



UNIVERSITE D'ANTANANARIVO
ECOLE SUPERIEURE POLYTECHNIQUE
D'ANTANANARIVO

MENTION : GENIE ELECTRIQUE

PARCOURS : MACHINES ELECTRIQUES



*Mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention du diplôme de **Master 2 en Génie électrique***



ETUDE DE LA GESTION DE L'HYBRIDATION HYDRO/SOLAIRE CAS DU
PROJET JIRO TARATRA
REGION BONGOLAVA

Présenté par

ANDRIMANANTSOA Ny Kanto Miarotsiky Fahasoavana

Directeurs de Mémoire :

Docteur RAKOTONIAINA Solofo Hery, Maître de conférences à l'ESPA

Monsieur RATSARAEFADAHY Milson, Expert en énergie à l'ONUDI Madagascar

Monsieur Louis TAVERNIER, Coordinateur de Projets à l'ONUDI Madagascar

Promotion 2019

Date de soutenance 26 Mars 2021



UNIVERSITE D'ANTANANARIVO
ECOLE SUPERIEURE POLYTECHNIQUE
D'ANTANANARIVO

MENTION : GENIE ELECTRIQUE

PARCOURS : MACHINES ELECTRIQUES



*Mémoire de fin d'étude en vue de l'obtention du diplôme de **Master 2 en Génie électrique***



ETUDE DE LA GESTION DE L'HYBRIDATION HYDRO/SOLAIRE CAS DU
PROJET JIRO TARATRA
REGION BONGOLAVA

Présenté par : ANDRIMANANTSOA Ny Kanto Miarotsiky Fahasoavana

Président du jury : Docteur RAMAROZATOVO Vonjy, Maître de conférences à l'ESPA

Encadré par :

- Docteur RAKOTONIAINA Solofo Hery, Maître de conférences à l'ESPA
- Monsieur RATSARAEFADAHY Milson, Expert en énergie à l'ONUDI Madagascar
- Monsieur Louis TAVERNIER, Coordinateur de Projets à l'ONUDI Madagascar

Examiné par :

- Docteur RANDRIAMORA Edmond, Maître de conférences à l'ESPA
- Docteur RABENJARIVELO Patrice, Maître de conférences à l'ESPA
- Monsieur Louis TAVERNIER, Coordinateur de Projets à l'ONUDI Madagascar

Promotion 2019

Date de soutenance 26 Mars 2021

REMERCIEMENTS

En premier lieu, je remercie Dieu tout puissant car sans sa bénédiction je ne pourrai pas finir ni présenter ce mémoire.

Je présente mes vifs remerciements aussi aux personnes suivantes pour leurs collaborations et leurs interventions :

- Mr RAKOTOSAONA Rijalalaina, le Directeur de l'Ecole Supérieure Polytechnique d'Antananarivo ;
- Mr RAMAROZATOVO Vonjy, chef de Mention Génie Electrique au sein de l'ESPA ;
- Mr RAKOTONIAINA Solofo Hery, le directeur de mémoire ;

Mes sincères remerciements aussi pour l'équipe de l'ONUDI Madagascar pour leur inestimable appui durant les neuf mois de stage au sein de l'institution ; dont :

- Mme Volatiana RAKOTONDRAZAFY, Représentante de l'ONUDI Madagascar ;
- Mr Louis TAVERNIER, coordinateur du projet à L'Organisation des Nations Unis pour le Développement Industriel (ONUDI) ;
- Mr Milson RATSARAEFADAHY, l'encadreur de stage au sein de l'ONUDI ;
- Mr François COLLOMBAT, expert en Hydroélectricité à l'ONUDI Madagascar ;
- Mr Tiana RAVOAJANAHARY, Assistant de projet à l'ONUDI Madagascar ;
- Toute l'équipe de l'ONUDI ;

Ainsi qu'à toutes personnes qui m'a aidé pour la réalisation de ce mémoire, parmi eux :

- Mr Haja, technicien solaire de la société ANKA Madagascar ;
- Mr RANAIVO Casimir, Directeur Général de la société Casielec ;

Merci également pour tous les membres du jury durant la présentation.

Et enfin mais plus important, merci à mes amis et ma famille de m'avoir soutenu dans toutes les situations.

