 5 : Pluviométrie moyenne mensuelle de Farako	19
Figure 6 : Profil de consommation moyenne journalier des mois.....	21
Figure 7 : Les différents profils de charge.....	22
Figure 8 : Représentation des débits enregistrés	23
Figure 9 : Courbe des débits classés.....	24
Figure 10 : Tracé du canal d'amenée	25
Figure 12:Représentation des équipements et Ressources sur Homer	31
Figure 13 : Résultats option categorized	33
Figure 14 : Résultats option Overall.....	33
Figure 15 : Résultat économique sur Homer	34
Figure 16 : Résultats de la production électrique mensuelle.....	35
Figure 17:Production journalière du 26 Janvier	35
Figure 18:Production Journalière du 02 Août	36
Figure 19: Etat de Charge des batteries	36
Figure 20 : comparaison avec l'option PV-Diesel-stockage	37
Figure 21: Schéma unifilaire du système	39
Figure 22: résultats de l'analyse de sensibilité	40
Figure 23 : Répartition des coûts.....	41
Figure 24:La délimitation de l'étude d'impact	43
Figure 25:choix d'installation du canal amené	47
Figure 26 : Turbine Pelton.....	55
Figure 27 : Banki-Michell	55
Figure 28 : Turbine Francis	56
Figure 29 : turbine Kaplan.....	56

I INTRODUCTION

I.1 Contexte

De nos jours, l'accès à l'énergie et particulièrement à l'électricité est un facteur incontournable pour le développement social et économique de tout pays. Elle permet l'amélioration des conditions de vie surtout dans les pays en développement où l'accès à l'énergie reste un défi.

Sur les 1,2 milliards d'habitants que compte l'Afrique, la population rurale demeure la plus importante dans la plupart des pays avec un taux moyen de 60% en 2015 [1]. Une grande partie des ménages habite dans des villages isolés ou dans des habitations dispersées rendant l'électrification rurale par raccordement au réseau national complexe. Les solutions énergétiques décentralisées sont ainsi privilégiées à chaque fois que le raccordement au réseau national est jugé coûteux.

La production décentralisée d'énergie en Afrique est assurée actuellement en grande partie par les énergies fossiles, notamment des groupes électrogènes fonctionnant au gasoil, qui engendrent les émissions de gaz à effet de serre et la pollution de l'environnement.

Afin de réduire ces émissions de gaz à effet de serre, le protocole de Kyoto¹, et plus récemment les accords de la COP21² à Paris, ont conduit à un développement significatif des énergies renouvelables (solaire, éolienne, etc.).

Cependant, la nature intermittente des énergies renouvelables nécessite l'adoption d'une solution alternative permettant de pallier ou d'atténuer ce problème.

Les systèmes hybrides s'avèrent bien appropriés pour répondre à cette question ; ils se définissent comme une combinaison de deux ou plusieurs dispositifs de conversion de l'énergie (par exemple éolien/diesel, solaire/diesel, etc. avec ou sans technologie de stockage), ou deux ou plusieurs ressources d'énergie renouvelable (par exemple solaire PV/Hydro).

¹ Le **protocole de Kyoto** est un accord international visant à la réduction des émissions de gaz à effet de serre et qui vient s'ajouter à la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques dont les pays participants se rencontrent une fois par an depuis 1995.

² L'**accord de Paris** est le premier accord universel sur le climat. Il fait suite aux négociations qui se sont tenues lors de la Conférence de Paris sur le climat (COP21) de la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques.

Les systèmes hybrides comparativement aux systèmes avec une seule source, offrent un haut niveau de sécurité énergétique et de fiabilité grâce à un ensemble intégré de production.

A cet égard, depuis 2003, l'Agence Malienne pour le Développement de l'Energie Domestique et de l'Electrification Rurale (AMADER) dans le cadre du volet «électrification rurale » assure à travers les permissionnaires la production par les énergies fossiles pour alimenter les PCASER (Projets de Candidatures Spontanées d'Electrification Rurale). Cette production a rencontré des difficultés dues aux coûts excessifs d'exploitation et de maintenance des groupes électrogènes ces dernières années. Face à cette situation et aux objectifs de développement durable (ODD), l'AMADER s'est lancée dans une campagne de réduction de l'utilisation du diesel dans la production d'électricité par une intégration progressive des systèmes hybride PV-Diesel dans la production rurale au Mali. En effet, le pays possède d'importantes ressources renouvelables telles que l'hydroélectricité, le solaire, l'éolienne, la biomasse, etc.

En 2002 une étude réalisée par la direction nationale de l'énergie (DNE) mentionne un débit moyen variant entre 0,27 et 6,63 m³/s selon la saison et une hauteur de chute naturelle qui s'élève autour 10,54 m sur le cours d'eau de Farako. En plus la région regorge un ensoleillement moyen annuel de³ 5,51 kWh/m².

Vu le potentiel hydraulique et solaire de la localité de Farako, il nous a été soumis par l'AMADER de mener l' **«Etude de faisabilité technico-économique d'une centrale électrique en système hybride (Microcentrale hydroélectrique/Solaire PV-Stockage) : Cas de la localité de Farako au Mali »**

La localité de Farako est située dans la région Sud-Est du pays, à 30 km de Sikasso. Cette étude est donc destinée à contribuer à la valorisation du potentiel énergétique (solaire/hydroélectrique) dont dispose cette localité.

I.2 Problématique

La question à laquelle notre étude tentera d'apporter une solution est celle de savoir : **Quelle est la viabilité technico-économique du système hybride Micro-hydroélectricité/ PV-stockage pour le cas du village de Farako ?**

³ Source Homer Energy

I.3 Objectifs

L'objectif général assigné au projet est d'effectuer une analyse sur la viabilité technique et financière du potentiel énergétique de la localité de Farako afin de pouvoir générer de l'électricité pour alimenter le village. Ceci devra contribuer à améliorer le taux d'électrification et permettre le développement des activités génératrices de revenus.

Plus spécifiquement, il est question pour nous de :

- Mener une recherche de la revue documentaire sur les systèmes hybrides ;
- Faire une visite dans la localité pour la collecte de données (l'état des lieux des ressources énergétiques et des équipements) ;
- Déterminer le profil de charge de la localité ;
- Réaliser l'étude de faisabilité technico-économique du projet ;
- Proposer une analyse financière comparative du système PV-diesel avec d'autres technologies;
- Effectuer une Etude Impact Environnemental et Social du projet

I.4 Présentation de la structure d'accueil

L'Agence Malienne pour le Développement de l'Energie Domestique et de l'Electrification Rurale (AMADER) est un Etablissement Public à caractère Administratif (EPA) doté de la personnalité morale et de l'autonomie financière, créé par la Loi N°03-006 du 21 mai 2003.

I.4.1 Mission

L'Agence a pour mission principale la maîtrise de la consommation d'énergie domestique et le développement de l'accès à l'électricité en milieu rural et périurbain en vue de réduire la pauvreté et de favoriser la croissance économique du pays.

A ce titre, elle est chargée de :

- promouvoir la recherche orientée vers les technologies et pratiques permettant d'assurer la maîtrise de l'énergie domestique ;
- promouvoir la production, la diffusion et l'utilisation des équipements économes en bois – énergie ;
- favoriser l'utilisation des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie domestique ;
- intensifier la promotion de l'utilisation des combustibles de substitution au bois-énergie ;
- veiller à la mise en place et au suivi du fonctionnement des marchés ruraux de bois-énergie ;
- participer à l'élaboration et à la mise en œuvre des mesures destinées à améliorer le cadre réglementaire et fiscal du bois-énergie ;
- appuyer les services de contrôle forestier ;

- consolider les outils de planification, de suivi et d'évaluation du secteur de l'énergie domestique ;
- intensifier les actions d'information, d'éducation et de communication ;
- promouvoir l'électrification en milieu rural et périurbain en servant d'interface entre les villages, les communes et les opérateurs techniques et financiers ;
- organiser et renforcer les capacités d'études, de réalisation et de gestion en matière d'électrification rurale ;
- assurer le transfert de la maîtrise d'ouvrage de l'Etat vers les collectivités ;
- suivre l'exécution des programmes d'électrification rurale ;
- apporter une assistance technique et/ou financière pour les études et investissements relatifs à l'électrification rurale ;
- réguler et contrôler le développement de l'activité d'électrification rurale.

I.4.2 Les projets en cours de réalisation par l'AMADER

De sa création en 2003 à ce jour, le taux d'électrification en milieu rural à moins de 1% a évolué à environ 19 % en 2017. De cette date à nos jours, les localités électrifiées par l'AMADER sont au nombre de 255 dont 33 sont dotées en centrales hybrides PV/Diesel.

I.4.2.1 Projet Systèmes Hybrides d'Electrification Rurale (SHER) :

Le projet financé par la Banque Mondiale, porte sur une expansion de la capacité des systèmes existants de production et distribution de l'électrification rurale par l'énergie solaire dans 50 localités. Cela permettra d'augmenter la capacité actuelle des énergies renouvelables photovoltaïques d'environ 4,8 MWc au cours des six années (2014-2020) dans 50 localités.

En plus, des produits solaires PV à petite échelle (systèmes solaires individuels, produits d'éclairage moderne) seront introduits dans quelques localités d'électrification rurale. Le projet portera également sur la création de marchés d'éclairage hors réseau et l'efficacité énergétique.

Le financement est assuré par un Crédit IDA, un Don GPOBA, un Don SREP pour un montant de 44,9 millions \$US et la contrepartie de l'Etat Malien 4, 236 milliard FCFA (8,9 millions \$US) et les Opérateurs privés pour 5% des investissements.

I.4.2.2 Projet Hybridation et Accès Rural à l'Energie (PHARE) :

Le projet vise l'électrification de 60 localités sur financement de l'AFD et s'articule autour de trois composantes : (i) hybridation solaire de la production thermique de centrales isolées ; (ii) extension des mini-réseaux locaux et branchement de nouveaux usagers ; et (iii) renforcement de capacités de l'AMADER et des permissionnaires.

Le financement est assuré par un Crédit de l'AFD, un Don de l'UE, la participation des opérateurs privés et la contrepartie de l'Etat Malien pour un montant global de 41 millions d'Euros.

I.4.2.3 Projet d'Electrification Rurale par Systèmes Hybrides de 32 localités (PERSHY-32) :

Le projet porte sur l'électrification de 32 localités par centrales hybrides solaires photovoltaïques/diesel, dont 10 anciennes et 22 nouvelles localités.

Le coût global du projet d'un montant de 21,567 millions \$US est réparti entre (i) ADFD: 41,84% ; (ii) BADEA : 46,49% ; (iii) Etat du Mali: 10% ; (iv) et les opérateurs : 1,67%.

I.4.2.4 Projet Energie Solaire pour le Développement Rural au Mali (PESDR) :

Le projet sur financement de la BID à hauteur de 14 millions USD, vise l'électrification de 24 villages à partir de deux centrales solaires (1 MWc et 1,2 MWc) dans les communes de Saloba (13 localités) et de Sana (11 localités) dans le cercle de Macina (Zone Inter-fleuves).

I.4.3 Organigramme de la structure

L'AMADER comprend une Direction Générale, une Direction de l'Electrification Rurale, une Direction de l'Energie Domestique et une Direction Administrative et Financière.

Le Président Directeur Général (PDG) assure le pilotage stratégique et la coordination des activités de l'Agence. Il a autorité sur le personnel qu'il recrute, nomme dans les emplois et licencie dans le cadre de la législation en vigueur. Il est l'ordonnateur des dépenses.

Le Directeur chargé de l'Energie Domestique (DED) organise, planifie et exécute l'ensemble des activités de la Direction de l'Energie Domestique. Il rapporte directement au Président Directeur Général.

Le Directeur chargé de l'Electrification Rurale (DER) est responsable de l'ensemble des activités de la DER. Il rapporte directement au Président Directeur Général.

Le Directeur Administratif et Financier (DAF) assure la gestion des ressources humaines, financières et matérielles de l'Agence. Il prépare le projet de budget annuel et pluriannuel d'investissement et de fonctionnement de l'AMADER sur la base des programmes d'activités.

L'organigramme de l'AMADER est présenté à la Figure 1.

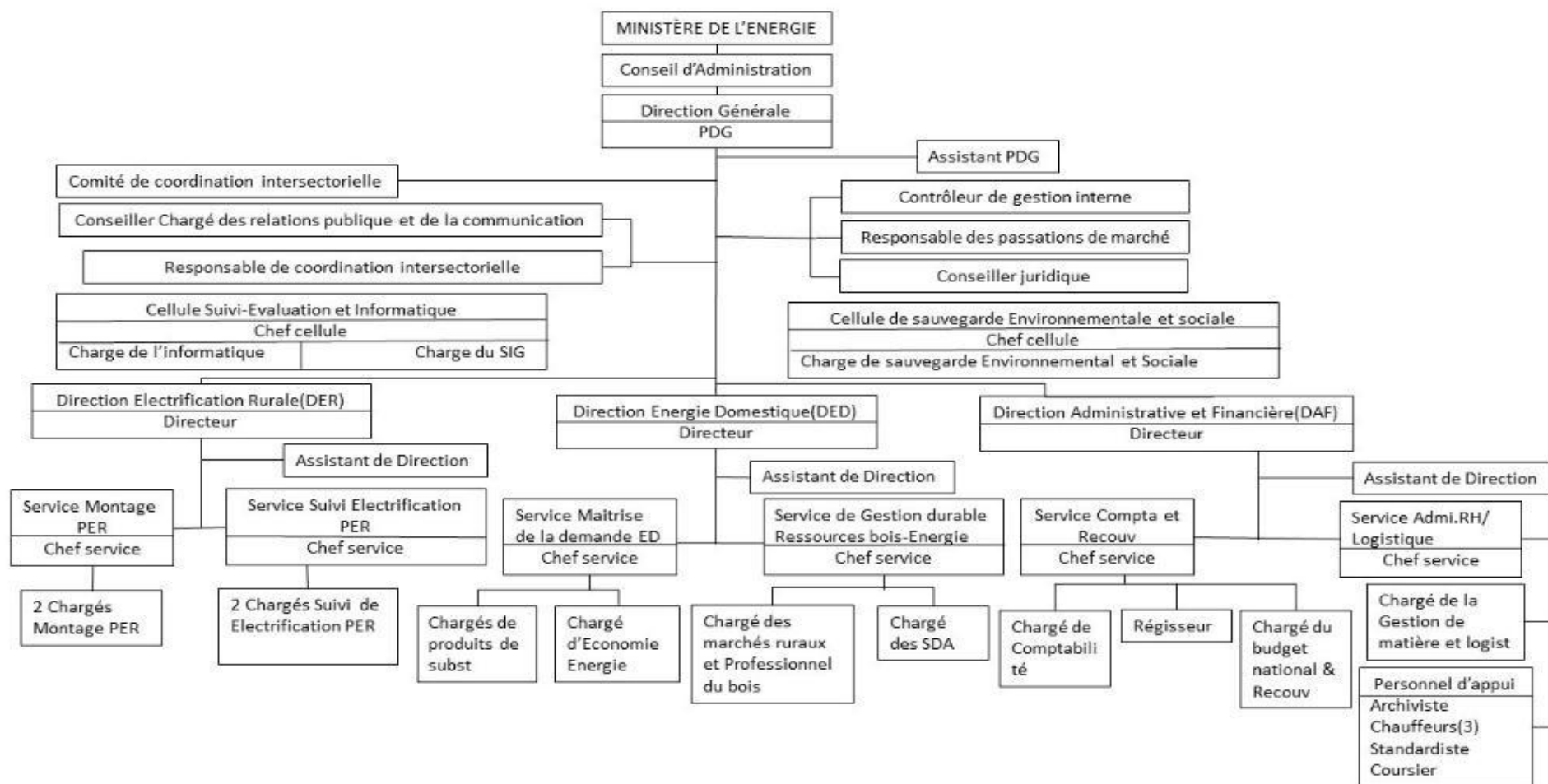


Figure 1:Organigramme (Source : AMADER)

I.5 MATERIELS ET METHODOLOGIE

I.5.1 Méthodologie

L'étape préliminaire de notre étude a consisté essentiellement à la recherche documentaire. Il s'agit de prendre connaissance des différentes études déjà effectuées sur les systèmes hybrides.

La seconde étape s'est portée sur l'élaboration de la fiche d'enquête pour la collecte des données et la visite sur terrain.

La dernière étape de notre travail (sur la base des résultats de la précédente étape) a consisté au dimensionnement des composantes du système et à l'analyse technico-économique du projet.

L'organisation du rapport de l'étude est structurée comme ci-après:

La première partie du rapport est portée sur l'introduction générale de l'étude.

La seconde partie est consacrée à l'étude bibliographique qui permet de prendre connaissance de l'état de l'art de la technologie du système.

La troisième partie concerne le dimensionnement des différentes composantes de la centrale et l'analyse technico-économique du système.

La quatrième partie traite l'étude impact environnemental et social du projet.

La dernière partie a permis de déduire une conclusion et des recommandations pour un bon fonctionnement du système.

I.5.2 Matériels

Les outils suivants ont été utilisés dans le cadre de notre travail:

Le logiciel CLIMWAT :

Le Climwat for Cropwat est un logiciel d'aide à la gestion de l'irrigation, il a été mis au point par la FAO en 1992, basé sur la formule de Penman - Monteith modifiée. Il permet le calcul des besoins en eau des cultures et des quantités d'eau d'irrigation. Il offre également la possibilité de développer un calendrier d'irrigation en fonction de diverses pratiques culturales, et d'évaluer les effets du manque d'eau sur les cultures et l'efficacité de différentes pratiques d'irrigation⁴.

Cet outil nous a servi à déterminer la pluviométrie annuelle de la zone du projet.

Le logiciel HOMER :

HOMER (Hybrid Optimisation Model for Electric Renewables) est un outil puissant pour la conception et l'analyse des systèmes de production d'électricité hybrides, composés de groupes électrogènes, de systèmes de cogénération, d'éoliennes, de systèmes photovoltaïques, de systèmes hydrauliques, de batteries, de piles à combustible, de la biomasse et bien d'autres. Que l'installation soit reliée au réseau électrique ou non, HOMER permet de déterminer comment les sources

⁴ memoireonline.com

d'énergies intermittentes comme l'éolien et le solaire peuvent être intégrées de manière optimale au sein des systèmes hybrides [2].

Ce logiciel nous a été utile dans la conception et optimisation de notre système.

L'application GPS Test :

GPS Test est une application androidie fiable qui comprend cinq (5) onglet :

- Le premier onglet concerne l'information basique à propos d'une connexion GPS. La légende en dessous vous donne votre numéro de valeur appelé le SNR.
- Le second onglet a les mêmes fonctions, à la différence que le satellite est matérialisé par une boussole.
- Le troisième onglet affiche les coordonnées sur une carte du monde, il nous précise sur quelle partie du globe nous nous trouvons.
- Le quatrième onglet permet de déterminer notre altitude.
- Le dernier onglet concerne les informations relatives à la date à l'heure GMT, aux heures et dates locales ainsi que l'heure du lever et du coucher de soleil.⁵



Le troisième onglet de cette application nous a permis de relever les coordonnées GPS de nos différents points sur le site.

Google Earth :

C'est un logiciel développé par Google+ permettant de parcourir la Terre par des images satellite, en 2D ou en 3D. Il est également possible d'effectuer des recherches sur les différents lieux d'une ville (restaurants, hôtels, etc.) et de consulter des itinéraires routiers.

Il a été utilisé pour localiser et fournir des images satellitaires de la localité à partir des coordonnées GPS obtenu sur l'application GPS test.

⁵ androidpit.fr/gps-test-le-gps-pour-tous

II ETUDE BIBLIOGRAPHIQUE

Le terme « Système d'Energie Hybride » fait référence aux systèmes de génération d'énergie électrique multi-sources. Il s'agit de systèmes complexes associant différentes sources renouvelables (éolien, solaire, micro-hydroélectricité) ou bien combinées avec des sources conventionnelles (générateur diesel, turbine à gaz etc.), différents éléments de stockage et différentes charges. Ils permettent la compensation du caractère intermittent des sources renouvelables et offrent un rendement énergétique global plus élevé. Leur intérêt essentiel est la possibilité d'autonomie énergétique, vu qu'ils ne dépendent pas d'une seule source. [3]. Dans la section qui suit, nous allons présenter les principales ressources utilisées dans le cas de notre étude à savoir : le solaire photovoltaïque et l'hydroélectricité.

II.1 ENERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

L'énergie solaire est la source d'énergie renouvelable la plus répandue sur la surface de la terre.[4] Cette source peut être convertie en électricité par le principe de l'effet photovoltaïque. En cette période de changement climatique, elle représente l'une des alternatives les plus viables pour la production d'électricité.

L'effet photovoltaïque se manifeste par l'apparition d'une différence de potentiel à la jonction entre un métal et un semi-conducteur ou entre deux semi-conducteurs lorsque le dispositif reçoit un rayonnement lumineux d'une longueur d'onde adéquate.

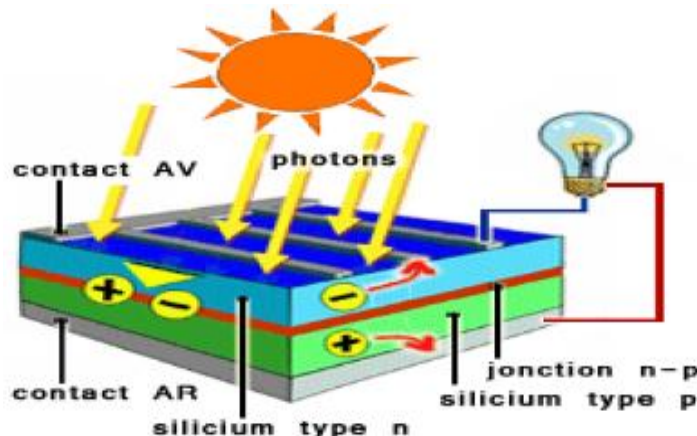


Figure 2 : Cellule photovoltaïque⁶

Un générateur photovoltaïque (PV) est constitué à la base par des cellules photovoltaïques. Elles produisent de l'électricité du moment où elles sont exposées aux rayonnements solaires.[5]

⁶ S2.e-monsite.com

La cellule photovoltaïque est un dispositif électronique qui convertit l'énergie du rayonnement solaire en énergie électrique, le rendement de conversion entre la puissance électrique et la puissance lumineuse est environ entre 12 à 20% pour les différents types de technologies disponible sur le marché ; c'est l'élément de base des systèmes photovoltaïques. Il existe plusieurs technologies de cellule photovoltaïque classées selon les critères de rendement : Mono cristallin, Poly cristallin enfin Amorphe.

Le système photovoltaïque comprend deux parties principales : le champ photovoltaïque (assemblage de modules photovoltaïques) et les convertisseurs qui peuvent être CC/CC ou CC/CA [6]. Il peut aussi comprendre un système de stockage batteries d'accumulateurs.

II.1.1 Le Module photovoltaïque :

Un module photovoltaïque est un assemblage de plusieurs de cellules connectées entre elles et l'assemblage de plusieurs modules entre elles aboutissent à un panneau photovoltaïque. Et enfin l'ensemble de ces modules et panneaux constituent le champ photovoltaïque comme nous pouvons la remarque sur la *Figure 3*.

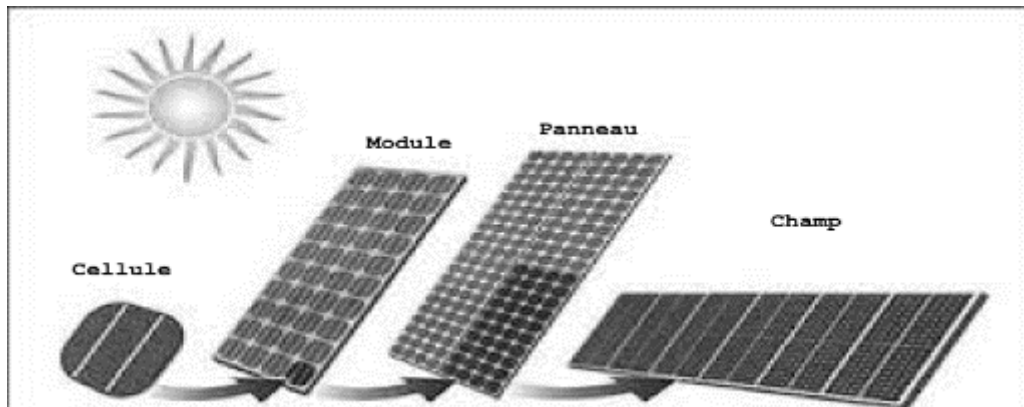


Figure 3 : Assemblage de la cellule au champ PV⁷

II.1.2 Les Onduleurs

On distingue plusieurs types d'onduleurs parmi lesquels, les onduleurs multifonctionnels qui sont les plus utilisés. Ce type d'onduleur est constitué de plusieurs composantes :

- une composante contrôlant le point de fonctionnement du champ PV et maximisant la puissance délivrée ;
- une composante onduleur convertissant le courant continu (provenant du champ photovoltaïque ou des batteries) en courant alternatif, et un 'redresseur' convertissant le courant alternatif en courant continu pour charger les batteries ;
- Et une composante régulant la charge des batteries afin d'allonger la durée de vie.

⁷ futura-sciences.com

Les composantes de l'onduleur multifonctionnel contrôlent l'exploitation des différentes sources d'énergies du système hybride. Un dysfonctionnement de l'un de ces composants entravera considérablement le fonctionnement de l'ensemble du système hybride [7].

Il existe d'autres types d'onduleurs pour la production décentralisée: (i) les onduleurs réseaux qui reçoivent le courant continu du champ solaire PV pour le convertir en courant alternatif et alimentent directement le réseau de distribution; (ii) les onduleurs chargeurs (ou bidirectionnels) alimentent le réseau à partir des batteries et chargent les batteries à partir des onduleurs réseau ou du groupe électrogène [7].

II.1.3 Les Batteries d'accumulateur

Une batterie d'accumulateur est un dispositif permettant la transformation directe de l'énergie chimique en énergie électrique (production) et éventuellement la transformation inverse (stockage). Dans un système leur rôle est de stocker de l'énergie lorsque la production est plus importante que la demande et la restitue lorsque la demande est plus importante que la production. Les batteries sont caractérisées par leur tension nominale et leur capacité de stockage.

L'électrification rurale nécessite des batteries de hautes qualités à cause de la difficulté d'accès pour la maintenance et le remplacement. Il existe plusieurs types de batterie utilisée pour le stockage d'énergie à savoir : les batteries lithium-ion, les batteries lithium polymère, les batteries au nickel-cadmium, les batteries au plomb acide.

La technologie de stockage actuellement la plus adaptée aux systèmes hybrides pour l'électrification rurale est la technologie des batteries acide-plomb à plaques tubulaires.[7]

Les batteries tubulaires au plomb - acide demandent un apport en eau distillée en moyenne tous les trois (03) mois et le système de gestion doit rechercher un état de charge de 100% au moins une (1) fois toutes les 4 semaines.

La durée de vie d'une batterie dépend surtout des conditions d'exploitation. Elle est fonction du nombre de cycle de charge/décharge et de la température d'utilisation.

En raison de l'impact important de la température ambiante sur la durée de vie des batteries (une augmentation de 5°C de la température réduit leur durée de vie d'environ 15%-20%), la conception de la salle des batteries doit permettre de les maintenir à la température la plus basse possible [7].

II.2 HYDROELECTRICITE

C'est la forme d'énergie renouvelable la plus ancienne utilisée depuis l'antiquité destinée pour le pompage, la mouture du blé, etc. [8]. Elle est très certainement de nos jours la forme d'énergie la mieux maîtrisée de toutes les énergies renouvelables.

II.2.1 Le Principe de fonctionnement

Son principe est basé sur la combinaison entre la hauteur de chute et le débit d'un cours d'eau. L'eau déviée d'une rivière est conduite sur une turbine à travers une conduite forcée. La pression issue du dénivelé à l'entrée et à la sortie de la conduite forcée crée une force de rotation au niveau de la turbine. La turbine à son tour fait tourner un alternateur afin de produire de l'électricité. Une hauteur et un débit important permettent de produire une puissance importante.

Les petites centrales hydroélectriques (PCH) sont classées suivant la hauteur de chute et la puissance installée :

II.2.2 Classement des PCH par la hauteur de chute

- Les centrales de haute chute : Dans ce cas, la puissance est principalement liée au fort dénivelé (hauteur de chute supérieure à 100 m) entre la prise d'eau et le rejet. La conduite est l'ouvrage le plus important de ce type de petite centrale ;
- Les centrales de moyenne chute : La puissance est liée à la fois à la hauteur de chute et au débit turbiné ;
- Les centrales de basse chute : La puissance dépend alors du débit turbiné. Il n'y a en règle générale pas de conduite forcée, ou celle-ci est courte. L'ouvrage le plus important est le barrage ou la prise d'eau, le plus souvent construit en béton [9].

II.2.3 Classement des PCH par la puissance installée

A l'heure actuelle il n'y pas de définition internationale fixant les gammes de puissance des installations. Les notions de petite, mini et micro hydraulique sont présentes dans la littérature et certaines différences sont illustrées au *Tableau 1* ci-dessous [9].

Tableau 1 : Classement des centrales hydroélectrique

Pays	Micro (kW)	Mini (kW)	Petite (MW)
USA	<100	100-1000	1-30
France	20-500	500-1000	2-10
Chine	5-5000	-	-
Inde	<100	101-1000	1-15

II.2.4 Les Microcentrales hydroélectriques :

La micro-hydroélectricité est idéale pour l'électrification des sites isolés, elle est caractérisée par sa fiabilité et sa longue durée de vie. L'entretien de l'installation est simple et les frais de fonctionnement sont réduits (à quelques pourcents de l'investissement).

II.2.4.1 Les différentes composantes d'une microcentrale hydroélectrique

Une microcentrale hydroélectrique est composée de quatre éléments principaux :

- **Les ouvrages de prise d'eau (digues, barrage)**

Dont l'entrée est protégée par une grille et une vanne, construit plus souvent en enrochements, en gabions, en terre, en maçonnerie ou en béton, les ouvrages de prise permettent de dévier l'eau dans les conduites forcées, dans un canal d'amenée ou directement dans la turbine.

La prise d'eau peut également être installée sur un canal d'irrigation ou sur une adduction d'eau potable [9].

- **Les ouvrages d'amenée et de mise en charge (canal d'amenée, conduite forcée)**

Généralement la centrale située à une certaine distance de la prise, l'ouvrage d'amenée en terre ou en béton et la conduite forcée le plus souvent en acier ou en polyéthylène permettent d'acheminer l'eau vers la centrale. Le canal est muni d'une grille qui retient les corps solides charriés par le cours d'eau.

Un système de vannes assure la protection contre les crues, l'isolement du canal, l'isolation de la turbine, etc.

Une chambre de mise en charge est nécessaire si le canal d'amenée est à écoulement libre, ou une cheminée d'équilibre s'il s'agit d'une conduite forcée qui assure la jonction avec la turbine [10].

- **Les équipements de production (turbines, générateurs, système de régulation)**

Une turbine, comme la roue à aube d'un moulin, transforme en énergie mécanique l'énergie fournie par la chute d'eau. Il existe de nombreux types de turbines s'adaptant à différentes contraintes imposées par chaque site.

Un générateur produit l'énergie électrique à partir de l'énergie mécanique de la turbine. C'est en général un alternateur synchrone en réseau autonome et une génératrice asynchrone en réseau connecté pour des puissances inférieures à 1000 ou 2000 kW.

Un système de régulation pour adapter en permanence les variations, parfois brutales, du débit d'eau à la demande des consommateurs (en réseau isolé) et d'utiliser au mieux l'eau disponible (en réseau interconnecté) [10].

Un bâtiment abrite toutes les installations de production et les tableaux de commande qui peuvent être contrôlés sur place ou pilotés à distance. Une ligne d'évacuation transporte le courant électrique produit, soit à un réseau interconnecté, soit à un réseau isolé.

- **Les ouvrages de restitution**

A la sortie de la centrale, les eaux turbinées sont envoyées dans la rivière par un canal de fuite.

Ce canal est établi soit à l'air libre, soit en galerie dans le cas où la centrale est souterraine. La longueur du canal de fuite est très variable selon le type d'aménagement [9].

Ces principaux composants sont représentés sur *Figure 4* ci-dessous :

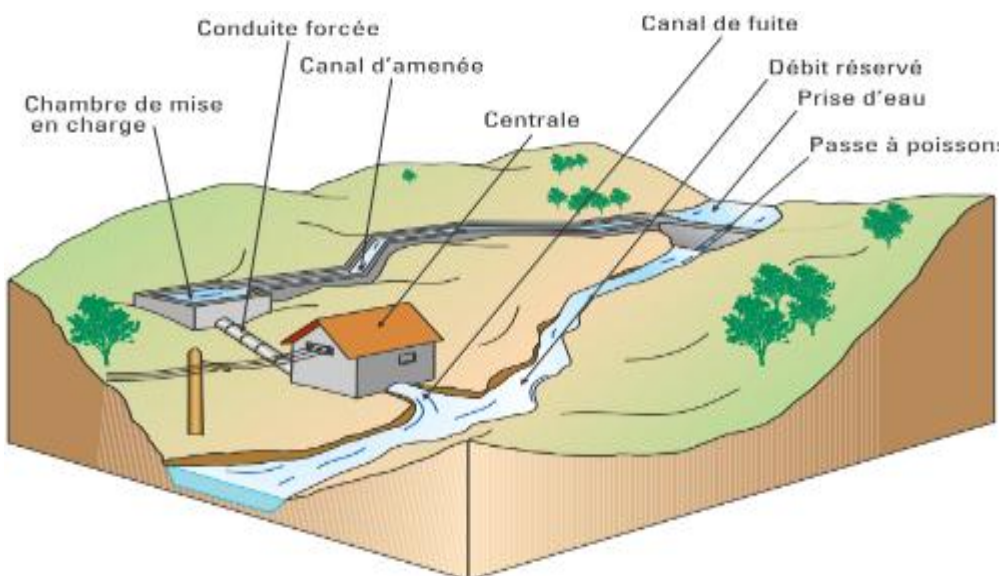


Figure 4 : les principaux composant d'une centrale micro hydroélectrique [10]

II.2.4.2 Les grandeurs caractéristiques de microcentrale hydroélectrique

Les grandeurs caractéristiques qui permettent d'évaluer l'importance d'un aménagement hydraulique sont:

Le débit d'équipement, la hauteur de chute, la puissance de l'aménagement, l'énergie électrique produite [9].

La puissance est une fonction combinée du débit d'équipement et de la hauteur de la chute. Elle est exprimée en kilowatts (kW) ou mégawatts (MW).

On distingue habituellement la puissance brute et la puissance nette.

La puissance hydraulique brute s'exprime par la puissance potentielle

$$P_{brute} = 9,81 \times Q \times H_{brute} \quad (1)$$

P_{brute} (kW): Puissance

Q (m³/s): débit

H_{brute} (m): Chute brute

La puissance nette représente la puissance effective[9]

$$P_{hydr} = 9,81 \times Q \times H_{nette} \quad (2)$$

P_{hydr} (kW): Puissance

Q (m³/s): débit

H_{nette} (m): Chute nette

II.2.4.3 Les équipements de l'usine :

L'usine hydroélectrique est principalement composée de deux éléments : la turbine et la génératrice.

La Turbine :

Une turbine hydraulique est une machine tournante, constituée principalement d'une roue à aubes, qui reçoit l'énergie d'un fluide sous forme d'énergie de pression ou d'énergie cinétique et qui la transforme en énergie mécanique directement utilisable sur un arbre en rotation.

La turbine peut être, soit noyée au sein du fluide dans une chambre d'eau, soit située à l'extrémité d'une conduite forcée.

Le rendement des turbines se situe généralement entre 80 et 90 % ; il croît avec la taille des roues [10].

Les différents éléments d'une turbine hydraulique :

La roue permet la transformation de l'énergie hydraulique en énergie mécanique. Elle est composée : d'augets à l'air libre (**turbine Pelton**) ; d'aubes ou pales, soit à l'air libre (**turbine Banki-Michell**), soit formant des conduits qui sont en charge dans les machines à réaction (**turbines Francis ou Kaplan**).

Un distributeur ou injecteur qui donne aux particules d'eau la vitesse convenable pour aborder la roue dans des conditions déterminées, de façon à obtenir le minimum de pertes et transformer ainsi, partiellement ou totalement, l'énergie de pression en énergie cinétique.

Un aspirateur ou diffuseur (turbines Francis ou Kaplan) qui a pour but de récupérer, sous forme d'énergie de pression, l'énergie cinétique résiduelle et l'énergie potentielle de l'eau à la sortie de la roue et d'évacuer l'eau vers l'aval.

Le choix du type de turbine dépend principalement du débit, de la hauteur de chute et de la vitesse de rotation de l'arbre.

Un premier classement approximatif permet d'identifier les types de turbines utilisées en fonction de la hauteur de chute de l'équipement [10].

Basses chutes (2 à 10 mètres) : Turbines hélice, Turbines Kaplan.

Moyennes chutes (5 à 100 mètres) : Turbines Francis, Turbines Banki-Michell.

Hautes chutes (50 à 400 mètres) : Turbines Pelton, Turbines Turgo.

Génératrice :

Un générateur de courant comprend deux parties, l'une fixe, le stator, l'autre mobile, le rotor. La rotation du champ magnétique du rotor à travers des bobines fixes du fil conducteur du stator génère le courant électrique [10].

La puissance mécanique est transformée en puissance électrique par un générateur de courant. Il est mis en rotation par la turbine ; en général par un accouplement direct ou par un système de transmission [11].

Il existe deux types de générateurs : les générateurs synchrones appelés usuellement « alternateurs » et les générateurs asynchrones ou « génératrices ».

Les générateurs synchrones sont généralement utilisés en réseau autonome.

Dans le cas de l'alternateur, le rotor est formé par des électro-aimants alimentés par du courant continu. La vitesse de l'alternateur couplé au réseau est strictement constante si la fréquence du réseau reste stable. C'est la justification du terme synchrone.

Les générateurs asynchrones comportent un rotor sans bobinage. Le courant qui y circule est produit, par induction, à partir des bobinages du stator.

Elle est essentiellement utilisée en parallèle avec le réseau, dans ce cas la génératrice est pilotée par le réseau qui régule la fréquence et la tension du courant produit.

La génératrice asynchrone est plus simple de réalisation et plus facile à coupler au réseau en puissances moyennes. Par contre elle est moins intéressante que l'alternateur en ce qui concerne l'énergie réactive [10].

II.3 ANALYSE DE LA RENTABILITE ECONOMIQUE D'UN PROJET

L'analyse de rentabilité d'un projet d'investissement est une démarche qui suit plusieurs étapes afin d'aider les investisseurs et dirigeants des entreprises dans la prise de leur décision d'investissement.

Les critères de choix d'investissement correspondant à un ensemble d'outils financiers d'aide à la décision sont en générale : La Valeur Actuelle Nette (VAN), Le Taux de Rentabilité Interne (TRI) et le Délai de Récupération du capital investi (DRCI).

II.3.1 Valeur Actuelle Nette(VAN) :

La valeur actuelle nette d'un investissement (VAN) est la différence entre les gains nets actualisés de l'investissement (FT) et la mise de départ (INV). L'investissement sera rentable si ce résultat est positif[12].

$$VAN = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FT}{(1+i)^t} \quad (3)$$

I: Investissement initial

FT: Flux de trésorerie (cash – flow)

i: Taux d'actualisation

t: Durée du projet

II.3.2 Le Taux de Rentabilité Interne(TRI) :

Le TRI est le taux d'actualisation pour lequel l'ensemble des cash-flows actualisés soit égal au capital initialement investi.

Le taux de rendement interne financier est un indicateur pour mesurer le rendement financier d'un investissement dans un projet commercial. Il est obtenu en égalisant la valeur actualisé des coûts d'investissement ainsi que des sorties de fonds pendant la phase d'exploitation avec la valeur actuelle des rentrées de fonds[12].

$$\sum_{t=1}^n \frac{FT}{(1+TRI)^t} = I \quad (4)$$

I: Investissement initial

FT: Flux de trésorerie (cash – flow)

TRI: Taux de rentabilité interne

t: Durée du projet

II.3.3 Le Délai de Récupération du capital investi (DRCI) :

Cette méthode mesure le temps nécessaire pour que les flux de trésorerie provenant du projet à financer, couvrent l'investissement, autrement dit, combien de temps faudra-t-il pour récupérer la somme d'argent qui a été investie. C'est donc le temps au bout duquel le montant cumulé des cash-flows actualisés est égal au capital investi au démarrage du projet. Plus le délai de récupération est court, plus l'investissement est réputé intéressant[12].

$$\text{DRCI} = \frac{I_0}{\sum_{t=1}^n \frac{FT}{(1+i)^t}} \quad (5)$$

III ETUDE TECHNICO-ECONOMIQUE DU SYSTEME

III.1 Présentation du site

Le site de la centrale hybride de Farako se trouve sur le cours d'eau du nom de la chute de Farako dans la commune de Finkolo à environ 30 km au sud-est de la ville Sikasso sur la route RN 10 menant à Bobo-Dioulasso au Burkina Faso.

La chute de Farako est située dans la forêt classée avec un cours d'eau long de 50 km qui coule dans la direction sud-est vers nord-est de Sifarasso au Burkina Faso à Zinisso au Nord de Sikasso.

En amont de la chute de Farako coule sur un lit rocheux et se présente en escalier dont les dernières marches sont plus importantes. En aval de la chute le lit de la rivière est également rocheux mais on observe des zones et des poches de sédiments.

Pendant la saison des pluies, les chutes forment un spectacle naturel, Il sert un lieu de récréation pour la population de Sikasso voire de Bamako et de Bobo-Dioulasso (Burkina Faso). Les coordonnées sont les suivantes : 11°13'50''Nord et 5°28'28''Ouest.

Les plus fortes précipitations sont enregistrées pendant les mois de Juillet, Août et Septembre allant jusqu'à 325 mm (Août). Ces grandes précipitations se manifestent par des ruissellements importants et une forte recharge de la nappe phréatique. De Décembre à Mars, la zone d'étude ne reçoit presque pas de pluie. Cette période correspond à la saison sèche.

Comme nous pouvons le constater sur la *Figure 5* ci-dessous, les précipitations mensuelles moyennes pour les bassins versants fournis à l'aide de «CLIMWAT » :

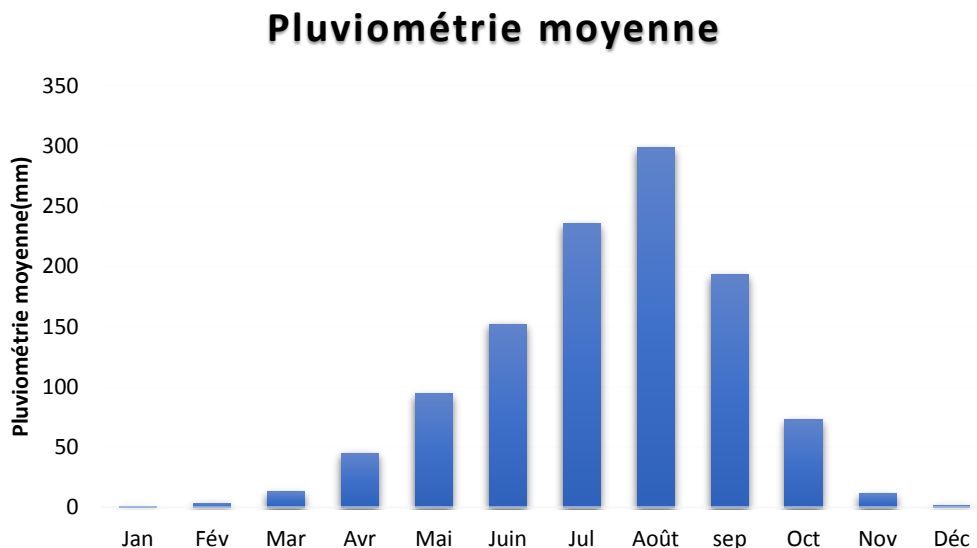


Figure 5 : Pluviométrie moyenne mensuelle de Farako

III.2 Elaboration du profil de charge

Pour la représentation du profil de charge du village de Farako, nous nous sommes basés sur plusieurs données à savoir les données collectées sur le terrain et les données choisies selon les expériences du domaine de l'électrification rurale au Mali.