TABLE DES MATIERES

REMERCIEMENTS.....	I
LISTE DES ABREVIATIONS ET SYMBOLES	IV
LISTE DES TABLEAUX	VI
LISTE DES FIGURES.....	VII
LISTE DES ANNEXES	VIII
INTRODUCTION.....	1
CHAPITRE I. ETAT DE L’ART SUR L’HYBRIDATION HYDRO/SOLAIRE.....	2
I.1. SYSTEME HYBRIDE	3
I.1.1 Les différentes hybridations qui existent.....	3
I.2 ETAT DE L’ART DE L’HYBRIDATION HYDRO/SOLAIRE.....	6
I.3. LE PROJET JIRO TARATRA : LES DONNEES D’ETUDE POUR L’HYBRIDATION HYDRO/SOLAIRE [6]	11
I.3.1 Contexte du projet.....	11
I.3.2 Presentation de la zone d’étude.....	12
I.3.3 Situation énergétique de la zone d’étude.....	16
I.3.4 Données hydrologiques.....	24
CHAPITRE II. METHODES.....	27
II.1 LES LOGICIELS UTILISES DANS « METHODES ».....	28
II.1.1 PV -GIS.....	28
II.2 PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT DE LA CENTRALE HYBRIDE.....	28
II.2.1 Les différents principes de fonctionnement de la centrale hybride proposes	30
II.2.2 Choix du principe.....	37
II.3 CONFIGURATIONS DU SYSTEME HYBRIDE	38
II.3.1 Production centralisée :	38
II.3.2 Production décentralisée	39
II.4 METHODOLOGIE DE LA GESTION DE LA CENTRALE.....	41
II.4.1 Dispositif de la gestion des sources : Automate Programmable	41
II.4.2 Organigramme de la gestion de la centrale hybride.....	44
II.4.3 Principe de fonctionnement de l’automate :	46
II.4.4 GRAFCET	47
CHAPITRE III. RESULTATS.....	50
III.1 RESULTATS SUR FONCTIONNEMENT DE LA CENTRALE HYBRIDE	51
III.2 RESULTATS SUR LES CARACTERISTIQUES GENERALES DES DEUX SOURCES DE LA CENTRALE HYBRIDE	54
III.3 RESULTATS SUR LE RESEAU ELECTRIQUE.....	54
III.3.1. Caractéristiques générales du mini réseau électrique	55
III.4 RESULTATS SUR LA GESTION DE LA CENTRALE	56
III.5 COUT GLOBAL ESTIMATIF DE LA CENTRALE HYBRIDE	59
III.6 RECOMMANDATIONS	60
III.6.1 Implantation des champs PV	60
III.6.3 Concernant le raccordement des consommateurs :	62
III.6.4 Dans l’électrification rurale par un mini réseau,.....	62

III.6.5 Maintenance des systèmes PV [7]	62
CHAPITRE IV. SIMULATION	63
IV.1. LE LOGICIEL ZELIO SOFT	64
IV.2 PROGRAMMATION EN LADDER SUR ZELIO SOFT 2 DE LA GESTION DE LA CENTRALE HYBRIDE H/S DU PROJET JIRO TARATRA.	65
IV.2.1 Création du programme.....	65
IV. 2.2 LANGAGE LADDER OU LANGAGE CONTACT	66
IV.2.3 Eléments graphiques du Ladder	67
IV.2.4 Les éléments du langage Ladder	67
IV.2.4 Conception du programme	68
IV.3 EXTRAIT DE LA PROGRAMMATION DE LA GESTION DE L’HYBRIDATION HYDRO SOLAIRE DU PROJET JIRO TARATRA.....	70
BIBLIOGRAPHIE ET WEBOGRAPHIE.....	74
ANNEXE	I

LISTE DES ABREVIATIONS ET SYMBOLES

ADER	Agence de développement de l'électrification rurale
Ah	Ampère heure
APD	Avant-projet détaillé
APS	Avant-projet sommaire
Ap1	Appel à projet 1
Ar	Ariary
BT	Basse tension
CA ou AC	Courant alternatif
Cbat	Capacité d'une batterie
CC ou DC	Courant continu
CEG	Collège d'enseignement général
Cos	Cosinus
cos ϕ	Facteur de puissance
CT	Capacité de la batterie
Ea	Energie fournie annuelle
Ei	Ensoleillement du lieu
Ej	Consommation journalière
EPP	Ecole primaire publique
ESPA	Ecole Supérieure Polytechnique d'Antananarivo
FEM	Fonds de l'environnement mondial
FF	Facteur de forme
GE	Groupe électrogène
h	Heure
ha	Hectare
H	Chute nette
Hb	Hauteur brute
Hn	Hauteur nette
HT	Haute tension
H/S	Hydro/solaire
Icc ou Isc	Courant de court-circuit
Imaxadm	Intensité maximale admissible
Imp	Courant de fonctionnement optimale
IMF	Institut de microfinance
Ira	Irradiation annuelle
JIRAMA	Jiro sy rano Malagasy
k	Coefficient de simultanéité
kd	Coefficient de décharge
Lat	Latitude
Long	Longitude
m	Mètre
mm	millimètre
MEEDD	Ministère de l'Environnement, de l'Ecologie et du Développement Durable
MEEH	le Ministère de l'Eau, de l'Energie et des Hydrocarbures
MPPT	Recherche de point de puissance optimum
MT	Moyenne tension
MW	Mégawatt
MWh	Méga Watt heure
n	Vitesse de rotation
Nb	Nombre de batterie
Nbs	Nombre de batterie branchée en série
Nbp	Nombre de batterie branchée en parallèle