Farako est un village de la commune de Finkolo dans la région de Sikasso, il est composé de quatre (4) quartiers dispersés. Après le dernier recensement de 2009 à nos jours le village compte environ 2029 habitants avec 990 hommes et 1039 femmes répartis en 186 ménages.

En ce qui concerne les infrastructures administratives et socio-économiques, le village compte de nos jours : Une(1) école de douze(12) classes et jardin d'enfants ; une(1) poste des eaux et forêts ; deux(2) mosquées ; une(1) église ; deux(2) restaurants ; huit(8) boutiques ; Cinq(5) forages ; huit(8) moulins ; une(1) usine de production de thé ; un(1) CSCOM.

Les données selon l'expérience de la structure en matière d'électrification rurale au Mali nous ont permis d'estimer la puissance, les horaires de fonctionnement et le nombre d'équipements par secteur.

L'estimation de la puissance des différents équipements est donnée dans le Tableau 2.

Tableau 2: Equipements de consommations

Equipements	Puissance
Lampe	15 W
Réfrigérateur	120 W
congélateur	120 W
téléviseur	80 W
Radio	10 W
Ventilateur	60 W
Ordinateur	120 W
Imprimante	650-1000 W
Photocopieuse	100-300 W
Climatiseurs	1,1-2,6 kW
Pompe à carburant	0,75-1 kW
Amplificateur	120 W
Appareil musical	300 W
Pompe forage	5 kW

Selon les habitudes de consommation, la variation du profile journalier d'un jour à un autre n'est pas significative, c'est plutôt d'une période à une autre que la variation est importante (voir la *Figure 6*). Les différentes consommations ont été estimées à partir de la table de consommation (**Voir annexe 3**) qui a été élaborée par l'AMADER dans le cadre de l'estimation de la demande de ces différences projets avec un facteur de demande de 60% qui est considéré pour toutes les sources de consommations.

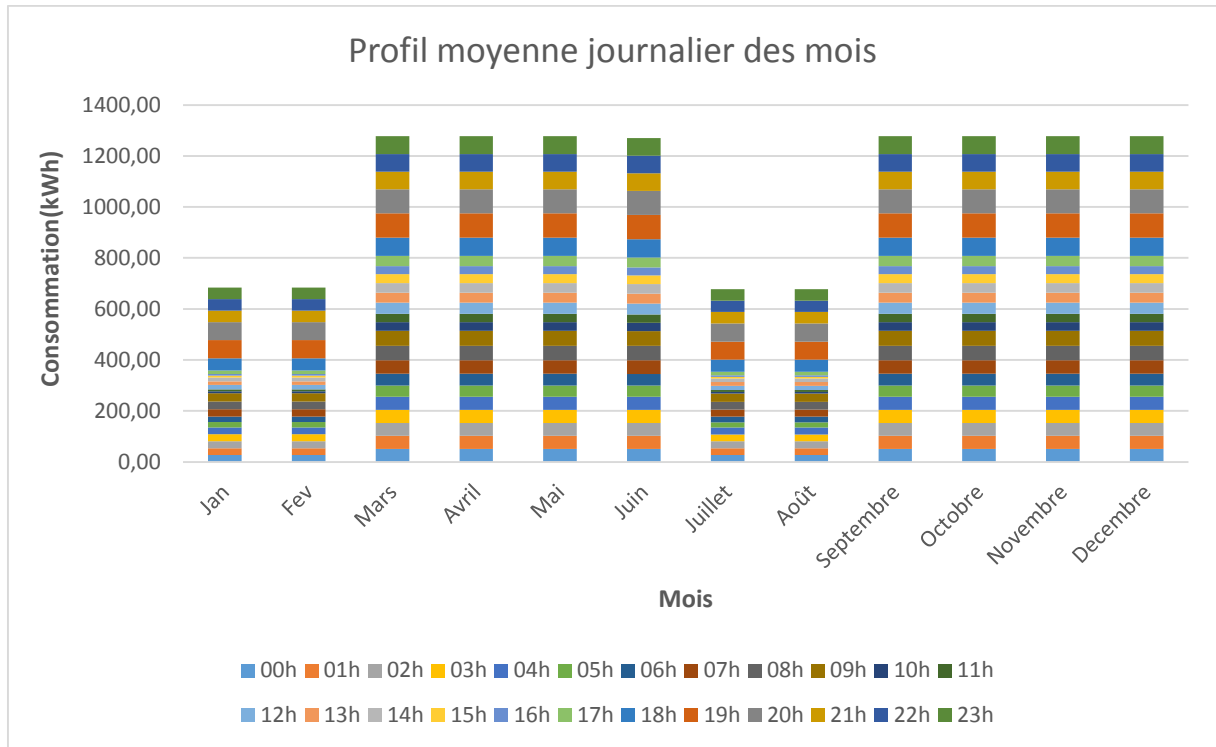


Figure 6 : Profil de consommation moyenne journalier des mois.

Les périodes de septembre-Décembre et Mars-juin correspondent aux périodes de forte demande, que l'on peut remarquer sur la *Figure 6* ci-dessus. Cette différence remarquable par rapport aux autres mois de l'année est due à la période de production saisonnière de l'usine de thé (de septembre-décembre et mars-juin) pris en considération dans l'estimation des besoins du village. Sa demande représente près de 50% de la consommation du village.

La demande de la période Mars-Juin est utilisée pour le dimensionnement de notre système photovoltaïque et la moyenne journalière de chaque période est représentée (voir *Figure 7*) ci-dessous :

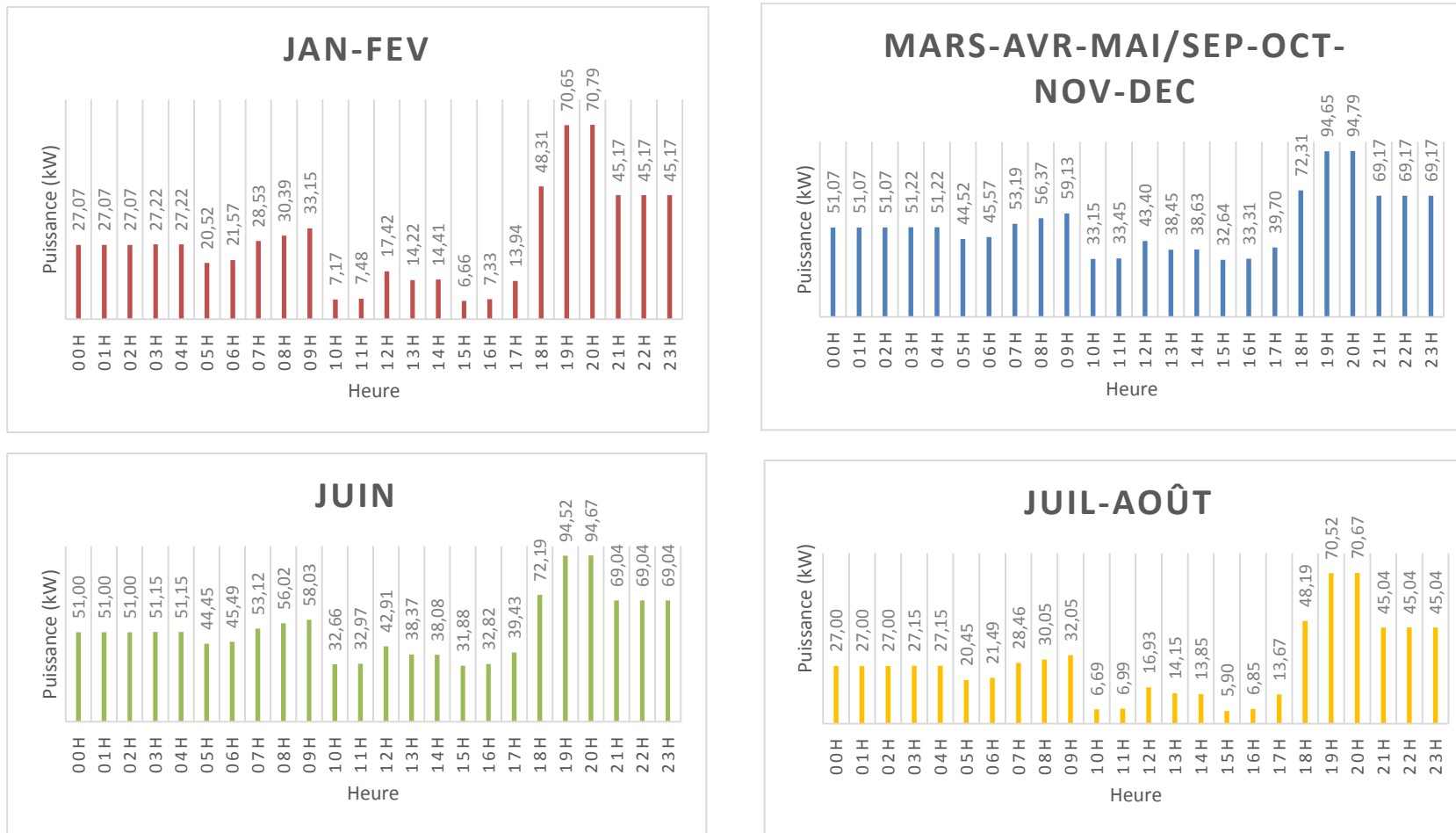


Figure 7 : Les différents profils de charge

III.3 DIMENSIONNEMENT DE LA CENTRALE MICRO-HYDROELECTRIQUE

La quantité d'eau disponible, les conditions hydrologiques et topographiques particulières sont déterminantes pour le dimensionnement de l'installation hydroélectrique et donc pour l'estimation du type, de la taille et de l'emprise des ouvrages.

III.3.1 Les données hydrologiques du site

Comme déjà constatée dans la *Figure 5* ci-dessus, la période pluvieuse de l'année débute de mi-juin à mi-septembre et une saison sèche le reste de l'année. Les débits mensuels du site de Farako 1 enregistrés sur la période de 1993-2005⁸ sont représentés sur la *Figure 8* suivante.

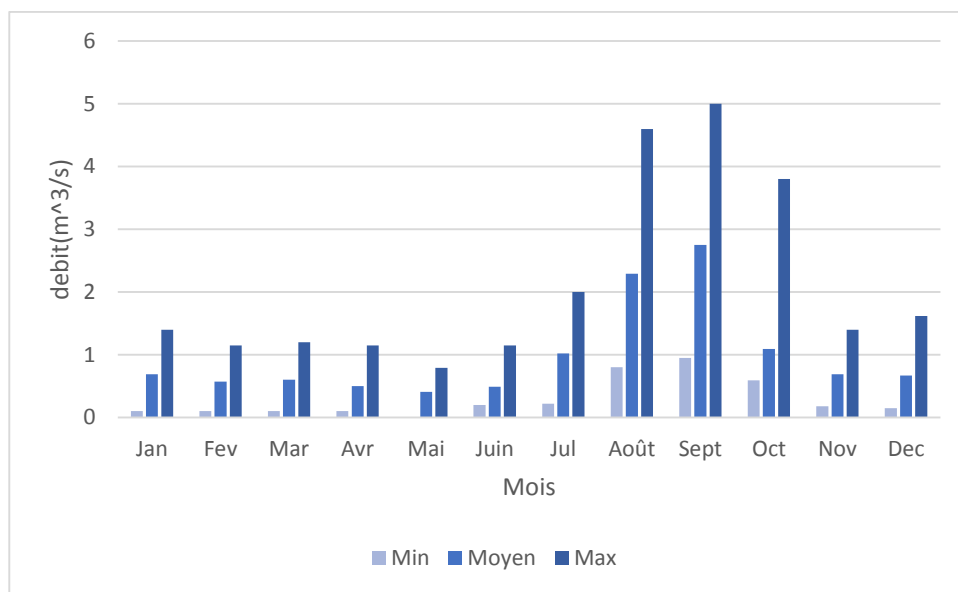


Figure 8 : Représentation des débits enregistrés

III.3.2 Choix du débit d'équipement

Le débit optimal se situe entre 10% à 90% du temps⁵, qui correspond dans notre cas d'étude à des débits variant de **0,16 m³/s** à **2,44 m³/s**. Pour le choix du débit d'équipements de notre système nous prenons un débit disponible à 80% du temps[13] : **Q = 0,26 m³/s**. Les détails sont représentés sur la courbe des débits classés ci-dessous (voir *Figure 9*) à partir des données du *Tableau 3* tirées du dossier « étude de faisabilité de la microcentrale hydroélectrique de Farako1 » de la DNE.

⁸ Microcentrale Hydroélectrique de FARAKO 1
Etude de Faisabilité et EIES
Version finale (Fichtner-source DNE)

Tableau 3: Les données hydrologiques (sources DNE)

Probabilité de dépassement	Débit (m³/S)	Probabilité de dépassement	Débit (m³/S)
0.1%	8,14	55%	0,59
5%	3,54	60%	0,52
10%	2,44	65%	0,44
15%	1,83	70%	0,40
20%	1,45	75%	0,34
25%	1,13	80%	0,26
30%	0,99	85%	0,22
35%	0,88	90%	0,16
40%	0,80	95%	0,10
45%	0,72	99%	0,05
50%	0,63	100%	0,03

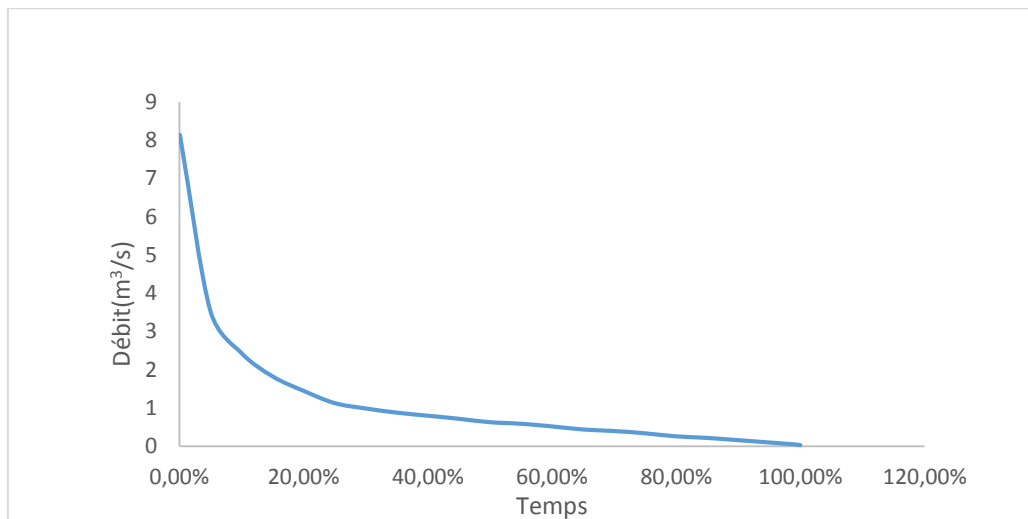


Figure 9 : Courbe des débits classés.

III.3.3 Calcul de la chute :

La chute brute représente l'énergie totale à disposition entre l'entrée et la sortie de l'aménagement hydraulique. Elle est donnée par la différence d'altitude entre les niveaux d'eau à la prise d'eau et à l'aval de la centrale. Ces données topographiques sont mesurées sur le terrain et sur la carte (Google-earth). La chute retenue est entre 421 m et 404 m (voir *Figure 10*).

$$\begin{aligned}
 H_{\text{brute}} &= \text{niveau amont} - \text{niveau aval} \\
 H_{\text{brute}} &= 421 - 404 = 17 \text{ m}
 \end{aligned}
 \tag{6}$$

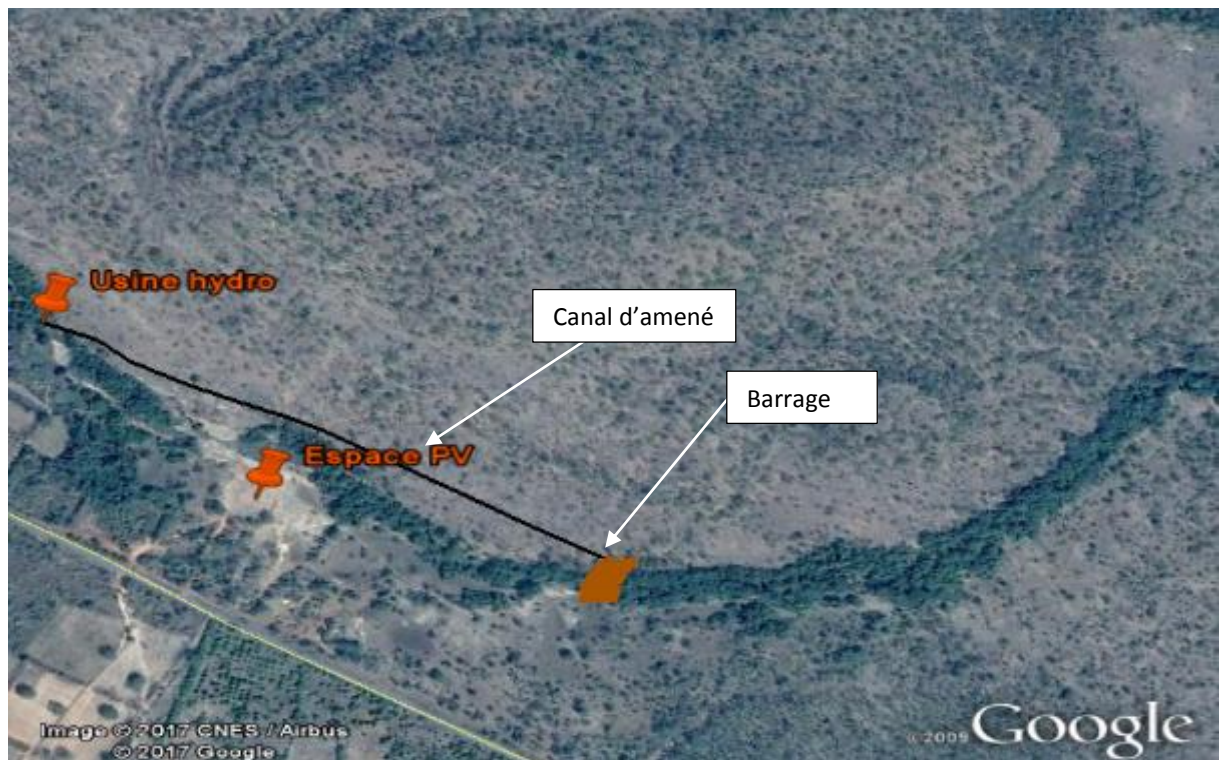


Figure 10 : Tracé du canal d'amenée

Dans le cadre d'une étude préliminaire de petite centrale hydraulique les pertes de charges à considérer représentent environ 10% à 15% de la hauteur de chute brute. Alors nous avons choisi 15 % pour se mettre dans le cas extrême[11].

$$H_{nette} = H_{brute} - \sum \Delta H \quad (7)$$

La chute nette est alors $H_{nette} = 14.45 \text{ m}$

III.3.4 La puissance hydraulique :

Elle est fonction du débit et de la chute nette

$$P_{hydr}(kW) = 9.81 \times Q \times H_{nette} \quad (8)$$

$P_{hydr}(kW)$: Puissance hydraulique

$Q(m^3/s)$: Débit

$H_{nette}(m)$: Hauteur de chute nette

La puissance hydraulique obtenue est de **36.8 kW**

III.3.5 Choix de la turbine :

Le choix de la turbine **Banki-Michel** pour la microcentrale de Farako est justifié par le débit et la hauteur de chute disponible du site (paramètres clés de conception) représenté sur le diagramme de domaine d'utilisation des différents types des turbines (**voir annexe 4**)

III.3.6 Choix du rendement de la turbine :

La transformation de la puissance hydraulique en puissance mécanique par la turbine entraîne des pertes. En effet, une partie de la puissance est perdue sous forme de chaleur.

D'après le tableau des rendements, le rendement d'une turbine **cross flow** varie entre 78 à 80%, ainsi nous prenons 80 % comme rendement de notre turbine. (**Voir annexe 5**)

III.3.7 Choix du rendement du générateur :

Comme pour les turbines une partie de la puissance est dissipée sous forme de chaleur. Selon la figure en annexe (**Voir annexe 6**) nous avons un rendement générateur de **90%**. Notre système étant isolé on choisit un générateur synchrone.

III.3.8 La puissance électrique :

Elle se calcule en introduisant le rendement de la turbine et du générateur.

$$P_{el} = 9.81 \times \eta_t \times \eta_g \times Q \times H_{nette} \text{ en kW} \quad (9)$$

$P_{el}(\text{kW})$ = puissance électrique

$Q (\text{m}^3/\text{s})$: débit

$H_{nette}(\text{m})$: Hauteur de chute nette

η_t : rendement de la turbine

η_g : rendement de la génératrice

La puissance directement disponible aux bornes du générateur est environ **26.51 kW**

III.3.9 L'énergie électrique :

L'énergie électrique journalière produite est donnée ci-dessous :

$$E = P_{el} \times 24 \text{ h} \quad (10)$$

$$636.24 \text{ kWh/j}$$

III.4 DIMENSIONNEMENT DU SYSTEME PV

Le dimensionnement d'une installation isolé est beaucoup plus complexe. Son but est la détermination de la taille de chaque composant du système, pour cela il nous faut connaître :

- les besoins électriques de la localité à couvrir durant toute l'année ;
- les données climatiques locales (ensoleillement, ombres, températures, brouillard etc.) ;
- les caractéristiques du module choisi ;
- les caractéristiques de l'accumulateur.

Pour l'optimisation du système, il est important de prendre en considération la satisfaction des besoins en matière d'autonomie ou de déficit de la période la plus défavorable lors du dimensionnement.

III.4.1 . Calcul du besoin pour le système PV

Le besoin journalier de la période « pic » du village est considéré pour la détermination de la taille du système PV qui correspond à **1276 kWh/j** voire table de consommation (**annexe 3**).

Le dimensionnement du générateur PV est fait généralement pour couvrir l'ensemble ou une partie de la demande énergétique d'une localité. Dans la présente étude les besoins pour le dimensionnement PV sont obtenus en retirant la part de la production journalière de l'hydroélectricité.

Le système PV de la centrale hybride doit satisfaire la demande d'électricité des 5 premières années avec un taux de croissance annuelle de la demande d'électricité de 5% à partir de l'année 1;

Le besoin journalier total du système PV est donné par l'expression ci-dessous :

Le besoin couvert par le PV noté B_j est donné par l'expression :

$$B_j = \frac{(E_{\text{charge-peak}} - E_{\text{hydr}})(1 + \tau)^n}{\eta_{\text{ond}}} \quad (11)$$

$$B_j = 908 \text{ kWh}$$

B_j : Besoin d'enregie journalier PV

$E_{\text{charge-peak}}$: demande journalière de la periode Pic

E_{hydr} : Production journalière hydroélectrique

η_{ond} : rendement onduleur estime à 90%

τ : taux d'accroissement de la demande

n : nombre d'année

III.4.2 Choix de la tension nominale du système PV

Le tableau ci-dessous (voir **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**) nous a permis de faire le choix de la tension de notre système, ce choix est primordial pour les restes de nos calculs.

Tableau 4 : Choix de la tension système

Puissance du champ photovoltaïque (kW)	0-0,5	0,5-2	2-10	>10
Tension recommandée	12	24	48	>48

III.4.3 Calcul de la puissance PV

L'irradiation solaire moyenne mensuelle du site de coordonnées géographiques (11°12' nord et 5°27' ouest) a été fournie par le logiciel Homer avec une moyenne annuelle de **5.51 kWh/m²** (voir *Tableau 5*).

Tableau 5 : Irradiation moyenne mensuel de la région.

Mois	Irradiation (kWh/m ²)	moyenne
Janvier	5.583	
Février	6.011	
Mars	5.875	
Avril	5.939	
Mai	5.758	
Juin	5.498	
Juillet	5.002	
Août	4.631	
Septembre	5.250	
Octobre	5.522	
Novembre	5.569	
Décembre	5.498	

Pour le dimensionnement du système, le mois le plus défavorable correspondant au mois d'Août a été retenu compte tenu du fait que notre centrale doit produire toute l'année.

La puissance à installer afin de satisfaire une partie de la charge est déterminée par l'expression ci-dessous :

$$P_{PV} = \frac{B_j}{\eta_{bat} \times \eta_{gen} \times H} \quad (12);$$

$$P_{PV} = 272kWc$$

P_{PV}: Puissance à installé

B_j: besoin d'énergie journalier PV

η_{bat}: 90% rendement batterie

η_{gen} : 80% rendement générateur

$H(kWh/m^2)$: Irradiation solaire du mois le plus défavorable

III.4.4 Choix de l'onduleur:

La puissance de l'onduleur doit vérifier une compatibilité avec la puissance du système. La puissance des modules est donnée dans les conditions standard (STC : 1000 W/m², 25°C, spectre solaire AM = 1,5), qui correspondent rarement aux conditions réelles. C'est pourquoi la puissance de l'onduleur doit être minorée d'environ 5 à 10% par rapport à la puissance maximale des modules solaires[14].

La puissance de l'onduleur est donnée par la relation suivante :

$$P_{ond} = 0,95 \times P_{PV} \quad (13)$$

P_{ond} puissance de l'onduleur

P_{PV} : puissance système

$$P_{ond} = 258.4 kW$$

L'onduleur choisi doit aussi vérifier les conditions suivantes :

- ❖ La tension MPP du générateur PV (V_{mpp}) > La tension minimale admise à l'entrée de l'onduleur.
- ❖ La tension en circuit ouvert du générateur PV (V_{oc}) < La tension maximum admise à l'entrée de l'onduleur.
- ❖ Tous les strings (branches) connectés à un même onduleur doivent avoir la même tension continue

III.4.5 Dimensionnement des batteries :

Le stockage d'énergie est un facteur clef dans un système d'énergie hybride en site isolé. Cette solution est retenue de satisfaire la disponibilité de l'énergie pour la charge et combler le déficit de fluctuation des énergies renouvelables.

Dans cette étude nous avons opté pour les batteries plomb acide plus précisément les batteries HOPPECKE 24 OPZS 3000. Le stockage sert à stocker le surplus de production PV pendant la journée et décharger cette énergie pendant la nuit pour compenser la production hydro afin d'assurer la pointe nocturne.

La capacité minimale est déterminée ci-dessous :

$$C_{bst} = \frac{B_j}{V_{syst} \eta_{bat} DM} J r_{aut} \quad (14);$$

$$C_{bst} = 56037 \text{ Ah}$$

Avec

C_{bst} : Capacité minimale de stockage.

$J_{r_{aut}}$: nombre de jour d'autonomie de 2 jour

V_{syst} : tension des batteries

η_{bat} : rendement des batteries

DM: la décharge profonde des batteries Décharge maximale admissible (de 0,5 à 0,8) pour batterie au plomb

$$N_s = \frac{V_{syst}}{V_{acc}} \quad (15)$$

$N_s = 24$ batteries en serie;

$$N_p = \frac{C_{st}}{C_{acc}} \quad (16)$$

$N_p = 19$ branches en parallele

IV ANALYSE COMPARATIVE TECHNICO-ECONOMIQUE DU SYSTEME

Pour l'évaluation technico-économique de notre système, le logiciel Homer a été l'outil de base utilisé pour effectuer cette tâche.

Pour l'obtention des résultats du logiciel nous avons renseigné les entrées du logiciel à savoir : les détails de la charge, les détails des ressources, l'investissement initial par kW, coût de remplacement, coût d'opération et de maintenance, les détails chaque composants etc.

Dans cette partie l'ajout du diesel est d'assurer uniquement la continuité du service en cas de panne ou de maintenance de l'une des deux technologies renouvelables.

IV.1 Simulation sur le logiciel Homer :

Hypothèses d'entrée de Homer :

Les composantes et leurs configurations pour notre étude sont représentées (voir *Figure 11*) ci-dessous :

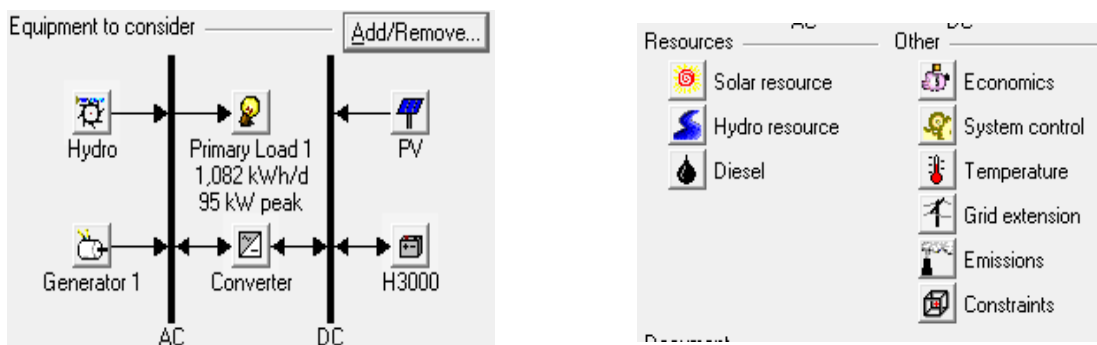


Figure 11: Représentation des équipements

Les paramètres à considérer pour la simulation sont :

- Les tailles d'entrée des équipements sur Homer ont été limitées au maximum par les tailles des puissances déterminées dans la partie dimensionnement
- Coût initial et de remplacement des composants ont été pris sur la base d'expérience de la structure.
- Les coûts de maintenance et d'opération ont été supposés à 1% du coût initial à l'exception de l'hydro⁹ et du diesel¹⁰.
- Le prix du carburant
- Taux d'échange
- Taux d'actualisation de 8%
- Coût de maintenance et d'opération inclus les salaires des personnels
- La durée de vie du projet est prise sur 25 ans.

⁹ Doc dimensionnement hydro

¹⁰ D'après les autres études

Pour ces calculs, les détails sont donnés dans le *Tableau 6* ci-dessous :

Tableau 6 : Les valeurs d'entrées Homer

	Générateur PV	Hydroélectricité	Groupe diesel	Onduleur multifonctionnel	Batteries
Capacité proposée	1 kW	1 kW	1 kW	9 kW	Quantité : 24
Coût initial/kW	450886.56 FCA Soit 809.49\$	7486650 FCFA 13441\$	196064 FCFA Soit 352\$	1774602 FCFA Soit 3186\$	1146863 CFA Soit 2059\$
Coût de remplacement	809.49\$	4233.39\$	352\$	3186\$	227.18\$
O&M/ans	8.09\$	1075\$	-	31\$	20\$
Durée de vie	25 ans	25 ans	15000 heures	20 ans	8 ans minimum
Rendement	14.7%	72%	-	90%	86%
Les variables de simulation	Puissance(kW) :106 ;110 ;120 ; 130 ;140 ;150 ;160 ;170 ;180 ;1 90 ;200 ;210 ;220 ;230,240,272	-	Puissance (kW) :40 ; 50 ; 60 ; 70 ; 80 ; 90 ; 100 ; 110 ; 120	Puissance (kW) :60 ; 70 ; 80 ; 90 ; 100 ; 110 ; 120 ; 258	Nombre de branches : 5 ; 40 ; 15 ; 16 ; 30 ; 35;50 ; 60

IV.2 Résultat optimal de la simulation

Après simulation sans message d'avertissement nous obtenons plusieurs résultats optimisés sur deux options de l'onglet **Optimization Results** à savoir l'option « **Categorized** » qui donne les différentes architectures optimales possibles et l'option « **Overall** » qui donne un choix multiple détaillant chaque architecture.

Ces résultats présentent plusieurs paramètres tels que : i) la taille optimale de chaque composante, ii) le coût initial d'investissement, iii) les couts d'opération et maintenance, iv) le cout du kilowattheure (kWh), etc. Le classement est fait sur la base du coût du kWh, c'est-à-dire l'architecture la plus optimale placée en première position représente le coût du kWh le plus faible.

Nous pouvons voir les meilleures solutions obtenues par type de configuration dans l'onglet **Optimization Results (voir Figure 12, Figure 13).**

	PV (kW)	Hydro (kW)	GE (kW)	H3000	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	GE (hrs)	Batt. Lf. (yr)
1	160	31.2		360	80	\$ 619,600	6,003	\$ 683,678	0.162	1.00			20.0
2	150	31.2	100	240	80	\$ 636,415	7,298	\$ 714,315	0.169	1.00	667	21	20.0
3	272		100	600	110	\$ 357,258	108,008	\$ 1,510,215	0.358	0.80	33,351	1,027	20.0
4	272	31.2	100		60	\$ 707,443	342,387	\$ 4,362,344	1.035	0.84	67,618	4,147	
5	272		120		70	\$ 298,663	607,030	\$ 6,778,570	1.608	0.57	134,507	5,962	

Figure 12 : Résultats option categorized

	PV (kW)	Hydro (kW)	GE (kW)	H3000	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	GE (hrs)	Batt. Lf. (yr)
1	160	31.2		360	80	\$ 619,600	6,003	\$ 683,678	0.162	1.00			20.0
2	180	31.2		240	70	\$ 621,945	5,892	\$ 684,843	0.162	1.00			20.0
3	160	31.2		360	90	\$ 623,140	6,072	\$ 687,958	0.163	1.00			20.0
4	170	31.2		360	70	\$ 624,150	6,013	\$ 688,342	0.163	1.00			20.0
5	180	31.2		240	80	\$ 625,485	5,961	\$ 689,122	0.164	1.00			20.0
6	160	31.2		480	70	\$ 626,355	6,135	\$ 691,842	0.164	1.00			20.0
7	160	31.2		360	100	\$ 626,680	6,141	\$ 692,237	0.164	1.00			20.0
8	170	31.2		360	80	\$ 627,690	6,083	\$ 692,622	0.164	1.00			20.0
9	180	31.2		240	90	\$ 629,025	6,031	\$ 693,402	0.165	1.00			20.0
10	190	31.2		240	70	\$ 630,035	5,972	\$ 693,787	0.165	1.00			20.0
11	150	31.2		600	70	\$ 628,560	6,256	\$ 695,342	0.165	1.00			20.0
12	160	31.2		480	80	\$ 629,895	6,204	\$ 696,122	0.165	1.00			20.0
13	160	31.2		360	110	\$ 630,220	6,211	\$ 696,517	0.165	1.00			20.0
14	170	31.2		360	90	\$ 631,230	6,152	\$ 696,902	0.165	1.00			20.0
15	180	31.2		360	70	\$ 632,240	6,093	\$ 697,286	0.165	1.00			20.0
16	180	31.2		240	100	\$ 632,565	6,100	\$ 697,681	0.166	1.00			20.0
17	190	31.2		240	80	\$ 633,575	6,041	\$ 698,066	0.166	1.00			20.0
18	140	31.2		720	70	\$ 630,765	6,377	\$ 698,842	0.166	1.00			20.0
19	150	31.2		600	80	\$ 632,100	6,325	\$ 699,622	0.166	1.00			20.0
20	160	31.2		480	90	\$ 633,435	6,273	\$ 700,401	0.166	1.00			20.0
21	170	31.2		480	70	\$ 634,445	6,215	\$ 700,786	0.166	1.00			20.0

Figure 13 : Résultats option Overall

Suivant les résultats obtenus, la faisabilité technique la plus optimale notée a été la combinaison 100% renouvelable **PV-micro-hydro-stockage** classé en première ligne.

Avec différentes puissances : **160 kW** Photovoltaïque, **31,2 kW** hydroélectricité, **80 kW** l'onduleur et **360** batteries de stockage avec une autonomie de **33,5** heures pour un montant initial total de **619 600\$ soit 345 117 200 FCFA** .Cette configuration présente le coût du kWh **Cost electricity (COE) en anglais** et la valeur actuel nette « **Net present cost (NPC) en anglais** » la plus faible de toutes les architectures possibles issues du logiciel. Le coût du kWh **0,162\$/kWh**

(90,23 FCFA/kWh) de cette configuration semble être plus intéressant que le coût du kWh proposé par l'AMADER dans ses différents projets qui est autour de 250 FCFA/kWh.

Le détail économique est représenté ci-dessous :

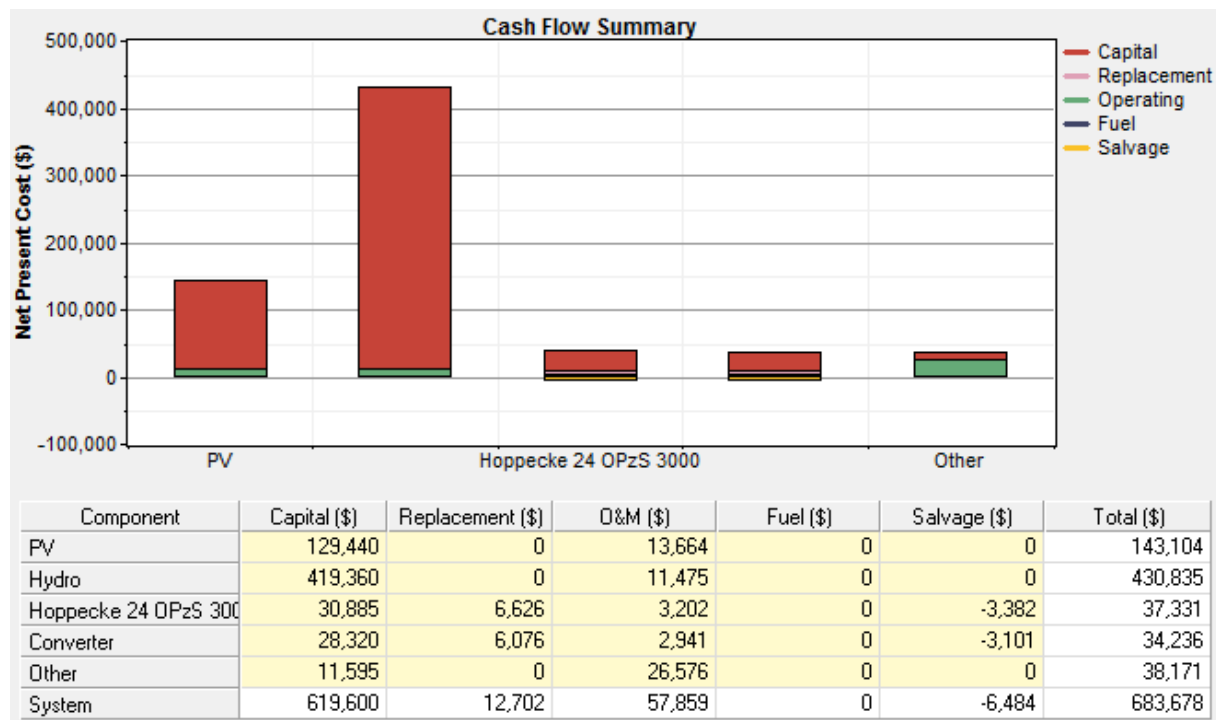


Figure 14 : Résultat économique sur Homer

En examinant de plus près la répartition des coûts sur la *Figure 14*, on peut remarquer que pour la plupart des équipements le cout d'investissement est très important par rapport aux autres coûts d'exploitation (remplacement de maintenance etc.). Le coût de remplacement pendant la durée du projet s'élève à 12 702\$, le coût d'exploitation et de maintenance, et de récupération (coût résiduel) après projet des équipements sont respectivement à 57 859\$ et 6 484\$.

IV.3 Résultat de production

La *Figure 15* ci-dessous permet d'observer une production prévisionnelle de la centrale à partir du logiciel Homer. Selon les résultats de ce logiciel, l'hydroélectricité est la source principale qui assure une importante portion de la production, avec une part de 59% de la production annuelle totale soit 239 038 kWh/an contre 41% Photovoltaïque soit une production de 342 614 kWh/an .La production total annuelle du système est de **581 652 kWh/an** en dépit de la demande qui est de 394 715 kWh/an. Nous remarquons sur la même figure une production hydraulique pratiquement constante tout au long de l'année sauf au mois de mai où la production est légèrement basse. L'excès de production électrique représente environ 27% de la production annuelle totale. Celui-ci peut être utilisé pour garantir l'extension croissante de la demande pour les 5 premières années.

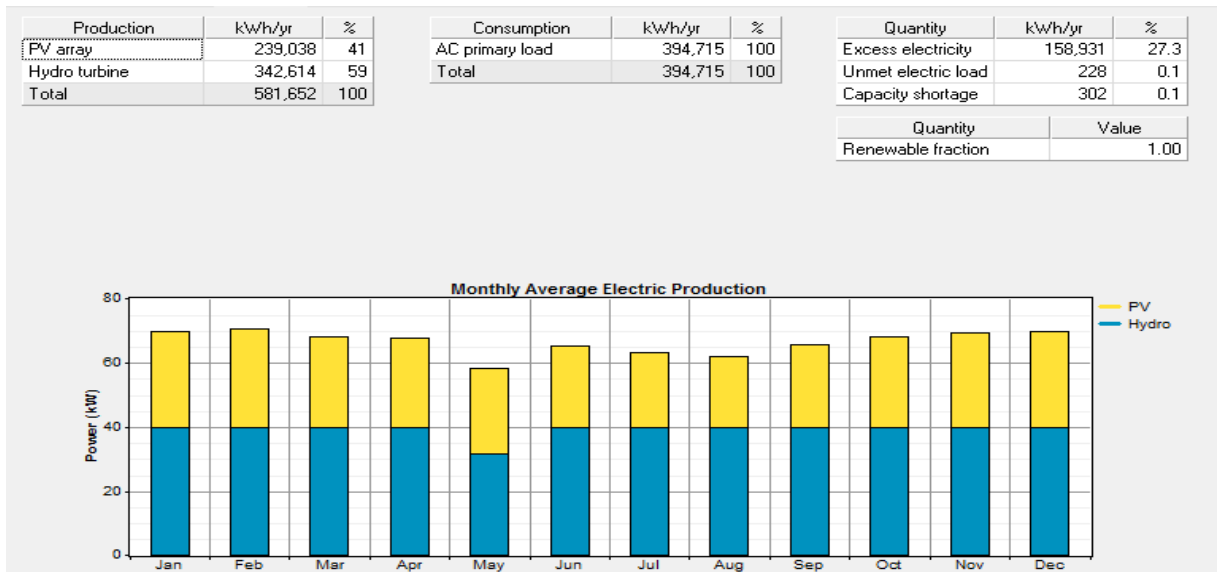


Figure 15 : Résultats de la production électrique mensuelle

Le logiciel Homer nous permet aussi d'observer l'évolution de la production journalière de notre système. L'un des jours les plus ensoleillé est le 26 janvier, sur ce graphe (voir Figure 16) on constate la variation de la courbe de production de nos différentes sources. Durant cette journée la production est très importante avec un énorme excès de production qui est du à l'ensoleillement marquant de cette date. Ces surplus de la journée servent à charger les batteries et la nuit de 18 heures jusqu'à 23 heures où la charge dépasse la production hydraulique les batteries sont utilisés pour couvrir ce déficit. Pendant le reste de la nuit l'hydro assure la demande.