nja	Nombre de jour d'autonomie
Nm	Nombre de module
Nms	Nombre de modules branchés en série
Nmsmax	Nombre de modules branchés en série maximale
Nmsmin	Nombre minimale de modules branchés en série maximale
Nmp	Nombre de modules branchés en parallèle
NmT	Nombre total de modules
Nond	Nombre d'onduleur
NPE	Nouvelle politique de l'énergie
ONU DI	Organisation des nations unies pour le développement industriel
P	Puissance
Pb	Puissance brute
Pc	Puissance crête
P _{CH}	Puissance de la charge
P _{GE}	Puissance de groupe électrogène
P _H	Puissance hydroélectrique
Pmax	Puissance maximale
Pmod	Puissance unitaire de module
P _{PV}	Puissance photovoltaïque
Pth	Puissance théorique
Pu	Puissance unitaire
PV	Photovoltaïque
PVgis	Photovoltaic Geographical Information System
Q	Débit
RN1	Route nationale numéro 1
SAVA	Sambava-antalaha-Vohémar-andapa
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
Sin	Sinus
SMA	System, Mess-und Anlagentechnik
Smin	Section minimum de câble
So	Puissance apparente
SWOT	Force-faiblesse-opportunité-menace
Ubat	Tension unitaire de la batterie
Uco ou Vco	Tension de circuit ouvert
Unom	Tension nominale
Us	Tension de sortie du parc batterie
Vmax	Tension maximale
Vmpp	Tension de fonctionnement optimale
Wc	Watt crête
WWF	World Wild Found
ZAP	Zone d'animation pédagogique
φ	Diamètre
η	Rendement
η _{hyd}	Rendement hydraulique
η _{vol}	Rendement volumétrique
η _m	Rendement mécanique
ΔU	Chute de tension
ΔU _{max}	Chute de tension maximale

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 les 23 localités avec leurs communes d'appartenance, le nombre de la population et ménage. [6]	14
Tableau 2 Les périodes de l'année dans le District de Tsiroanomandidy [6].....	15
Tableau 3 Calendrier culturel des localités concernés[6]	15
Tableau 4 Tableau 8 évolution de la consommation pendant 20 ans[6].....	22
Tableau 5 Caractéristiques principales de l'aménagement hydroélectrique de Mandalobe[4]	25
Tableau 6 Productible de la rivière Mandalobe en kWh[4].....	26
Tableau 7 consommation mensuelle des 23 localités avec l'usine Obio et le productible hydro[6,4]..	29
Tableau 8 Consommation nocturne et en journée des 23 localités et OBIO[6]	30
Tableau 9 répartition horaire des sources (période de crue).....	51
Tableau 10 répartition horaire des sources (période d'étiage)	52
Tableau 11 caractéristiques générales des deux sources de la centrale	54
Tableau 12 caractéristiques généraux du réseau MT et BT pour Jiro Taratra.....	55
Tableau 13 Coût global de la centrale hybride	59

LISTE DES FIGURES

Figure 1:centrale hydro/solaire en Chine et au Portugal [15].....	4
Figure 2:centrale PV/diesel à Madagascar	4
Figure 3 centrale hybride éolien/diesel en Afrique [16].....	4
Figure 4 centrale hybride PV/éolien [17]	5
Figure 5 centrale PV/Biomasse en Espagne[18]	5
Figure 6 centrale PV/éolien/diesel en Bretagne[19].....	5
Figure 7: configuration générale de FSC SMA	9
Figure 8: configuration de l'hybridation H/S du projet [11].....	11
Figure 9 :carte District Tsiroanomandidy avec les 23 localités à électrifier et le site Mandalobe	13
Figure 10 :courbe de charge annuelle des 23 localités. [6]	18
Figure 11 : Courbe de consommation mensuelle pendant période de récolte et soudure des 23 localités [6].....	19
Figure 12 :pic journalière pendant période de récolte et soudure des 23 localités[6]	20
Figure 13 :Courbe de charge journalière de l'usine d'éthanol OBIO HAMY [6].....	23
Figure 14:courbe de charge journalière des 23 localités avec l'usine Obio pendant la période de récolte[6]	23
Figure 15:courbe de charge journalière des 23 localités avec l'usine Obio pendant la période de soudure[6].....	24
Figure 16 : Pluie moyen mensuel de rivière Mandalo [4]	24
Figure 17 : Aperçu interface PV-GIS PV SYST[23]	28
Figure 18: courbe d'emplacement d'énergie (1er principe proposé).....	31
Figure 19: courbe d'emplacement d'énergie (2 ^{ème} principe proposé).....	32
Figure 20:courbe d'emplacement d'énergie (3 ^{ème} principe proposé).....	34
Figure 21: courbe d'emplacement d'énergie (4 ^{ème} principe proposé).....	35
Figure 22: courbe d'emplacement d'énergie (5 ^{ème} principe proposé).....	36
Figure 23: configuration du système hybride pour le cas de production centralisée.....	38
Figure 24: configuration du système hybride pour le cas de production décentralisée.....	39
Figure 25: structure matérielle d'un automate[2].....	42
Figure 26: diagramme de la gestion de la centrale hybride hydro/solaire.....	45
Figure 27 automate Zelio de Schneider[17]	47
Figure 28: représentation des étapes dans un GRAFCET[25]	47
Figure 29: représentation des actions associées étapes dans un GRAFCET[25]	48
Figure 30: représentation de transition dans un GRAFCET[25].....	48
Figure 31: exemple de GRAFCET[25]	49
Figure 32: courbe de répartition d'énergie pour la centrale (période de crue).....	51
Figure 33: courbe de répartition d'énergie pour la centrale (période d'étiage)	52
Figure 34: schéma unifilaire de la centrale hybride	53
Figure 35: carte ligne MT du minireseau	55
Figure 36: GRAFCET pour la gestion de la centrale hybride Hydro/Solaire du projet Jiro Taratra.....	57
Figure 37 Espacement minimum entre les modules.....	60
Figure 38 emplacement du champ PV (cas production centralisée).....	61
Figure 39 emplacement du champ PV pour l'axe 2(centrale Maritampona)	61
Figure 40: interface de présentation du logiciel Zelio Soft 2 [27].....	64
Figure 41: interface de bienvenue sur Zelio Soft 2[27].....	64
Figure 42: interface de choix du module sur Zelio Soft 2[27]	65
Figure 43:interface de choix de langage sur Zelio Soft 2[27]	66