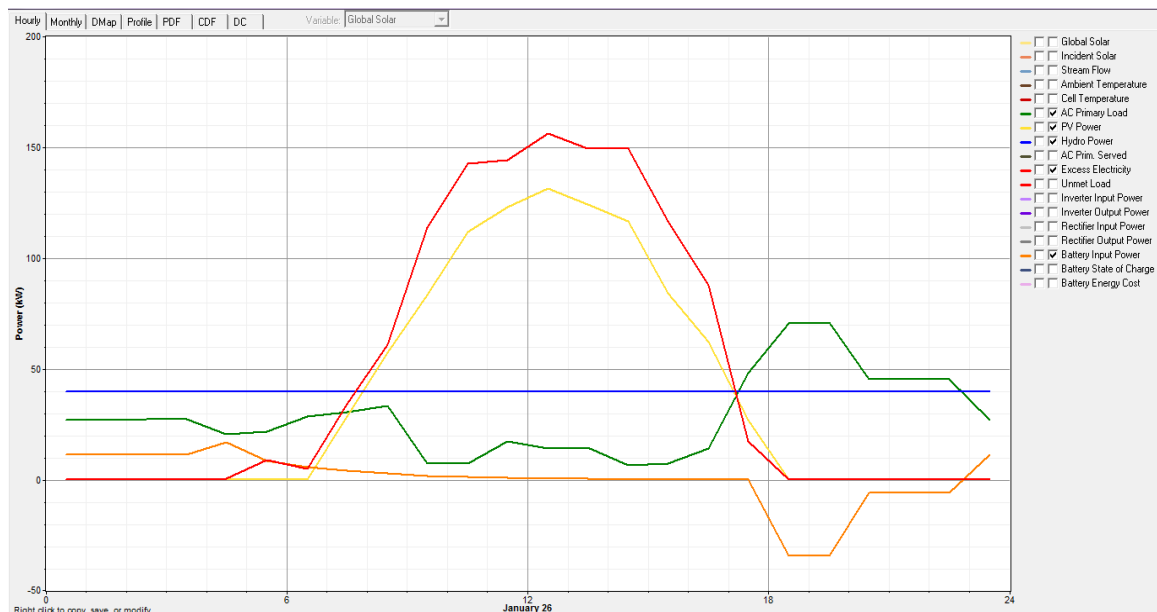


Figure 16: Production journalière du 26 Janvier

De même pour ce jour le moins ensoleillé du 2 Août (voir Figure 17), où l'excès de production n'est pas aussi énorme comparé au précédent, les batteries sont chargées par le surplus de la production dans la journée et la nuit elles permettent de compenser la production par rapport à la demande.

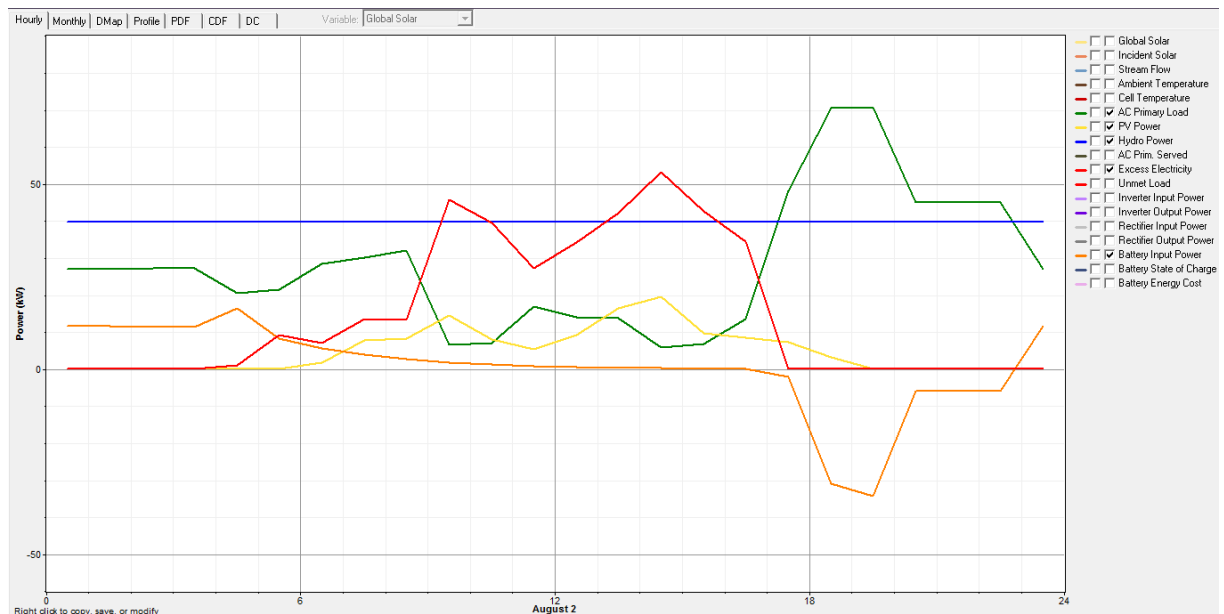


Figure 17: Production Journalière du 02 Août

Nous constatons sur la *Figure 18* ci-dessous une forte utilisation des batteries durant la période Mai- Juin jusqu'à un taux minimal autour de 30% à 40% qui n'est pas conseillé. Contrairement à ces deux mois le taux minimal est acceptable pendant tout le reste de l'année, avec un taux minimal autour de 70%. Les mois de Janvier, Février, Août correspondent aux mois où les batteries sont moins utilisées.

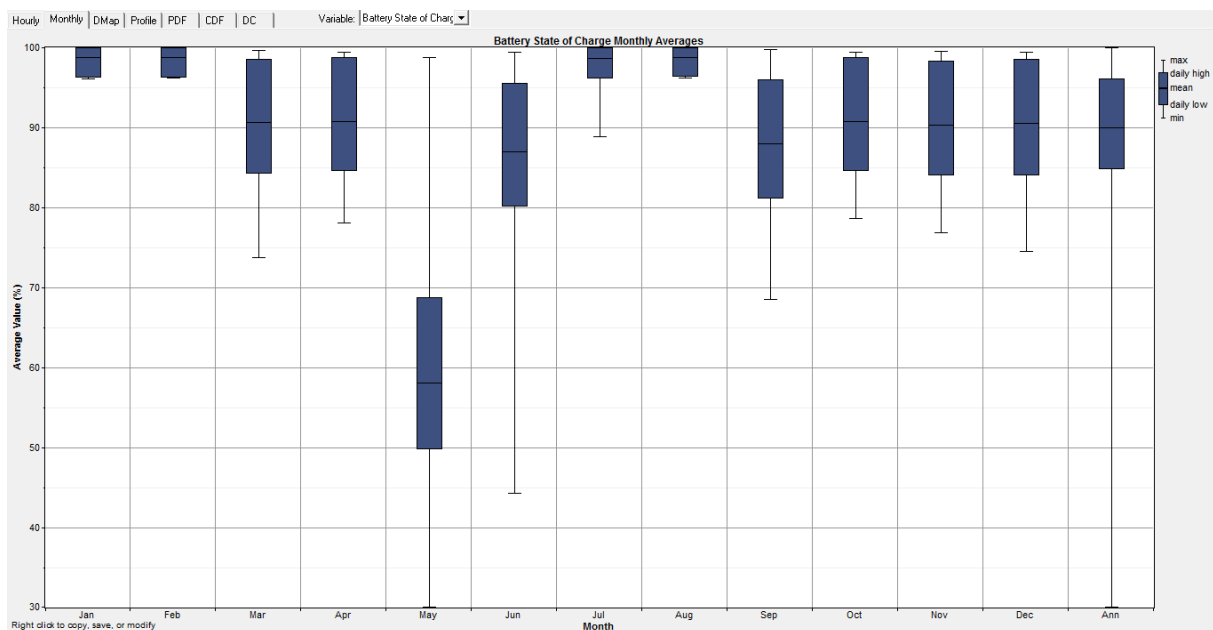


Figure 18: Etat de Charge des batteries

IV.4 Comparaison avec le système PV- Diesel-Stockage/

Pour une bonne satisfaction de la demande nous remarquons une large différence entre le système **PV-micro-hydro-batterie** et le système **PV-Diesel-batterie** qui est de nos jours plus approuvé au Mali par l'AMADER.

En termes des frais initiaux, la configuration PV-Diesel-Stockage sollicite moins d'investissement au début que celui de la configuration PV-micro-hydro-Stockage,

Par contre, à l'exploitation le système PV-Diesel-Stockage est plus onéreux que le système PV-micro-hydro-Stockage qui est due aux frais du carburant et le remplacement stockage-diesel à la 20^{ème} année.

En plus de cela, le coût de production du kWh est un paramètre adéquat pour la comparaison des solutions techniques de production d'électricité des deux systèmes. Le coût de production du kWh de l'architecture PV-micro-hydro-stockage est plus attrayant soit **0,162\$/kWh (92,34 FCFA/kWh)** que le système PV-Diesel-Stockage avec un temps de retour sur investissement d'environ **3 ans**.

Détail, Figure 19ci-dessous :

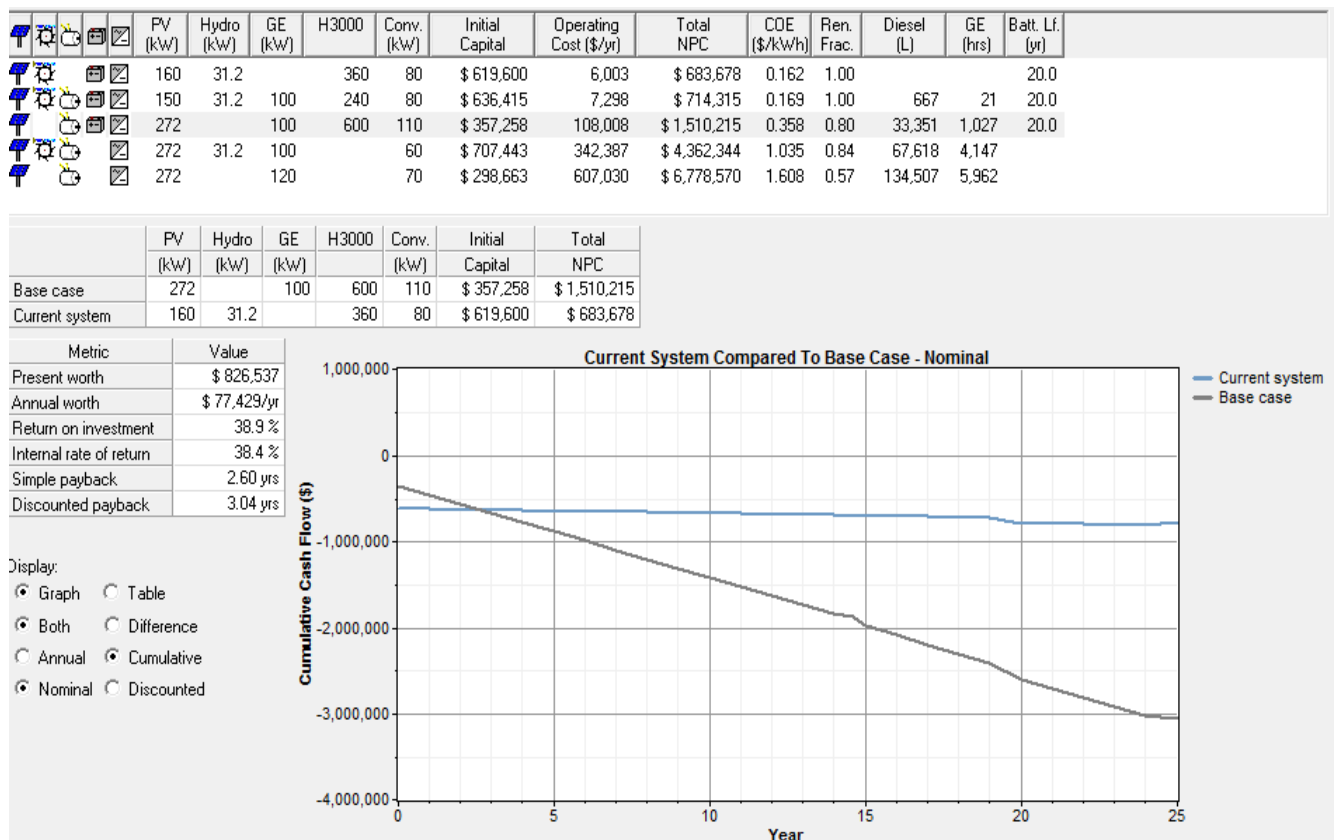


Figure 19 : comparaison avec l'option PV-Diesel-stockage

IV.5 Configuration finale du système

La puissance crête du système est la puissance maximale fournie par les modules afin de satisfaire la charge. Les caractéristiques du module et de l'onduleur réseau **SUNNY TRIPOWER 20000TL / 25000TL SMA** choisis pour la centrale sont données en (**annexe 9**), cela a permis la configuration d'un champ photovoltaïque constitué de 6 sous-champs PV. Chaque sous-champ est composé d'un nombre total de 108 modules, d'un onduleur réseau triphasé pour une puissance totale de 162 kWc voir les détails en (**annexe 7**).

Pour la configuration du système de stockage nous avons obtenu douze (12) onduleurs bidirectionnels **Sunny Island 5048 SMA** reliés à 384 batteries Hoppecke 24OPzS 3000 2V d'une capacité total de 48000 Ah. Les détails se trouvent en (**annexe 11**).

Un SUNNY ISLAND 5048 Multicluster Box 36 SMA permet de relier les différentes sources électrique en parallèle comme le montre le schéma (voir *Figure 20*).

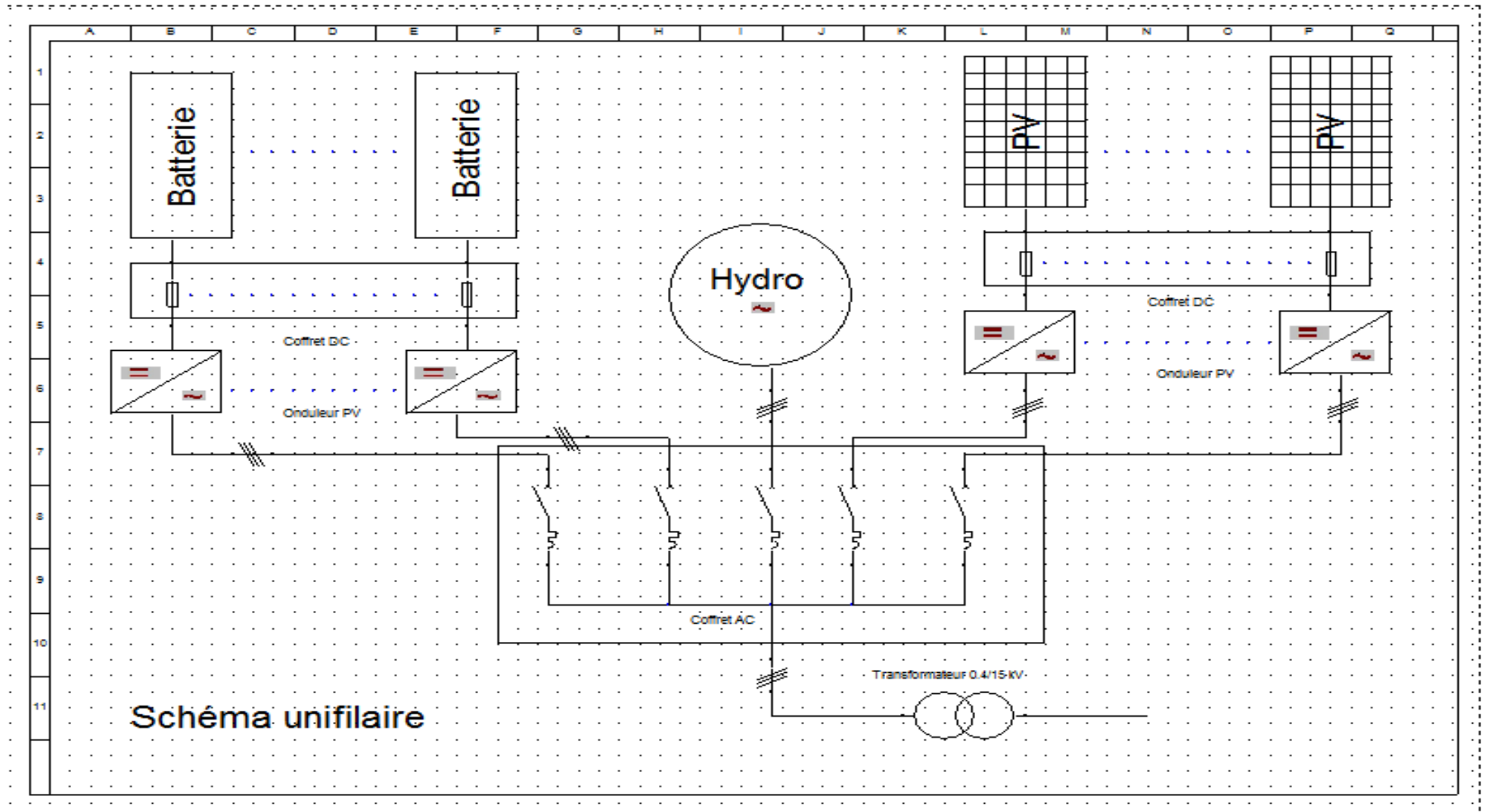


Figure 20: Schéma unifilaire du système

IV.6 Analyse de sensibilité

Suivant la simulation Homer, à partir d'un débit inférieur à 1034 l/s, le système PV-micro-hydro-Stockage n'est plus optimal, il suggère plus un système Hydro/PV/Diesel/stockage pour un débit situé dans la plage 400-1000 l/s et le système PV/Diesel/stockage pour un débit inférieur à 400l/s. Le débit est un facteur très influent sur le cout de production, nous pouvons remarquer sur la *Figure 21* ci-dessous l'évolution du débit par rapport au cout de production. En effet, plus le débit diminue plus le coût de production devient très élevé.

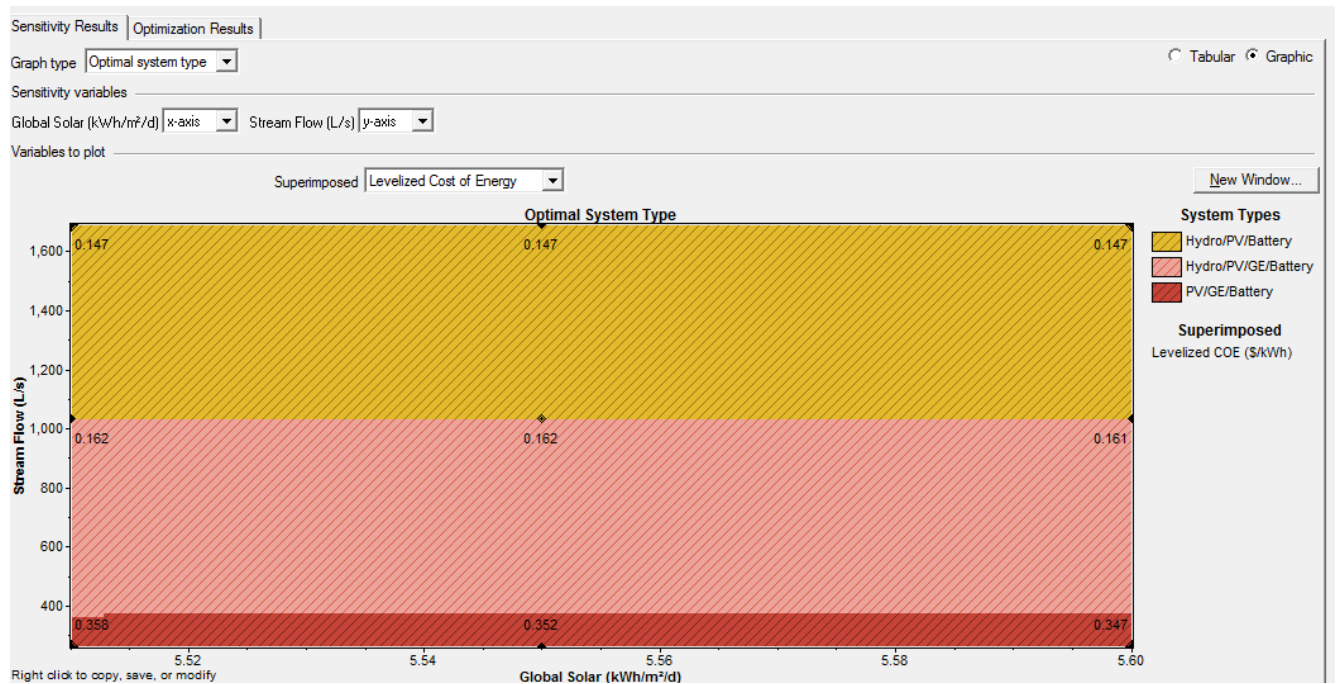


Figure 21: résultats de l'analyse de sensibilité

IV.7 Analyse économique du projet

Cette section permet de donner les détails des coûts estimés dans les différentes étapes de ce projet.

A partir des résultats d'estimations des coûts d'investissements et d'exploitations retenues sur Homer plus le coût supplémentaire des composantes après configuration et les imprévus, une analyse économique est réalisée pour évaluer les couts totaux.

L'ensemble de ces coûts supplémentaire et les autres imprévus sont estime a **cinquante-neuf million huit cent quatre mille trois cent soixante-dix-sept (59 804 377) FCFA (Voir annexe 13).**

- **Coûts d'investissement (CAPEX)**

Il représente l'ensemble des capitaux investis .Il s'agit pour nous du coût d'investissements obtenus après configuration et les imprévus. En conclusion, nous retenons une somme de **411 500 059 FCFA** pour la réalisation du projet ; détail (**voir annexe 13**).

- **Coûts d'exploitation (OPEX)**

Les coûts d'exploitation comprennent les dépenses pour les opérations de maintenance de la centrale hybride et les coûts fixes (salaires des techniciens et le chef de centrale).

L'ensemble des coûts d'opération obtenu est de: **33 875 652 FCFA** sur la dure de vie du projet.

- **Coûts de remplacements :**

Les coûts de remplacements des équipements (Onduleurs, Stockages) durant le projet sont d'environ : **7 080 000 FCFA**.

- **Coûts récupérés :**

Les coûts sauvés ou récupérés par la vente des équipements tels que les batteries après la durée du projet sont de : **3 611 588 FCFA**.