Figure 44: réseaux de contacts dans Ladder[27]	66
Figure 45:extrait 1 de la programmation de la Gestion de l'hybridation Hydro Solaire du Projet Jiro Taratra sur Zelio Soft 2	71
Figure 46 :extrait 2 de la programmation de la Gestion de l'hybridation Hydro Solaire du Projet Jiro Taratra sur Zelio Soft 2	72

LISTE DES ANNEXES

Annexe 1 : Consommation énergétique mensuelle des 23 localités selon les types de raccordements à l'année 05 en kWh
Annexe 2 : Schéma général de l'aménagement hydroélectrique
Annexe 3 : schéma unifilaire de la centrale hydroélectrique
Annexe 4 : Caractéristiques du module PV utilisé dans l'étude
Annexe 5 : Caractéristiques onduleur utilisé dans l'étude
Annexe 6 : Production électrique moyenne mensuelle du système PV [kWh] du site
Annexe 7 : Donnée quotidienne de rayonnement sur le lieu d'étude avec PV GIS (mois de Septembre)
Annexe 8 : Dimensionnement des caractéristiques des composants PV
Annexe 9: standards techniques et normes en vigueur à Madagascar sur le classement des réseaux électriques

INTRODUCTION

De nos jours, l'accès à l'énergie électrique peut être considéré comme un « bien commun » puisqu'il constitue un des besoins fondamentaux à la vie. Transversal à tous les domaines, l'accès à l'électricité est un réel « catalyseur » de développement aussi bien rural qu'urbain. Actuellement, le monde entier a tendance à produire de l'énergie électrique avec des sources propres et inépuisables.

A Madagascar, malgré un fort potentiel en ressources d'énergies renouvelables surtout en solaire et hydroélectrique, le taux d'électrification national est encore autour de 15 %. Conscient de cette contrainte, l'état Malagasy a pour objectif d'augmenter ce taux d'électrification à 50% d'ici 2023 et de prioriser les énergies renouvelables [10].

Le projet JIRO TARATRA a pour but d'électrifier des localités rurales dans quatre communes du district de Tsiroanomandidy -Région de Bongolava, par la centrale hybride hydro/solaire. à travers un mini réseau isolé. Le site hydroélectrique exploitera la rivière « Mandalobe » de la commune de Maritampona. Des centrales solaires seront aussi mises en place pour faire à la déficience hydrologique pendant la période d'étiage.

Dans ce projet JIRO TARATRA, deux sources d'énergie électrique différentes sont exploitées. Ces deux sources doivent être complémentaires. Il sera nécessaire de proposer une mode de gestion de la centrale hybride hydro/solaire. C'est pourquoi, cette étude s'intitule « **contribution à l'étude de la gestion technique de l'hybridation Hydro/Solaire – cas projet JIRO TARATRA – Région BONGOLAVA** ».

Le but de ce travail consiste à exploiter un automate programmable pour commander l'intervention des sources solaires pour assurer la continuité de service dans les localités à électrifier.

Cet ouvrage se divise en quatre chapitres. Le premier sur l'Etat de l'art de l'hybridation Hydro/Solaire, le deuxième chapitre développe les méthodes de l'hybridation et de la gestion de la centrale. Le troisième présente les résultats. Le dernier chapitre montre la simulation de la Gestion technique de la centrale hybride hydro/solaire.

CHAPITRE I. ETAT DE L'ART SUR L'HYBRIDATION HYDRO/SOLAIRE

I.1. SYSTEME HYBRIDE

Un système hybride est un système électrique comprenant plus d'une source d'énergie dont au moins une est renouvelable.

L'hybridation est le fait de combiner au moins deux sources différentes mais qui ont une fin commune. **Dans notre cas, on hybride l'hydroélectrique et le solaire photovoltaïque pour avoir l'énergie électrique suffisante pour alimenter un mini réseau.**

Ces deux ou plusieurs sources du système hybride sont utilisées communément dans le but d'avoir plus d'énergie. Du fait de l'intermittence, une source d'énergie peut être disponible à un moment donné et ne plus être disponible à un autre. Chaque énergie n'étant potentiellement pas disponible au même moment. Ils sont en général complémentaires. Une source est dite principale et l'autre secondaire. C'est toujours la source principale qui se comporte en maître et impose les caractéristiques électriques telles que la tension et la fréquence (pour le cas de Madagascar 50 Hz).

I.1.1 Les différentes hybridations qui existent

De nos jours, il y a plusieurs combinaisons des sources d'énergies renouvelables. L'hybridation peut être la combinaison d'une source d'énergie conventionnelle avec une source renouvelable ou d'une source renouvelable avec une autre. Elles sont choisies en fonction de plusieurs facteurs (caractéristiques du lieu, économique, environnement).