La répartition de l'ensemble de ces coûts est représentée sur la *Figure 22* ci-dessous :

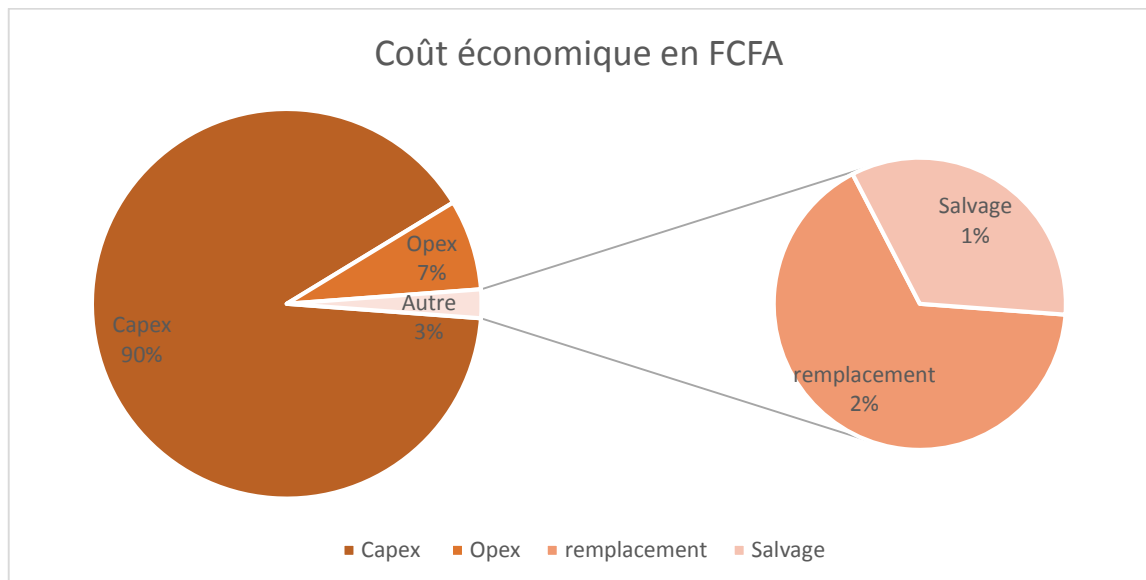


Figure 22 : Répartition des coûts

IV.8 Analyse financière du projet

Une analyse financière d'un projet est sans doute la partie la plus intéressante pour un investisseur. En effet, un projet viable techniquement peut ne pas l'être financièrement

L'objectif de l'analyse financière réside dans l'établissement du rendement de l'investissement des projets proposés. Il s'agit de créer la base de décision pour l'investissement. Elle reflète le point de vue de ceux qui sont impliqués dans le projet c'est-à-dire les actionnaires, les bailleurs de fonds, etc.

Comme déjà énoncé plus haut les indicateurs tels que la valeur actuelle nette (VAN) et le taux de rentabilité interne (TRI) sont employés pour l'étude de rentabilité de notre projet.

La VAN a été calculé avec la formule évoquée dans la partie étude bibliographique et le taux de rendement interne ciblé à 12% selon les expériences et propositions de l'Agence (AMADER), c'est-à-dire le tarif de vente est pris de façon à ce que la future centrale hybride pût avoir un Taux de Rendement Interne (TRI) de 12% sur les fonds. Les détails de cette partie sont dans le *Tableau 7* ci-dessous :

Tableau 7 : Table d'analyse financière du projet

Taux d'actualisation	%	8%
Coût de production	FCFA/kWh	125
Consommation annuelle	kWh	394 715
Cash-flow actualisé	FCFA	612 840 868
Valeur actuelle nette	FCFA	163 855 789
Taux de rendement interne	%	12%

V ETUDE IMPACT ENVIRONNEMENTAL

L'Etude impact environnemental et social (EIES) est établie en plusieurs étapes, ses différentes étapes sont détaillées dans cette partie. Le plan de gestion environnemental et social (PGES) ne fera pas l'objet d'étude dans le présent mémoire.

ANALYSE DE L'ETAT INITIAL

Cette partie est essentielle pour l'étude impact environnementale et sociale, elle permet d'appréhender une connaissance sur le milieu naturel du site et fait ressortir les lois et règlements législative sur l'environnement (**Voir annexe 16**).

La première étape consiste à délimiter la zone d'influence du projet ensuite décrire les éléments pertinents (le sol, l'eau, faune et flore, la localité etc.)

V.1 Délimitation de la zone d'étude

La zone d'influence de notre projet d'étude de la centrale s'étend environ sur un rayon de 5 km tout autour intégrant le village de Farako, les autres villages voisins et la forêt classée de Farako ainsi que la chute récréative du site voire aperçu *Figure 24* *Figure 23* ci-dessous.



Figure 23: La délimitation de l'étude d'impact

V.2 Description des composantes pertinentes de l'environnement

Les composantes pertinentes à considérer pour le projet sont : le milieu physique ; biologique et humaine (sociale, économique, culturel).

V.2.1 Milieu physique

V.2.1.1 Géologie et sol

Les formations géologiques de la zone du projet correspondent à la couverture sédimentaire du protérozoïque supérieur ou infracambrienne subhorizontale. Elles reposent en discordance sur le socle birimien des zones de Bougouni, de Bagoé et de Kadiolo. Les roches sédimentaires sus-indiquées concernent les grès de Sikasso Mahadougou-base Loutana.

Le relief de la zone présente un modèle topographique globalement homogène, avec toutefois des altitudes moyennes qui diminuent du nord-est au sud-ouest.

La terre de la zone est constituée en majorité par les sols latéritiques peu profonds sur cuirasse ou sur roche.

V.2.1.2 Les eaux (surface et souterraine)

Eaux de surface

Au niveau régional, l'hydrographie est constituée par des cours d'eau permanents, qui arrosent la région. On peut citer entre autres le Bafing, le Bagoé, le Baoulé.

Au niveau local, la commune de Finkolo est traversée par quatre rivières : le Farako, le Tientienko, le Tiékorodougou et le N'Ganamako. Le présent projet est localisé sur la rivière Farako. Ces cours d'eau sont permanents et prennent l'allure de véritables torrents pendant l'hivernage. Le site comporte trois chutes naturelles en cascades totalisant une dénivelée de 61 m.

Eaux souterraines

Dans la région de Sikasso deux types d'aquifères sont identifiées : les aquifères du recouvrement ou aquifères superficiels et l'aquifère de l'infracambrien tabulaire. Ce dernier est l'aquifère dominant dans la région.

Du point de vue hydro-chimique les eaux dans cette zone sont généralement peu minéralisées. Elles sont pour la plupart bicarbonatés-calciques avec des teneurs en sodium, potassium et sulfates faibles. Ces eaux sont plus souvent acides que neutres ou basiques.

V.2.1.3 Climatologie (saison, température, ensoleillement)

Le site de Farako est situé dans une zone de climat tropical avec une pluviométrie annuelle moyenne de 1188 mm/an, il est situé entre la zone Soudanienne et Guinéenne. C'est la région la plus humide du Mali et la plus arrosée.

La zone est caractérisée par deux (2) saisons : une saison sèche et une saison pluvieuse. Les plus fortes précipitations sont enregistrées pendant les mois de Juillet, Août et Septembre. Ces grandes précipitations se manifestent par des ruissellements importants et une forte recharge de la nappe phréatique.

Les températures moyennes extrêmes varient entre 17°C (minima) et 37°C (maxima). Les périodes les plus chaudes sont les mois de Mars et Avril avec des pics au mois d'Avril. Les plus faibles températures sont obtenues pendant les mois de Décembre et Janvier.

L'insolation est la durée de l'ensoleillement. Les valeurs moyennes les plus élevées de l'insolation se constatent au mois de novembre à janvier avec des pics allant jusqu'à 263 h. Le mois d'août enregistre les valeurs la plus faible.

V.2.2 Milieu Biologique

V.2.2.1 Végétation

Il existe plusieurs types de formations végétales dans la zone. Ils sont caractérisés par un relief accidenté, et des zones humides importantes.

Les formations de cette zone sont de type soudano-guinéen. Ces formations sont généralement larges de 30 à 70 m. Les arbres dépassent généralement les 13 m de haut pour un taux de recouvrement des ligneux de 60 à 80%.

On rencontre dans la zone des espèces telle que : *Sarcocephalus esculentus*, *Elaeis guineensis*, *Rachia soudanica*, *Isoberlinia doka*, *Anogeissus leiocarpus*, *Diospyros mespiliformis*, *Myragina inermis*, *Daniellia oliveri*, *Pterocarpus érinaceus*, *Cola cordifolia*, *Kaya senegalensis*, *Grewia mollis*, *Spondias mombin*, *Landohphia senegalensis*.

La Savane boisée et savane arborée au centre et sud de la forêt

Ces formations comprennent des arbres et des arbustes dispersés ainsi que des herbacées et des graminées (*Andropogon*, *Pennisetum*).

Les espèces ligneuses dominantes sont : *Vitellaria paradoxa*, *Parkia biglobosa*, *Terminalia*, *Daniellia oliveri*, *Pterocarpus erinaceus*, *Lophira alata*.

Les Savanes arborées soudaniennes au nord du site

La savane arborée soudanienne comprend la savane arborée à *Isoberlinia* et la savane arborée indistincte. Elle renferme de hautes herbes touffues. Tout comme les savanes boisées, cette formation représente environ 15% de la forêt.

Les espèces dominantes sont : *Parkia biglobosa*, *Vitellaria paradoxa*, *Cordia pinnata*, etc.

Les savanes arbustives à l'Est de la zone d'étude

Elles sont formées par une association d'herbacées et de ligneux dont la hauteur ne dépasse pas 7 m. Ils résulteraient de l'action de l'homme et des feux de brousse et représente près de 30% et réparti un peu partout dans la zone.

Les espèces dominantes sont : *Vitellaria paradoxa*, *Terminalia macroptera* et *Pterocarpus erinaceus*.

Savanes herbeuses

Ce sont des étendues couvertes d'herbe sur les sols peu profonds et la présence de cuirasse ou de roche affleurant rendant ces milieux difficiles à coloniser par les ligneux. Ils sont situés sur les roches et en bas des pentes, là où le processus d'érosion a favorisé la mise à nu de la cuirasse latéritique.

Les espèces dominantes sont : Andropogon, le Hyparhenia, Loudetia et Pterocarpus erinaceus.

V.2.2.2 Faune terrestre

La présence d'eau permanente dans la zone constitue un refuge pour les animaux en toutes saisons. C'est une véritable zone de concentration des oiseaux et des reptiles. La zone d'études abrite moins de faunes en raison de la fréquentation humaine.

Les animaux et les oiseaux recensés dans le rayon de la zone d'étude sont les suivantes :

- **Mammifère** (Gazella dorcas, Tragelaphus scriptus, Canis aureus, Viverra civetta, Erythrocebus patas, Chlorocebus ou Cercopithecus aethiops, Hystrix cristata, Thryonomys swinderianus, Cricetomys gambianus, Xerus erythropus, Lepus capensis, Paraechinus aethiopicus, Corynorhinus townsendii.)
- **Oiseaux** (Coturnix delegorguei, Pterocles ouadricinctus, Burhinus senegalensis, Tirerons waalia, Streptopelia dicciens, Streptopelia vinacea, Streptopelia semitorquata, Crinifer piscator, Musophaga violacea, Lamprotornis caudatus, Lamprotornis chalybaeus , Tockus nasutus , Tockus erythrorhynchus, Streptopelia senegalensis , Francolinus bicalcaratus, Ptilopachus petrosus , Egretta garzetta , Ardeola ibis, Ciconia abdimii, Quelea erythropus)
- **Reptiles** (Cerastes cerastes, Python sebae, Varanus exanthematicus, Agama agama)

V.2.3 Milieu Humain

Selon les données statistiques du Recensement General de la Population et de l'Habitat (RGPH) 2009, la population totale du village est de 2029 habitants, Plusieurs ethnies composent la zone d'étude : Sénoufos, Bambara, Bobo, Peulh, etc. L'ethnie la plus dominante du village de Farako est les Bobo et sénoufo. L'islam est pratiqué par la totalité de la population de la zone d'étude.

La sécurité de la zone est assurée par le poste de gendarmerie de la frontière Mali-Burkina.

Activités économiques et revenu des ménages

Les principales activités du village sont: l'agriculture, l'élevage, la cueillette de thé avant l'arrêt d'usine, les femmes pratiquent aussi un peu de maraîchage.

V.3 Description et analyse comparative des variantes

D'après nos constats seuls l'hydroélectricité est susceptible d'avoir plusieurs alternatives, nous avons noté deux options possibles pour la construction du canal d'amené de la microcentrale hydroélectrique sur le site. Il s'agit des deux rives du cours d'eau visible sur la carte ci-dessous (voir *Figure 24*) :

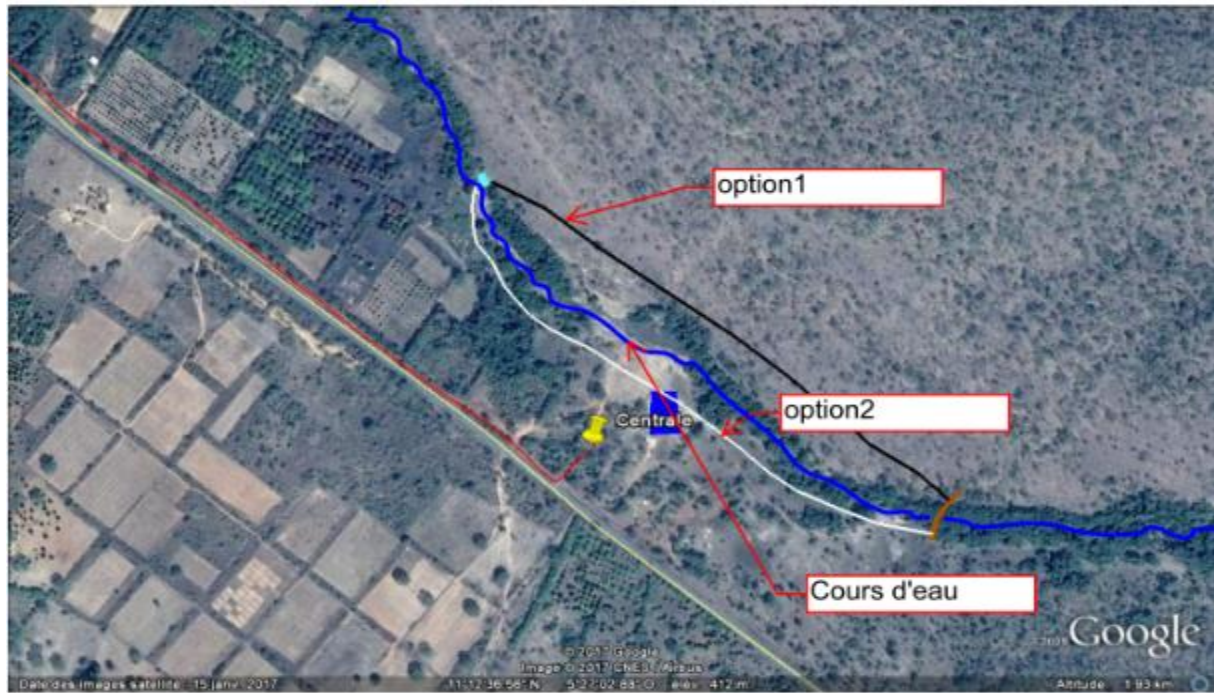


Figure 24:choix d'installation du canal amené

Notre choix s'est porté sur l'option1 du point vu technique économique et environnemental, car elle présente un chemin plus court que l'option2 donc moins de pertes et plus économique, en plus l'option1 demande peu de déboisement et permet la réservation de l'espace récréative.

V.4 Identification et analyse des impacts de la variante retenue

Cette partie consiste à identifier, analyser et évaluer l'ampleur des impacts environnementaux du projet sur les différents écosystèmes en présence.

Identification d'impacts et source d'impacts

Pour ce fait, les principales sources d'impacts retenus susceptibles d'influence sur les différentes composantes pertinentes de l'environnement du projet lors de l'installation; de l'exploitation et du démantèlement sont identifié ci-dessous (voir *Tableau 8*, *Tableau 9*) :

Tableau 8: Impacts de la phase d'installation

Installation	Milieu récepteur de l'impact							
SOURCES D'IMPACTS	Milieu Physique			Milieu biologique		Milieu Humaine		
	Air	eau	sol	Faune	Flore	Santé	Economie	société
Travaux du chantier	-	-	-	-	-	-	+	+
Transports des équipements	-	-	-	-	-	-	+	-
Personnel travaillant sur le chantier	0	-	-	-	-	-	+	-

Tableau 9: Impacts de la phase d'exploitation et de démantèlement

Exploitation et Démantèlement	Milieu récepteur de l'impact							
SOURCES D'IMPACTS	Milieu Physique			Milieu biologique		Milieu Humaine		
	Air	eau	sol	Faune	Flore	Santé	Economie	société
Fonctionnement des équipements de production	+	-	0	-	-	+	+	+
Travaux d'entretien des composantes de la centrale	0	-	-	-	-	-	+	-
Travaux de démantèlement des équipements	-	-	-	-	-	-	-	-

+ : impact positif

- : impact négatif

0 : sans impact

Les impacts positifs:

Les travaux de construction engendrent un impact positif sur le milieu humain (Economie ; mode de vie). La composante économique est influencée par la création d'emplois direct ou indirect des jeunes du village pour les travaux d'installation sur le chantier avec un revenu supplémentaire dans les familles et la composante mode de vie est influencée par une réduction de l'exode rural généralement fréquent dans la zone. Mais ces impacts ne sont pas permanents c'est juste pour la durée d'installation. Le personnel travaillant engendre eux aussi un impact positif sur la composante économique avec l'augmentation d'activités dans le village.

La phase l'exploitation quant à elle, produit plus d'impact positif pour le village. Le fonctionnement est 100% renouvelable n'émet aucun gaz polluant dans l'atmosphère. Elle permet une amélioration sanitaire, éducative et économique de la population par créations d'activités génératrices de revenus, d'emploi et l'intégration des nouvelles technologies à la santé et à l'éducation.

Les impacts négatifs dus aux activités des différentes phases :

Les travaux d'installations, d'exploitation et démantèlement révèlent des impacts négatifs sur les milieux récepteurs physiques biologiques et humains.

- **Les impacts sur chantier** : Ils sont généralement représenté par le déboisement, la pollution atmosphérique et les bruits de nuisance des engins pendant l'aménagement des structures hydrauliques, et solaire (structure de retenue, canal d'aménage, bâtiment, champ solaire). qui affectent la composante faune et flore du site.

- **Le transport des équipements** : Le transport des équipements sur le terrain occasionne des impacts négatifs sur l'ensemble des milieux récepteurs par pollution atmosphérique (poussières ; gaz à effet de serre) et des risques d'accident routiers.
- **Personnel travaillant sur le chantier** : Avec les ouvriers du chantier les risques impacts sont représenté par le braconnage; les maladies transmissibles (SIDA), les grossesses des jeunes filles etc.
- **Fonctionnement des équipements de production** : Pendant la phase d'exploitation le fonctionnement des équipements de production entraine la pollution de l'eau de la rivière et une déstabilisation du développement normal de la faune et de la flore due aux différents éléments de productions.
- **Travaux d'entretien des composantes de la centrale** : L'entretien des éléments de la centrale telle que les batteries de stockage peuvent constituer des risques de pollution de l'eau de la rivière par les acides qui induit à une perturbation de la faune et de flore de la région.
- **Travaux de démantèlement des équipements** : le démantèlement de la centrale crée un large chômage et d'insécurité dans région.

V.5 Evaluation et les mesures d'atténuations des impacts négatifs :

Cette partie de l'étude impact environnemental consiste à apprécier le degré d'impacts sur les différentes composantes environnementales du site afin d'anticiper et de proposer des mesures d'atténuation qui seront appliquées pour permettre de réduire ou d'éliminer les impacts négatifs du projet.

Tableau 10:Evaluation des impacts du projet et les mesures d'atténuation

Phase	Sources d'impact	Composantes	Importance	Critère			Mesure d'atténuation
				Intensité	Portée	Durée	
Installation	Travaux du chantier	Air	Modère	Moyenne	Ponctuelle	Court terme	Arroser suffisamment et régulièrement les zones de fouille et de déblai
		Eau	Modéré	Moyenne	Régional	Court terme	Mettre en place un plan de gestion des déchets susceptible de contaminer l'eau de la rivière
		Sol	Modéré	Moyenne	Ponctuelle	Court terme	Remblayer des zones tranchées par les engins
		Faune	Modéré	Moyenne	Locale	Court terme	Eviter ou réduire les travaux nocturnes (bruit et lumière)
		flore	Modéré	Moyenne	Ponctuelle	Long terme	Reboisement d'une surface largement supérieur à celle déboisé avec des espèces de valeurs économiques
		Santé	Modéré	Moyenne	Ponctuelle	Court terme	Sensibiliser les travailleurs au port des équipements de sécurité
	Transports des équipements	Air	Modéré	Moyenne	Locale	Court terme	Arroser les voies d'accès et limite la vitesse de circulation des véhicules
		Eau	Mineure	Faible	Locale	Court terme	Faire l'entretien régulier des véhicules de transport enfin d'éviter le déversement d'hydrocarbures
		Sol	Mineure	Faible	Locale	Court terme	

		Faune	Mineure	Faible	Locale	Court terme	Limiter la vitesse de circulation dans le but d'éviter les accidents
		flore	Mineure	Faible	Locale	Court terme	
		Santé	Mineure	Faible	Locale	Court terme	
		Société	Mineure	Faible	Locale	Court terme	
	Personnel travaillant sur le chantier	Eau	Mineure	Faible	Locale	Court terme	La sensibilisation et formation des travailleurs à la préservation environnementale
		Sol	Mineure	Faible	Locale	Court terme	
		Faune	Mineure	Faible	Locale	Court terme	
		flore	mineure	Faible	Locale	Court terme	
		Sante	Modéré	Moyenne	Locale	Moyen terme	sensibiliser les travailleurs et les riverains sur les risques des maladies transmissibles (IST/SIDA)
		Société	Modéré	Moyenne	Locale	Court terme	
Exploitation et Démantèlement	Fonctionnement des équipements de production	Eau	Mineure	Faible	Locale	Long terme	Contrôler le débit réserve dans le cours d'eau
		Faune	Modéré	Moyenne	Locale	Long terme	Intégrer les dispositifs empêchant la pénétration des poissons et d'autres espèces aquatiques et la limitation des bruits
		Flore	Mineure	Faible	Locale	Long terme	Limiter les risques de feu de brousse
	Travaux d'entretien des composantes de la centrale	Eau	Mineure	Faible	Locale	Long terme	Recrutement et Formation des personnels qualifiés
		Sol	Mineure	Faible	Ponctuelle	Long terme	
		Faune	Mineure	Faible	Locale	Long terme	
		flore	Mineure	Faible	Locale	Long terme	
		Santé	Mineure	Faible	Locale	Long terme	
		Société	Mineure	Faible	Locale	Long terme	
	Travaux de démantèlement des équipements	Air	Modéré	Moyenne	Ponctuelle	Court terme	Arroser les voies d'accès et limiter la vitesse de circulation des véhicules
		Eau	Mineure	Faible	Ponctuelle	Court terme	Faire l'entretien régulier des véhicules de transport enfin d'éviter le déversement d'hydrocarbure

		Sol	Mineure	Faible	Locale	Court terme	Remblayer des zones tranchées laisse par les différentes structures
		Faune	Mineure	Faible	Locale	Court terme	Limitation de bruit et de vitesse dans la zone
		flore	Mineure	Faible	Locale	Court terme	
		Santé	Majeur	Fort	Locale	Moyen terme	Opter pour une solution alternative maintenir la continuité de service d'électricité de la localité (Extension du réseau)
		Economie	Majeur	Fort	Régionale	Moyen terme	
		Société	Majeur	Fort	Régionale	Moyen terme	

VI CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

VI.1 Conclusion

L'objectif de notre étude consistait à l'étude de faisabilité d'un système hybride PV-microhydro-stockage afin de répondre à la problématique soulevée en introduction en se basant sur des données collectées et des hypothèses. Selon les résultats de notre étude nous pouvons dire que le système PV-microhydro-stockage est viable du point de vue technique, économique et environnemental.

En effet dans cette étude, il a été question pour nous d'élaborer les différents profils de charge en un premier lieu à partir des hypothèses de consommation du village et la période de forte demande a été retenue pour le dimensionnement.

La seconde partie a été consacrée au dimensionnement des différentes composantes. A partir des données hydrologiques, le débit d'équipement a été pris dans la plage optimale 90% à 10% et le débit retenu est $0,26 \text{ m}^3/\text{s}$ soit à 80% de temps. Avec ce débit et la hauteur de chute nette de 14,45 m, la turbine choisie pour la microcentrale est de type « **Banki-Michel** ».

La troisième partie a été la simulation sur le logiciel Homer partant des hypothèses données. D'après ces résultats de simulation pour la satisfaction totale de la demande, il faut une production annuelle de 59% de la part Hydro contre 41% solaire PV-stockage.

La quatrième partie qui portait sur l'évaluation économique et l'analyse de la rentabilité économique, a été jugée positive avec une valeur nette actualisée positive, un taux de rendement interne de 12% acceptable et un temps de retour sur investissement d'environ 3 ans.

La dernière partie a été consacrée à l'étude d'impact environnemental et social. Nous pouvons assurer qu'en appliquant les différentes mesures d'atténuation citées, il est possible de parvenir à une réduction de ces impacts.

VI.2 Recommandations

Vu l'influence du changement climatique sur la variabilité de la pluviométrie du pays, nous recommandons l'ajout d'un groupe électrogène dans le système afin d'assurer la continuité du service à l'exploitation.

Du côté socio-économique, nous recommandons la mise place d'un comité de sensibilisation et formation des villageois par l'AMADER et/ou l'opérateur pour parvenir à la création des petites industries pour une consommation importante de la production.

Aussi, nous recommandons au gouvernement du Mali de redémarrer les activités de l'usine de production de thé de la localité de Farako.

Enfin, pour l'aspect environnemental, nous recommandons l'élaboration d'un plan de gestion environnemental et social (PGES) dans le cadre de la mise en oeuvre de la solution proposée.

ANNEXES

Annexe 1:catégories de turbine	55
Annexe 2:Le consommateur du village	56
Annexe 3: Table de consommation	58
Annexe 4: Diagramme des turbines	59
Annexe 5: Rendement des turbines	59
Annexe 6:Diagramme de rendement	60
Annexe 7: Configuration du champ PV	60
Annexe 8 : Caractéristique du module	61
Annexe 9 : caractéristique de l'onduleur réseau.....	61
Annexe 10 : caractéristique de l'onduleur bidirectionnel.....	62
Annexe 11: configuration du stockage	62
Annexe 12: caractéristique du multicluster box	63
Annexe 13: table des coûts.....	64
Annexe 14 : les processus de subventions et d'accompagnement de l'AMADER	64
Annexe 15: Table des cash-flows.....	66
Annexe 16:Contexte et loi-cadre environnemental du projet.....	67

Annexe 1:catégories de turbine

Les catégories de turbines :

On distingue deux grandes catégories de turbines[10] :

Les turbines à action (Pelton, Banki). L'eau est mise en vitesse maximale dans l'injecteur. Toute l'énergie dans le jet entraîne la rotation de la roue et l'eau ressort en pluie,

Les turbines à réaction (Francis, Kaplan). L'eau est guidée par le distributeur pour rentrer sans choc dans la roue. Celle-ci se met en vitesse maximale à la sortie de la roue.

Il existe quatre principaux types turbines :

Turbine Pelton :

L'eau sous forte pression est dirigée sur des augets en forme de double cuillère, en passant dans un injecteur muni d'un pointeau de réglage[10].

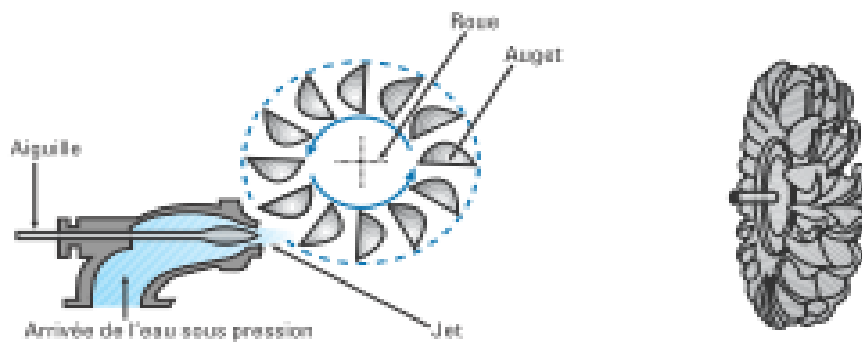


Figure 25 : Turbine Pelton

Turbine Banki-Michell :

L'écoulement traverse une roue constituée de deux flasques réunies entre elles par une couronne d'aubes disposées de façon cylindrique[10].

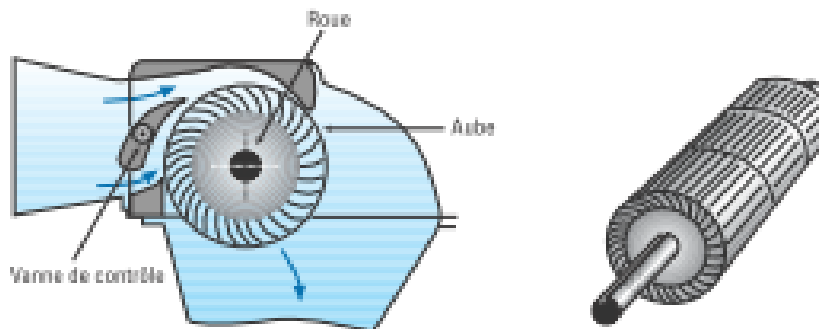


Figure 26 : Banki-Michell

Turbine Francis :

L'écoulement pénètre radialement entre les aubes directrices et les aubes de la roue, qui sont fixes[10].

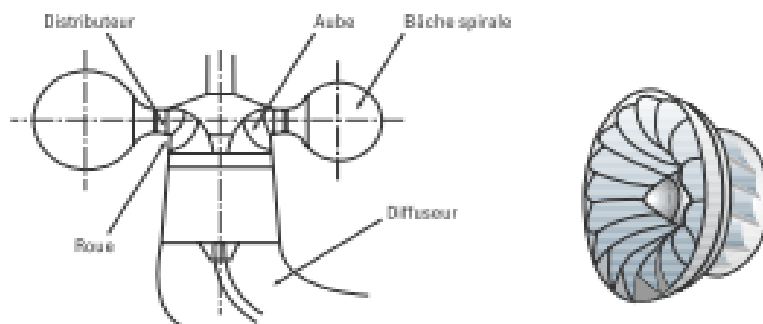


Figure 27 : Turbine Francis

Turbine Kaplan :

Il s'agit d'une turbine hélice dont les aubes directrices sont mobiles et dont les pales de la roue sont à inclinaison variable[10].

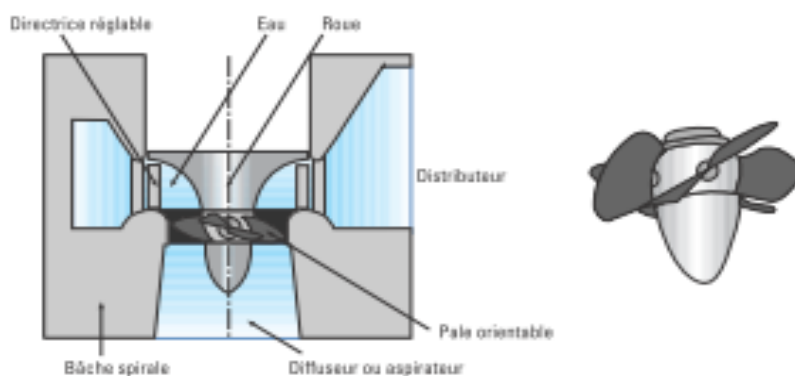


Figure 28 : turbine Kaplan

Il existe d'autres types de turbines non évoqués ici : Turgo, Dériaz, hélice, etc. Leur axe peut être vertical, horizontal et même incliné[10].

Annexe 2:Le consommateur du village

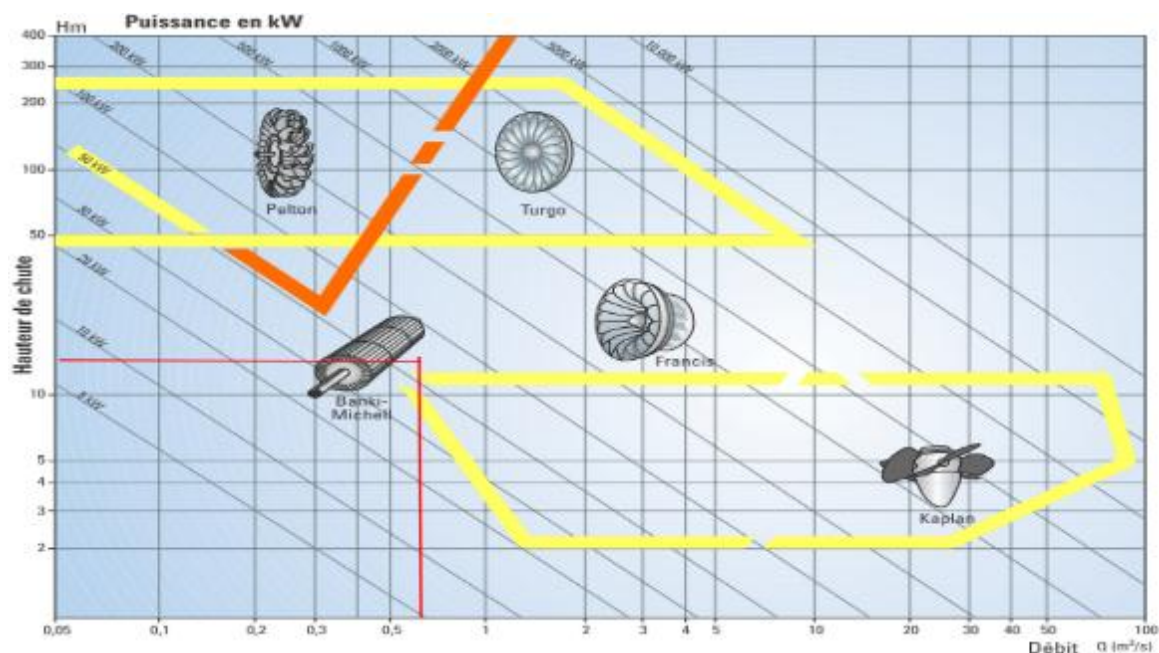
Consommateurs	Programme de consommation
Domestiques	6 Lampe : 18 h-23 h ; 1 Lampe : 00 h-6 h 1 TV : 12 h- 14 h et 17 h-23 h 1 Ventilateur : 19 h-04 h 1 radio : 6 h-16 h
Cité des Enseignant	6 Lampe : 18 h-23 h ; 1 Lampe : 00 h-6 h 1 Television : 12 h- 14 h et 17 h-23 h 1 Ventilateur : 19 h-04 h 1 radio : 6 h-16 h 1 Réfrigérateur : 24h/24
Ecole	6 Lampe : 07h-12h et 15h-23h 4 Ventilateur : 09h-12h et 14h-17h

	3 Ordinateur : 07h-12h et 14h-17h 1 Imprimante et 1 photocopieuse : 08h-09h et 14h-15h 1 Réfrigérateur : 24h/24 Période de vacance : Juin-Septembre
Boutique	2 Lampes : 18h-00h ; 1 Lampe : 00h-6h 1 Television : 12 h- 14 h et 17 h-23 h 1 ventilateur : 09h-15h 1 radio : 07h-15h et 18h-20h 1 réfrigérateur : 24h/24
Restaurant	2 Lampe : 17h-23h 1Télévision : 12 h- 14 h et 17 h-23 h 1 Radio : 08h-15h et 18h-23h 1 Réfrigérateur : 24h/24 1 Congélateur : 24 h/24
Station d'hydrocarbure	2 Lampes : 18h-06h 1 Pompe : 24h/24
Centre de santé	10 lampes : 18h-06h et 6 Lampes : 07h-17h 2 Climatiseur : 08h-12h et 15h- 17h 10 ventilateur : 08h-12h et 15h-17h ; 6 ventilateurs : 18h-05h Machine d'intervention : 10h-12h 4 Ordinateur : 08h-12h et 15h-17h 1 Imprimante : 09h-11h et 15h-16h 1 Photocopieuse : 10h-11h 1 Réfrigérateur : 24h/24 1 Congélateur : 24h/24
Poste eaux et Forêts	3 Lampes : 18h-06h 1 radio : 11h-13h
Usine de Thé	Période de production : Mars-Juin et septembre-Décembre Demande en puissance : 45 kW
Mosquée	8 Lampes : 18h-20h et 03h-04h 1 Ampli : 18h-19h ; 06h ; 13h et 15h 4 Ventilateur : 12h-14h
Eglise	8 Lampes : 09h-13h et 18h-20h 1 appareil musical : 11h-12h et 18h-20h 4 Ventilateur : 12h-14h
Moulin	1 Moulin : 09h et 15

Annexe 3: Table de consommation

HOURLY LOAD [kW]	00h	01h	02h	03h	04h	05h	06h	07h	08h	09h	10h	11h	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	20h	21h	22h	23h	ENERGY [kWh]
TOTAL CLIENTS DOMESTIQUES	8,4	8,4	8,4	8,37	8,4	1,7	2,8	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	10	10	10	1,1	1,1	8,9	19	26	26	26	26	27	240,498
ECOLES	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,3	1,1	0,5	0,5	0,5	0,1	0,5	0,8	0,5	0,3	0,1	0,1	0,1	0,13	0,1	0,1	6,372
BOUTIQUES	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,9	0,9	1,3	1,3	1,3	0,9	0,6	1	1,1	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	21,336
RESTAURANTS	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,4	0,4	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	9,408
STATION ESSENCE	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,22	1,2	29,034
USINE DE PRODUCTION	24	24	24	24	24	24	24	25	26	26	26	26	26	24	24	26	26	26	24	24	24	24	24	24	592,698
CENTRE DE SANTE COMMUNAUTAIRE	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,2	0,2	1,8	2,2	3	3	2,8	0,2	0,2	2,2	2,2	2,2	0,6	0,2	0,2	0,4	0,4	0,4	25,3956
ADMINISTRATIONS ET SERVICES	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0	0	0	0	0,1	0,1	0,1	0	0	0	0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,01	0,369
MOSQUEE	0	0	0	0,1	0,1	0,1	0,3	0	0	0	0	0	0,3	0,4	0,3	0,1	0	0	0,3	0,1	0,3	0	0	0	2,592
EGLISE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,1	0,1	0,5	0,7	0,4	0,3	0	0	0	0,5	0,5	0,5	0	0	0	3,816
ECLAIRAGE PUBLIC	16	16	16	16	16	16	16													16	16	16	16	16	192
MOULIN	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	0	1,4	0	0	0	0	0	0	0	2,88
ADDUCTION D'EAU								25	25	25									25	25	25				150
TOTAL	51	51	51	51	51	45	46	53	56	59	33	33	43	38	38	32	33	39	72	95	95	69	69	69	1276,3986

Annexe 4: Diagramme des turbines

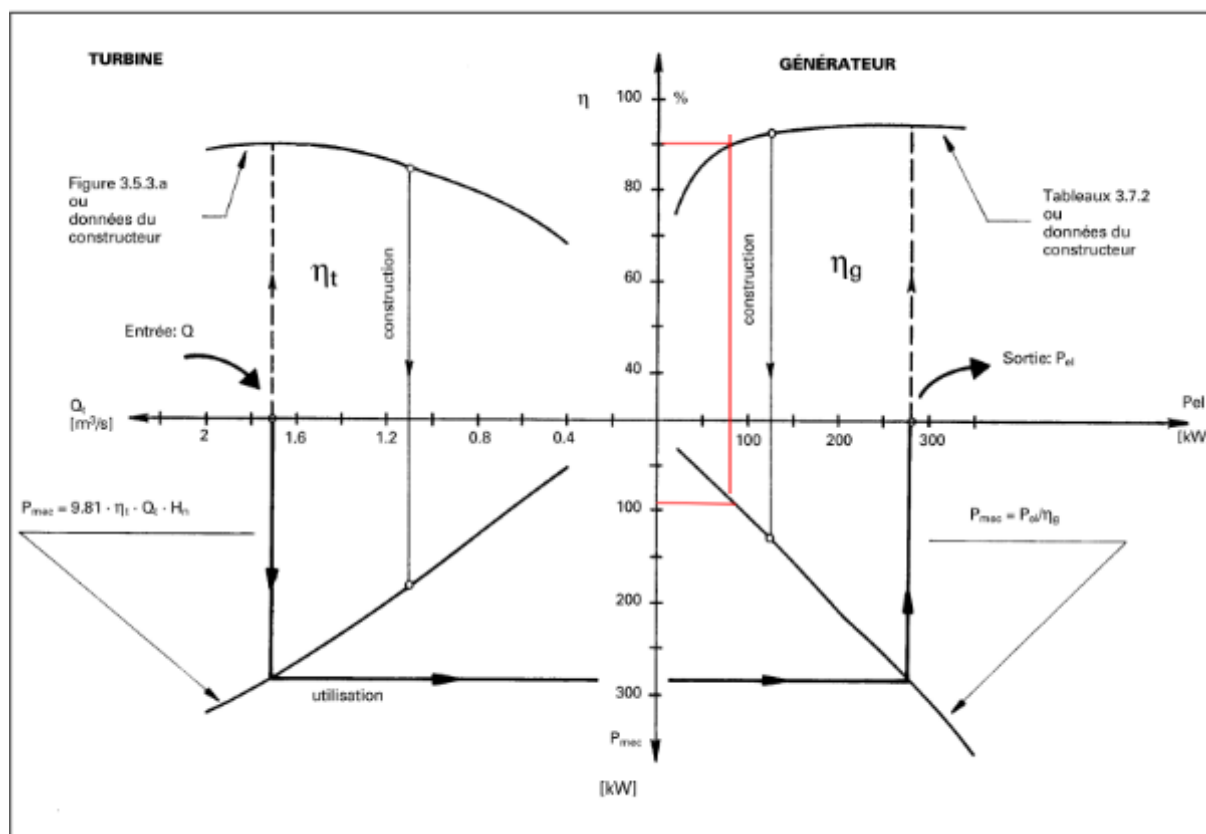


Annexe 5: Rendement des turbines

Nom	Type	Rendement maximum	Débit min. turbinable	Chute brute jusqu'à
Pelton	action	84 à 90%	10% de Q_{max}	l'axe du jet
Francis	réaction	84 à 90%	30% de Q_{max}	niveau aval
Kaplan	réaction	84 à 90%	20% de Q_{max}	niveau aval
Crossflow	action	78 à 84%	20% de Q_{max}	niveau aval ¹⁾
Pompe inversée	réaction	75 à 90%	débit fixe	niveau aval

¹⁾ avec aspirateur, sinon axe de la roue

Annexe 6: Diagramme de rendement



Annexe 7: Configuration du champ PV

Puissance module	0,25
Tension module	37,6
Puissance crête	160
Puissance onduleur	25
Tension onduleur	600
Rendement onduleur	98%
Nbre sous-champ	6,40
Nbre sous-champ retenu	6
Puissance onduleur maxi	25,55
Puissance sous-champ	25,51
Nbre module serie maxi	21,58
Nbre serie retenu	27
Nbre branche-parallele	3,78
Nbre branche-parallele retenu	4
Total module/sous-champ	108
Total module système	648
Puissance total système	162

Annexe 8 : Caractéristique du module

Sunmodule® Plus SW 250 - 260 poly



PERFORMANCE UNDER STANDARD TEST CONDITIONS (STC)*

		SW 250	SW 255	SW 260
Maximum power	P_{max}	250 Wp	255 Wp	260 Wp
Open circuit voltage	U_{oc}	37.6 V	38.0 V	38.4 V
Maximum power point voltage	U_{mp}	30.5 V	30.9 V	31.4 V
Short circuit current	I_{sc}	8.81 A	8.88 A	8.94 A
Maximum power point current	I_{mp}	8.27 A	8.32 A	8.37 A
Module efficiency	η_m	14.91 %	15.21 %	15.51 %