Le principe général de toutes les hybridations se pose sur la complémentarité des différentes sources c'est-à-dire l'une assure la production d'énergie électrique pendant que l'autre ne peut pas ou est insuffisant.

Voici quelques exemples de centrale hybride qui existent ;

Hydro/Solaire : Exemple de centrale hybride existant



Chine-Province de Qinghai, centrale hydroélectrique construite en 1976 - 1992 sur le barrage de Longyangxia de puissance 1200MW associée à une installation PV de 320 MW construit en 2013.



Portugal, sur le barrage d'Alto Rabagao, PV flottante en hybride avec l'hydroélectricité. Ce système a une puissance de 218 kW et peut produire jusqu'à 332 MWh.

Figure 1:centrale hydro/solaire en Chine et au Portugal [15]

PV/Diesel : Exemples de centrales hybride existant



Madagascar-ville Ambondromamy, il y a une centrale isolée hybride PV/Diesel construit en 2019 avec deux groupes de 125kVA chacun et une installation PV de puissance 75kWc.

Figure 2:centrale PV/diesel à Madagascar

Eolien/Diesel : Exemples de centrale hybride éolien/diesel existant



*Afrique-Mauritanie-commune de Nouadhibou ;
Une centrale hybride éolien/diesel.
L'éolienne a une puissance de 4,4 MW et les groupes, 16 MW. elle Mise en service en 2011*

Figure 3 centrale hybride éolien/diesel en Afrique [16]

Hybridation PV/éolienne : Exemple de centrale PV/éolien qui existent



Site Hornsdale-Australie, centrale hybride éolien/ photovoltaïque avec stockage, avec une puissance qui peut atteindre jusqu'à 150 MW

Figure 4 centrale hybride PV/éolien [17]

- Algérie, sites de Tlemcen et de Bouzaréah, centrale hybride PV/éolien pour applications domestiques de consommation 2kWh/jour.

PV/ Biomasse : Exemple de centrale PV/Biomasse existant



Espagne-commune Les Borges Blanques, centrale hybride solaire/biomasse dans le site de la Leida mise en place en 2013 qui permet de fournir 98.000 mégawattheures à l'année, alimentant ainsi plus de 27.000 foyers.

Figure 5 centrale PV/Biomasse en Espagne[18]

PV/éolien/Diesel : Exemple de centrale PV/éolien/diesel existant



Centrale hybride PV/éolien/diesel, en Bretagne - Archipel des Glénan-Iles de Saint Nicolas qui couvrent 80% des besoins énergétiques de l'île.

Figure 6 centrale PV/éolien/diesel en Bretagne[19]

- Algérie, centrale hybride PV / éolien/ Diesel pour un site isolé.

I.2 ETAT DE L'ART DE L'HYBRIDATION HYDRO/SOLAIRE

Parmi les différentes hybridations des sources renouvelables, l'hybridation hydro/solaire est la moins répandue. Pourtant, un lieu avec une ressource favorable en Hydro est souvent abondant aussi en irradiation solaire à Madagascar.

L'hybridation Hydro/solaire peut se présenter en deux configurations. La première est comme celle qui concerne ce projet et ce qu'on trouve aussi en Chine. L'aménagement Hydroélectrique est séparé de l'installation solaire. La deuxième est comme le cas de la centrale hybride Hydro/solaire qui se trouve en Portugal, les panneaux solaires sont flottants sur la retenue de l'hydro.

La limite de ces sources se pose sur leur intermittence comme l'énergie solaire qui est limitée dans le temps, la source hydro limitée selon les périodes de l'année aussi. Mais leur combinaison permet d'assurer un approvisionnement en énergie électrique continue.

Le but principal de cette hybridation c'est la production d'énergie adéquates. Les systèmes hybrides d'énergies renouvelables semblent être la bonne solution pour une production d'énergie propre et bien répartie.

Un des hybridations Hydro/solaire existante se trouve en Kampung Semulong, Sarawak. Un article intitulé « cadre du système hybride micro hydro/solaire pour les applications hors réseau » a été publié en 2015 concernant cette hybridation. Pendant cette période, le village de Kampung a été alimenté par un groupe thermique et l'énergie solaire qui ne génère que 160 W. La communauté en Kampung a été confronté à des difficultés car l'énergie solaire n'est disponible que pendant une période limitée, d'autre part le coût de l'électricité est inabordable. La construction d'une microcentrale hydroélectrique sur place visait à fournir une meilleure production d'électricité pour la communauté. Pour ce site, ce microsystème hydroélectrique n'est pas le premier à avoir été développé car le premier était en 2007 mais a échoué en raison de problème financier et de limitation de la conception. Ainsi ce microsystème hydroélectrique installé est environ 5kW. Pour le cas de ce système, ils ont conçu un contrôleur électronique de charge dans la microcentrale hydroélectrique pour faire face aux instabilités de tension et fréquences dus aux charges déséquilibrées exploitées par les consommateurs. [11]

L'avantage de ce système hybride à Kampung se pose sur le fait que le village possède un grand potentiel pour la fourniture d'électricité par la micro hydro et en plus, ses ressources en eau sont constantes tout au long de l'année avec une hauteur de chute appropriée. Toutefois, avec ce système la production d'énergie est plutôt à des fins domestiques.

Au Portugal en 2017, sur le barrage d'alto, EDP Energias de Portugal a construit un système hybride alliant l'installation photovoltaïque flottante et la production hydroélectrique. L'installation a une puissance de 218 kW. La mise en place d'une installation PV flottante est une solution apportant une réponse aux conflits d'usage du sol et permet de garder les terrains qui peuvent être destinés à d'autres fonctions. L'association du barrage hydroélectrique avec la centrale solaire flottante est une innovation qui symbolise les ambitions de ce pays qui est devenu l'un des champions Européen en matière d'énergies renouvelables. [14]

En Chine, avec la croissance rapide du développement socio-économique, la demande en énergie électrique augmente aussi de façon exponentielle. La centrale hybride Hydro/solaire de Longyangxia a une capacité d'environ 1500 MW. Le barrage nommée barrage de Longyangxia est implanté sur le fleuve jaune dans la province de Qinghai.

Sa construction a débuté en 1976 et s'est terminée en 1992. Cet aménagement hydroélectrique a une puissance de 1280 MW ; il est associé à une centrale PV de 320 MW en 2013. Cette centrale PV qui est une des plus grandes centrales solaires PV du monde. L'ajout de ce parc solaire a permis à la centrale hydro d'accroître son efficacité énergétique et économique. [18]

Pour le cas de Madagascar, l'île possède un potentiel hydroélectrique parmi les plus important de l'Afrique avec environ 8000 MW répartis sur plus de 2500 sites identifiés qui pourraient couvrir la totalité des besoins électriques du pays (NPE 2015-2030). Actuellement, seulement 160 MW soit environ 2 % du potentiel hydroélectrique est exploité ; en solaire, elle dispose d'une bonne irradiation solaire tout au long de l'année avec un gisement solaire de 2000kWh/m²/an avec un ensoleillement supérieur à 2800h/an. Ce chiffre représente un grand potentiel en production électrique à partir de l'énergie solaire. [10]

Concernant le projet de cette étude, le site Mandalobe exploite la rivière Mandalo, elle présente un grand potentiel hydrologique avec une pluie moyenne jusqu'à 350 mm en mois de Janvier et un débit moyen mensuel d'environ 65m³/s et le site choisi a un rayonnement quotidien environ 500W/m² soit 5,5 kWh/ m² /j. Ce système hybride sera le premier installé à Madagascar.

L'étude hydrologique de ce site a été initié en 2012 et a été poursuivis en 2017. En Octobre 2018, l'Avant-Projet Détaillé (APD) de l'aménagement hydroélectrique de Mandalobe a été réalisé. Cet APD décrit les données de base de l'étude détaillée, es différents composants de l'aménagement, l'évaluation des coûts. L'APD partie demande des consommateurs a été réalisé en 2018 et en septembre 2020.

En septembre 2020, deux mémoires ont été réalisés par deux étudiants de l'ESPA concernant la partie production et l'étude de réseaux électriques de cette hybridation.

Le premier s'intitule « la centrale Hydroélectrique et solaire dans le District de Tsiroanomandidy ». Dans cet ouvrage, dix-huit localités ont été choisies pour l'étude. Le but de cette ouvrage est d'exploiter les sources d'énergies disponibles (Hydraulique et solaire) pour électrifier les localités. Ces localités sont classifiées en quatre axes différents dont les puissances crêtes des modules nécessaires sont de l'ordre de 200, 200, 50 et 50 kWc intallés respectivement dans la commune de Mahasolo, sur le site Mandalobe, commune d'Ambararatabe et la commune Bemahatazana ; donc au total, 600 kWc pour la partie solaire. La partie Hydro reste à une puissance de 600 kW. La centrale hybride est composée des champs PV considérés en tant que "source secondaire" après l'hydroélectricité qui reste la source primaire, de batteries de stockage qui accumulent le surplus d'énergie venant des deux sources et qui est mobilisé en cas de manque dans d'autres circonstances, des onduleurs PV qui assurent la conversion en alternatif du courant, les onduleurs chargeurs qui prennent la place de chargeur mais aussi de régulateur de charge des batteries.

Le deuxième mémoire s'intitule « Contribution à l'étude du réseau électrique d'un projet d'électrification rurale combinant une centrale hydroélectrique et des centrales photovoltaïques dans la région de Bongolava ». Il constitue la partie réseau du premier mémoire, le nombre de localité choisi reste 18. L'approvisionnement de ces localités est reparti en trois axes qui part de Mandalobe vers les trois axes. L'énergie électrique est transportée avec une tension de 20 kV. La longueur de cette ligne moyenne tension est de 125km, constitué de 1534 poteaux en bois avec une portée de 80m et de hauteur 12m qui supportent des câbles de type Almélec A14 qui sont adaptés aux conditions du lieu. Des transformateurs élévateurs et abaisseurs (25 kVA, 50, 100, 250, 315 kVA) sont choisi pour le transport et la distribution de l'énergie électrique.

Pour le cas de Madagascar, ce sera la première mini-réseau hybride Hydro/solaire.