Measuring tolerance (P_{max}) traceable to TUV Rheinland: +/- 2% (TUV Power controlled)

*STC: 1000W/m², 25°C, AM 1.5

PERFORMANCE AT 800 W/m², NOCT, AM 1.5

		SW 250	SW 255	SW 260
Maximum power	P_{max}	185.4 Wp	188.7 Wp	192.4 Wp
Open circuit voltage	U_{oc}	34.2 V	34.5 V	34.8 V
Maximum power point voltage	U_{mp}	27.8 V	28.1 V	28.5 V
Short circuit current	I_{sc}	7.24 A	7.30 A	7.35 A
Maximum power point current	I_{mp}	6.68 A	6.72 A	6.76 A

Measuring tolerance (P_{max}) traceable to TUV Rheinland: +/- 2% (TUV Power controlled)

Annexe 9 : caractéristique de l'onduleur réseau

Caractéristiques techniques	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
Entrée (DC)		
Puissance DC max. [quand $\cos \varphi = 1$]/puissance assignée DC	20440 W/20440 W	25550 W/25550 W
Tension d'entrée max.	1000 V	1000 V
Plage de tension MPP/tension d'entrée assignée	320 V à 800 V/600 V	390 V à 800 V/600 V
Tension d'entrée min./tension d'entrée de démarrage	150 V/188 V	150 V/188 V
Courant d'entrée max. entrée A/entrée B	33 A/33 A	33 A/33 A
Nombre d'entrées MPP indépendantes/strings par entrée MPP	2/A:3; B:3	2/A:3; B:3
Sortie (AC)		
Puissance assignée (à 230 V, 50 Hz)	20000 W	25000 W
Puissance apparente AC max.	20000 VA	25000 VA
Tension nominale AC	3/N/PE ; 220 V/380 V 3/N/PE ; 230 V/400 V 3/N/PE ; 240 V/415 V 180 V à 280 V	3/N/PE ; 220 V/380 V 3/N/PE ; 230 V/400 V 3/N/PE ; 240 V/415 V 180 V à 280 V
Plage de tension AC	50 Hz/44 Hz à 55 Hz 60 Hz/54 Hz à 65 Hz 50 Hz/230 V	50 Hz/44 Hz à 55 Hz 60 Hz/54 Hz à 65 Hz 50 Hz/230 V
Fréquence du réseau AC/plage	29 A/29 A	36,2 A/36,2 A
Fréquence de réseau assignée/tension de réseau assignée	1/0 inductif à 0 capacitif	1/0 inductif à 0 capacitif
Courant de sortie max./courant de sortie assigné	≤ 3 %	≤ 3 %
Facteur de puissance pour la puissance assignée/Facteur de déphasage réglable	3/3	3/3
THD		
Phases d'injection/phases de raccordement		
Rendement		
Rendement max./européen	98,4 %/98,0 %	98,3 %/98,1 %
Dispositifs de protection		
Dispositif de déconnexion côté DC	•	•
Surveillance du défaut à la terre/Surveillance du réseau	• / •	• / •
Parafoudre DC : type II	○	○
Protection inversion de polarité DC/résistance aux courts-circuits AC/séparation galvanique	• / • / -	• / • / -
Unité de surveillance du courant différentiel, sensible tous les courants	•	•
Classe de protection [selon IEC 62109-1] / catégorie de surtension [selon IEC 62109-1]	I / AC: III; DC: II	I / AC: III; DC: II
Données générales		
Dimensions [L / H / P]	661/682/264 mm [26,0/26,9/10,4 pouces]	661/682/264 mm [26,0/26,9/10,4 pouces]
Poids	61 kg [134,48 lb]	61 kg [134,48 lb]
Plage de température de fonctionnement	-25°C à +60°C [-13°F à +140°F]	-25°C à +60°C [-13°F à +140°F]
Émission sonore (typique)	51 dB(A)	51 dB(A)
Autocooling (typique)	1 W	1 W

Annexe 10 : caractéristique de l'onduleur bidirectionnel

	Sunny Island 5048	Sunny Island 5048U
Valeurs de sortie		
Tension nominale AC (réglable)	230 V (202 – 253 V)	120 V (105 – 132 V)
Fréquence nominale (réglable)	50 Hz (45 – 65 Hz)	60 Hz (55 – 65 Hz)
Puiss. continue AC à 25 °C / 45 °C	5000 / 4000 W	5000 / 4000 W
Puiss. continue AC à 25 °C pour 30 / 5 / 1 min	6500 / 7200 / 8400 W	6500 / 7200 / 8400 W
Courant nominal AC	21,7 A	41,7 A
Courant max.	120 A [pour 100 ms]	150 A [pour 100 ms]
Coefficient de distorsion harmonique de la tension de sortie	< 3 %	< 3 %
Facteur de puissance	-1 à +1	-1 à +1
Valeur d'entrée (réseau, générateur diesel...)		
Tension d'entrée	230 V (172,5 – 250 V)	120 V (80 – 150 V)
Fréquence d'entrée	50 Hz (40 – 70 Hz)	60 Hz (54 – 66 Hz)
Courant d'entrée AC max.	56 A (2 – 56 A)	56 A (2 – 56 A)
Puissance d'entrée max.	12,8 kW	6,7 kW
Caractéristiques de la batterie		
Tension de la batterie (plage)	48 V (41 – 63 V)	48 V (41 – 63 V)
Courant de charge max. batterie	120 A	120 A
Courant de charge continu	100 A	100 A
Capacité de la batterie	100 - 10000 Ah	100 - 10000 Ah
Régulation de charge	IU ₀ U avec charges complète et d'égalisation autom.	IU ₀ U avec charges complète et d'égalisation autom.
Rendement/consommation		
Rendement max. (typique)	95 %	95 %
Autoconsommation (mode veille)	25 W (< 4 W)	25 W (< 4 W)
Indice de protection cf. DIN EN 60529	IP30	IP30
Caractéristiques mécaniques		
Largeur / Hauteur / Profondeur (mm)	467 / 612 / 235	467 / 612 / 235
Poids	63 kg	63 kg
Température ambiante	-25 à +50 °C	-25 à +50 °C

Annexe 11: configuration du stockage

Puissance Pic	95
Puissance sunny island 30min max	8,4
Nbre sunny island	11,31
Nbre sunny island retenue	12
Nbre batterie min	360
Nbre 3classe sunny island	4
Nbre batterie/3classe sunny island	90
Nbre batterie retenu/classe sunny island	96
Total batterie retenue	384

Annexe 12: caractéristique du multicluster box

Technical Data	SUNNY ISLAND 5048 Multicluster Box 36
General	
Phase number	3-phase
Nominal AC voltage	230 V (L, N), 400 V (L1, L2)
AC voltage range	172.5 V - 250 V 300 V - 433 V
Nominal AC frequency / range	50 Hz / 40 Hz ... 70 Hz
Reliable grid configuration	TN
Dimensions (W / H / D)	1200 / 2000 / 800 mm
Assembly type	Standing on base
Weight	400 kg
Terminals for Sunny Island	
Maximum number of devices	36
Nominal AC power / nominal AC current at 25 °C	180 kW / 3 x 260 A
Nominal AC power / nominal AC current at 45 °C	144 kW / 3 x 209 A
AC power (25 °C, 30 minutes)	234 kW / 3 x 340 A
AC power (25 °C, 1 minute)	300 kW / 3 x 440 A
Fuses	Miniature circuit-breaker C 32A
Load connection	
Number	1 (3-phase)
Nominal AC power (25 °C, unlimited)	300 kW
Nominal AC current (25 °C)	3 x 435 A (AC1)
Fuses	LV / HRC (size 3)
PV plant connection	
Number	1 (3-phase)
Nominal AC power (25 °C, unlimited)	300 kW
Nominal AC current (25 °C)	3 x 435 A (AC1)
Fuses	—
Generator connection	
Number	1 (3-phase)
Nominal AC power (25 °C, unlimited)	300 kW
Nominal AC current (25 °C)	3 x 435 A (AC1)
Fuses	LV / HRC (size 3)
Features	
Warranty (5 / 10 / 15 / 20 / 25 years)	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificates	CE

Annexe 13: table des coûts

Désignation	Quantité	PU	Montant
Onduleur	9	3189	16359570
module	2	809	922260
sunny island	12	2690	18399600
Multiclusster box	1	18184,7	10365279
imprévus			20336149,5
Investissement Homer			345117200
		Total Capex	411500058,5

Capex	411 500 059	FCFA
Opex	34 021 594,31	FCFA
remplacement	7 075 014	FCFA
Salvage	3 611 588	FCFA

Annexe 14 : les processus de subventions et d'accompagnement de l'AMADER

En ce qui concerne le financement envisagé pour les projets hybrides, selon les informations transmises par l'AMADER, 95% du capital requis pour l'acquisition de la centrale hybride au début du projet seront couverts par une subvention de l'Etat malien. L'opérateur doit trouver les sources de financement pour les 5% restants, soit par des fonds propres, soit (entièrement ou pour une partie des 5%) par un emprunt bancaire.

Les réinvestissements dans les actifs qui atteindront leurs durées de vie technique pendant la période d'étude ne bénéficieront pas de subventions. Ceux-ci devront être couverts en intégralité par l'opérateur.

Frais de douane

Le code des investissements stipule la suppression possible des droits de douane et taxes au titre des équipements nécessaires à la réalisation des investissements.

Faisant référence au code des investissements, il est fait l'hypothèse qu'aucune charge de ce type ne sera payée pour l'importation de composants des centrales hybrides.

Impôts

Si le résultat est négatif, un taux d'impôts de 1% du chiffre d'affaires d'exploitation est considéré. Si le résultat est positif, il est évalué si 30% du résultat est supérieur à 1% du chiffres d'affaires d'exploitation. Le maximum des deux est retenu pour le calcul d'impôts.

Les dépenses éventuelles liées aux intérêts des prêts bancaires peuvent être déduites des bénéfices imposables. En outre, il a été supposé que les pertes d'exploitation nettes peuvent être reportées sur une période de quatre ans (« loss carry-forward »).

Compte de réserve d'obligation de service des dettes

Un compte de réserve d'obligation de service des dettes (« Debt Service Reserve Account », DSRA) a été incorporé dans le modèle financier afin d'assurer que les fonds requis pour le prochain paiement de service des dettes soient disponibles.

Le DSRA a été structuré de sorte que le service des dettes du prochain semestre soit déposé et stocké sur le compte. Le compte est libéré après que les dettes sont remboursées.

Le taux d'intérêt sur le compte est considéré à 2%.

Compte de réserve d'obligation de remplacement d'actif

Dans le projet, des investissements de remplacement sont nécessaires pour les actifs qui ont atteint leur durée de vie technique et économique au cours de la période d'étude du projet. Le remplacement au cours de la période d'étude de 15 ans est usuel et courant pour une utilisation dans des conditions d'exploitation normales d'une centrale hybride des composants tels que les batteries, groupes électrogènes ou encore onduleurs (PV et batterie).

Il est à noter que le champ PV (modules + structure) n'est pas considéré dans ce compte de réserve car sa durée de vie est supérieure à 15 ans. Cependant, la valeur résiduelle du champ PV est bien prise en compte dans l'analyse financière et il reviendra au futur exploitant (après la première période de 15 ans) de le renouveler si nécessaire.

Ces investissements de remplacement peuvent nécessiter des capitaux importants au cours de la période d'exploitation du projet. Dans certains cas, il peut arriver que le projet ne puisse pas payer les fonds requis pour le réinvestissement à partir de son propre flux de trésorerie annuel, cela peut donc affecter négativement le solde de trésorerie.

Pour cette raison, un compte de réserve du coût de remplacement (« Replacement Cost Reserve Account », RCRA) est prévu. Le RCRA est rempli par des flux de trésorerie disponible après service de la dette, WCA et DSRA. Le RCRA anticipe les besoins en capital total des investissements de remplacement jusqu'à la fin du projet et en maintient une part spécifique.

Le montant total de réinvestissement (de la période respectivement en cours jusqu'à la dernière période) qui doit être stocké pour chaque période peut être défini.

Un taux de 90% a été retenu comme le montant de réinvestissement qui doit être stocké sur le RCRA.

Le taux d'intérêt sur le compte est considéré à 2%.

Redevance d'exploitation

Selon les informations transmises par l'AMADER, une redevance de 2% du chiffre d'affaires d'exploitation doit être reversée à l'AMADER par l'opérateur.

Annexe 15: Table des cash-flows

Année	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cash-flow	49339375	51806344	54273313	56740281	59207250	59207250	59207250	59207250	59207250	59207250
Cash-flow actualise	45684606	44415590	43083905	41705801	40295459	37310611	34546862	31987835	29618366	27424413
Année	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Cash-flow	59207250	59207250	59207250	59207250	59207250	59207250	59207250	59207250	59207250	59207250
Cash-flow actualise	25392975	23512014	21770383	20157762	18664594	17282032	16001881	14816557	13719034	12702809
Année	21	22	23	24	25					
Cash-flow	61575540	61575540	61575540	61575540	61575540					
Cash-flow actualise	12232335	11326236	10487256	9710422	8991131					
Total	612840868									

Annexe 16: Contexte et loi-cadre environnemental du projet

CONTEXTE DU PROJET

Les principaux axes du développement durable au Mali sont sous tendus par: la lutte contre la pauvreté, le développement humain, le développement économique et le renforcement financier. Ces développements sont accompagnés par des impacts sur l'environnement, le mali un pays sahélien est largement confronté aux problèmes environnementaux de changement climatique mondial, .Dans le cadre réalisation d'un projet de développement il est nécessaire d'élabore une étude d'impact environnemental et social(EIES) afin de mettre en place un plan d'action Environnemental pour répondre aux différents cadre juridiques et règlementaires.

Cadre juridique et réglementaire

Cadre politique

Les Politiques Nationales

Le cadre national de la politique en matière de protection de l'environnement s'appuie sur la constitution du pays qui stipule en son article 15 que « toute personne a droit à un environnement sain. La protection, la défense de l'environnement est un devoir pour tous et pour l'état. »

Politique Nationale de l'Environnement

Le gouvernement malien a adopté en 1998, le Plan National d'Action Environnementale (PNAE) ainsi que neuf programmes nationaux d'actions.

Le Plan National d'Action Environnementale (PNAE) met l'accent sur le renforcement des capacités, la réhabilitation d'aires dégradées ainsi que la création et la mise en œuvre d'un système permanent de contrôle et suivi de l'environnement. La Stratégie et le Plan d'Action pour la Biodiversité, finalisée en 2001, précise que la gestion des écosystèmes nationaux doit comprendre l'utilisation durable des ressources naturelles, la responsabilisation des communautés et la distribution équitable des retombées de la conservation.

La Politique Nationale de l'Eau (2006)

L'objectif général de cette politique est de contribuer à la lutte contre la pauvreté et au développement durable en apportant des solutions appropriées aux problèmes liés à l'eau.

La stratégie et le plan d'action en matière de diversité biologique

Cette stratégie a pour but d'assurer la conservation et l'utilisation durable des ressources de la diversité biologique pour l'intérêt des générations présentes et futures.

Politique nationale sur le changement climatique (PNCC)

Le Mali s'est doté en 2011 d'une Politique Nationale sur les Changements Climatiques (PNCC) avec une Stratégie Nationale permettant sa mise en œuvre (SNCC) et un Plan d'Action National Climat (PANC) qui traduit en actions concrètes les axes stratégiques de la SNCC.

La politique forestière nationale

La politique forestière nationale a pour objectif d'assurer une gestion intégrée et durable des ressources forestières, fauniques et aquatiques, de développer la qualification des emplois en vue de leur

pérennisation, de renforcer la compétitivité des filières de production, de récolte et de valorisation et de satisfaire les demandes sociales relatives aux dites ressources.

Conventions et accords internationaux

Les conventions internationales importantes auxquelles a souscrit le Mali et qui pourraient avoir un impact sur le présent projet sont les suivantes : Convention sur la diversité biologique (Rio Janeiro 13 juin 1992) ; Convention sur la conservation de des espèces migratrices appartenant à la faune sauvage (Bonn, 23 juin 1979) ; convention pour la protection du patrimoine mondiale, culturel et naturel (Paris, 19 novembre 1972) ; convention africaine sur la conservation de la nature et des ressources naturelles (Alger, 15 septembre 1968) ; convention internationale pour la protection des végétaux (Rome, 06 décembre 1951) ; convention-cadre sur les changements climatiques (New York, 09 mai 1992), Protocole de Kyoto à la convention cadre des nations unies sur les changements climatiques (Kyoto, 11 décembre 1997).

Cadre légal : Législation sociale et environnementale nationale La réglementation sur les Etudes d'Impacts Environnementales au Mali

L'obligation de réaliser l'étude d'impact environnemental social (EIES) est introduite par les dispositions du Décret N°08-346/P-RM du 26 Juin 2008 relatif à l'EIES au Mali. L'objet du décret est d'évaluer les effets d'un projet sur l'environnement naturel et humain et de définir les mesures d'atténuation des impacts négatifs.

Le décret définit trois catégories de projet :

❶ projets de catégorie A :

Les projets, pouvant avoir des impacts très négatifs, généralement irréversibles, sans précédents, le plus souvent ressentis dans une zone plus vaste que les sites faisant l'objet des travaux

❷ projets de catégorie B :

Projets dont les impacts négatifs sur l'environnement et sur les populations sont moins graves que ceux des projets de la catégorie A

❸ projets de catégorie C :

Projets dont les impacts négatifs ne sont pas significatifs sur l'environnement.

Le décret insiste sur l'obligation de réaliser une EIES et le respect de la procédure pour tous les projets classés dans les catégories A et B.

Cadre institutionnel

Ministère de l'Environnement, de l'Assainissement et du Développement Durable (MEADD)

La gestion environnementale du pays est placée sous la responsabilité du Ministère de l'Environnement, de l'Assainissement et du Développement durable (MEADD) à travers : la Direction Nationale des Eaux et Forêts (DNEF), la Direction Nationale de l'Assainissement du Contrôle des Pollutions et Nuisances (DNACPN), l'Agence de l'Environnement et du Développement Durable (AEDD), l'Agence de bassin du Fleuve Niger (ABFN).

Il élabore et met en œuvre la politique nationale dans les domaines de l'Environnement et de l'Assainissement.

Direction Nationale de l'Assainissement et du Contrôle des Pollutions et des Nuisances (DNACPN)

Sa mission première est l'élaboration de la politique nationale en matière d'assainissement et du contrôle des pollutions et des nuisances et d'en assurer l'exécution.

Agence du Bassin du Fleuve Niger (ABFN)

L'ABFN est un établissement public national à caractère administratif, qui relève du Ministère de l'Environnement et de l'Assainissement. Il a pour mission la sauvegarde du fleuve Niger, de ses affluents et de leurs bassins versants, sur le territoire de la République du Mali et la gestion intégrée de ses ressources.

Direction Nationale des Eaux et Forêts (DNEF)

Elle a pour mission d'élaborer les éléments de la politique nationale en matière de conservation des eaux et des sols, de lutte contre la désertification, de gestion durable des forêts, des zones humides, de la faune sauvage et de son habitat, de préservation de la diversité biologique des espèces de faune et de la flore sauvage, de promotion et de valorisation des produits de la forêt et de la faune sauvage et d'assurer la coordination et le contrôle de sa mise en œuvre.

Agence de l'Environnement et le Développement Durable (AEDD)

L'Agence de l'Environnement et du Développement Durable a été créée sous la forme d'un Etablissement public à caractère administratif en vue de lui donner un statut qui répond mieux aux exigences liées à ses missions.

La création de cette agence permet de mobiliser les fonds auprès des partenaires techniques et financiers et de renforcer les ressources internes pour la mise en œuvre des projets et programmes environnementaux.

Elle permet également d'assurer un meilleur suivi de la mise œuvre des accords, traités et conventions sur l'environnement et d'établir la synergie nécessaire dans les interventions des différents acteurs.

Bibliographie :

- [1] B. Gastineau and V. Golaz, "Être Jeune en Afrique Rurale introduction thématique," no. 259, p. p.9-22, Mar. 2016.
- [2] V. DEMEUSY, "Dimensionnement d'un système hybride photovoltaïque/groupe électrogène," 2011.
- [3] D. Abbes, "Contribution au dimensionnement et à l'optimisation des systèmes hybrides éoliens-photovoltaïques avec batteries pour l'habitat résidentiel autonome," Ph. D. thesis, Université de Poitiers, 2012.
- [4] F. David, "L'ÉNERGIE SOLAIRE : CIRCONSTANCES ET CONDITIONS D'EXPLOITATION AU QUÉBEC." Jan-2010.
- [5] I. Vechiu, "Modélisation et analyse de l'intégration des énergies renouvelables dans un réseau autonome," Université du Havre, 2005.
- [6] L. Stoyanov, "Etude de différentes structures de systèmes hybrides à sources d'énergie renouvelables," Université Pascal Paoli, 2011.
- [7] G. Léna, "Mini-réseaux hybrides PV-diesel pour l'électrification rurale," *Int. Energy Agency IEA*, 2013.
- [8] "<http://kaplanoupelton.e-monsite.com/blog/l-histoire-de-la-centrale-hydroelectrique.html>."
- [9] M. Nasser, "Supervision de sources de production d'électricité hybrides éolien/hydraulique dans les réseaux d'énergie interconnectés ou isolés," Arts et Métiers ParisTech, 2011.
- [10] J. Pagès, *Guide pour le montage de projets de petite hydroélectricité 1&2*. ADEME.
- [11] F. HERR, J.-M. CHAPALLAZ, and others, "Le choix, le dimensionnement et les essais de réception d' une miniturbine," 1995.
- [12] L. REBAI, "Evaluation d'un projet d'investissement Cas pratique : CEVITAL."
- [13] L. Luisa, V. Daniela, and C. Stefano, "A new application of Flow Duration Curve (FDC) in designing run-of-river power plants." 14-Apr-2015.
- [14] "Conception et Calcul des installations photovoltaïques Raccordées au réseau."