D'autres centrales hybrides existent mais la plupart d'entre elles sont des centrales hybrides Solaire Diesel. En 2006, un mémoire a été réalisé par un étudiant de l'Ecole Supérieure

Polytechnique d'Antananarivo s'intitulant « optimisation du dimensionnement des équipements d'une centrale hybride Diesel-Solaire-Biogaz par la programmation Linéaire ». Ce programme utilise un algorithme mathématique pour optimiser les caractéristiques des constituants de la centrale Hybride. Ce programme permet de réduire le coût d'investissements et d'exploitation du système hybride en cherchant les meilleures combinaisons de source/utilisation.

Pour la gestion des systèmes hybrides, plusieurs technologies offrent leur solution sur l'intégration de différentes sources d'énergies.

Une gestionnaire d'énergie qui fournit ses solutions concernant les systèmes hybrides est le « **Fuel Save Controller ou FSC** » de SMA (System, Mess-und Anlagentechnik) technologie. [26]

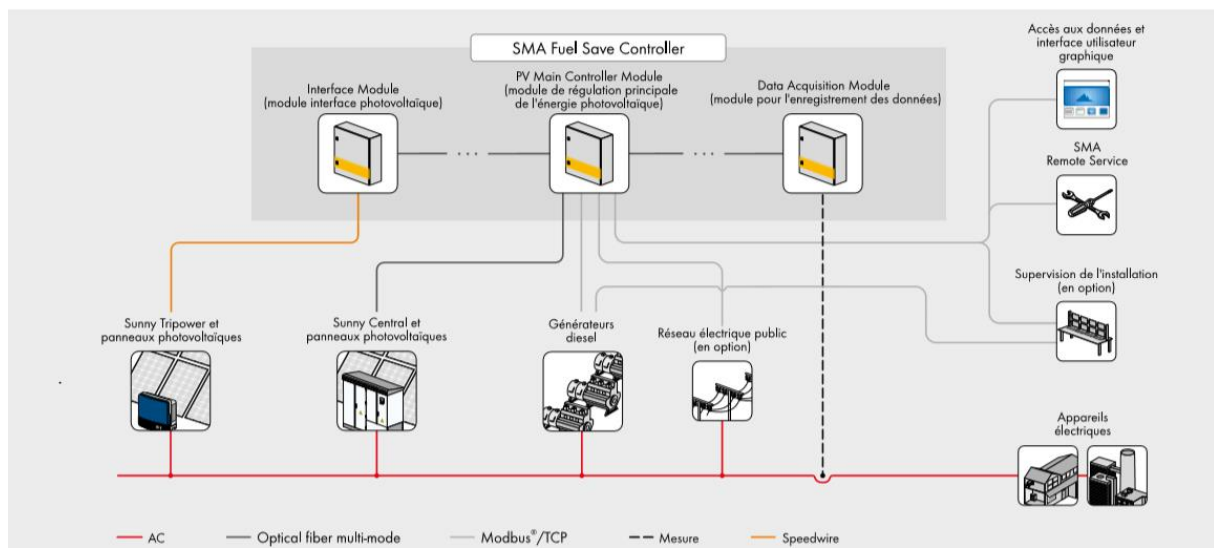


Figure 7: configuration générale de FSC SMA

Le FSC ou régulateur d'économie de carburant SMA est en général une solution de l'intégration de grandes centrales PV dans un réseau à base de groupes électrogènes. Dans notre cas on ajoute l'intégration de l'hydroélectricité aux installations PV. Ce gestionnaire d'énergie assure la surveillance et le contrôle des onduleurs tout en assurant la stabilité du réseau.

Le FSC est composé de trois modules pour accomplir ces tâches : Le module contrôleur principal PV qui est l'unité de commande principale du contrôleur d'économie de carburant SMA, il s'occupe de la commutation des sources selon les différents fonctionnements.

Le module d'acquisition de données sert à acquérir la charge actuelle et l'état du réseau. Le module d'interface représente l'interface avec les onduleurs PV. En outre, il est possible de

surveiller à distance toutes les mesures pertinentes, les données de processus et l'état actuel du système via un système SCADA ou une interface utilisateur Web.

Une autre technologie qui assure la gestion des systèmes hybrides est le **DHYBRID UPP (Universal Power Plateforme)** de « DHYBRID Power Systems GmbH - Germany ». C'est une solution modulaire de gestion d'énergie et des réseaux intelligents. Il constitue la base de l'intégration de différentes sources d'énergie dans une seule et unique alimentation électrique, d'énergie hybride économique et durable. DHYBRID UPP est un système de commande intelligent qui permet d'injecter de l'énergie photovoltaïque dans les systèmes existants tout en assurant un fonctionnement stable de l'ensemble du système. Cette solution conçoit une configuration spécifique au projet. Cette technologie est plus intéressante pour le cas de l'hybridation Hydro/solaire.

Ce gestionnaire d'énergie est composé de trois modules fondamentaux : Le « **Dhybrid UPP Main Controller** » ou contrôleur principal qui est le cœur intelligent du plate-forme Dhybrid. Il se charge de la réception de toutes les valeurs venant des deux autres modules pour détecter la demande et l'état de la charge actuelle. Il est aussi équipé d'une fonction de démarrage / arrêt automatique des générateurs et s'occupe de l'injection de puissance nécessaire pour la charge ; après, il y a le module Dhybrid UPP interface « M » ou mesure qui est un dispositif précis de mesure de données, Toutes les valeurs sont ensuite transférées au contrôleur principal ; le troisième module est le Dhybrid UPP interface PV connecté à l'onduleur PV, il recueille les valeurs réelles de l'onduleur (puissance produite, les tensions, le courant et la fréquence) et les transmet au contrôleur principal DHYBRID UPP.

De plus, ce système de gestionnaire d'énergie est Le DHYBRID SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) et WebPortal qui permet de surveiller à distance la qualité du réseau. [11]

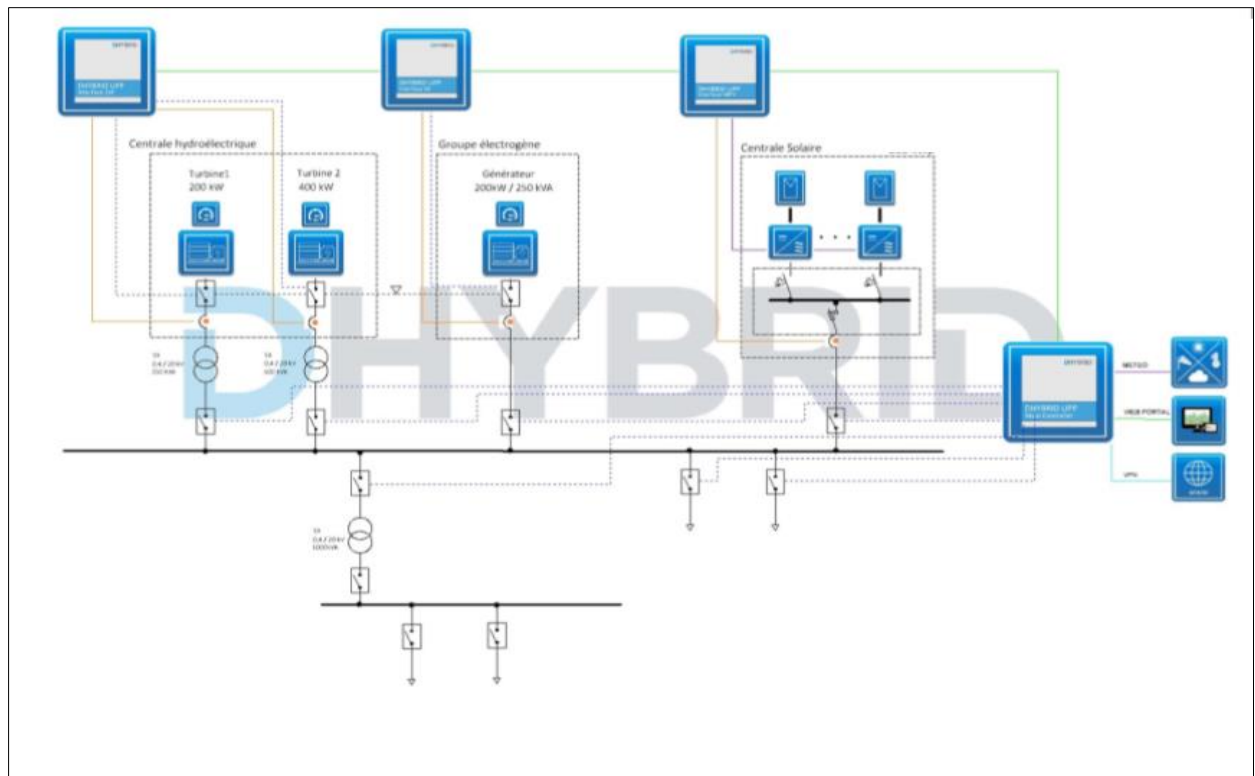


Figure 8: configuration de l'hybridation H/S du projet [11]

I.3. LE PROJET JIRO TARATRA : LES DONNEES D'ETUDE POUR L'HYBRIDATION HYDRO/SOLAIRE [6]

I.3.1 Contexte du projet

ONUDI : L'Organisation des Nations Unies pour le Développement Industriel. Institution spécialisée des Nations Unies chargée de promouvoir le développement industriel pour la réduction de la pauvreté, la mondialisation inclusive, et la sauvegarde d'un environnement durable. Le mandat de l'ONUDI est de promouvoir et d'accélérer le développement industriel durable des pays en voie de développement et des économies en transition.

ADER : Agence de Développement de l'Electrification Rurale qui est un établissement public chargé principalement dans l'exécution du programme de l'électrification, de lancer les appels à projet, appel d'offre, de réaliser les études des APS et APD.

L'ONUDI, en tant qu'agence d'exécution du Fonds pour l'Environnement Mondial (FEM) lance le projet intitulé « Amélioration de l'accès à l'énergie à des fins productives par le développement de petites centrales hydroélectriques en zones rurales à Madagascar » en étroite collaboration avec le Ministère de l'Environnement, de l'Ecologie et du Développement Durable (MEEDD) ainsi que le Ministère de l'Energie et des Hydrocarbures (MEH) et appui l'ADER pour la réalisation de projets d'électrification rurale.

En avril 2015, l'ADER a lancé un appel à projet (AP1) pour l'électrification rurale des régions SAVA, Sofia et Bongolava. Un des projets suivis par l'ONUDI sur recommandation de l'ADER concerne ce projet JIRO TARATRA situé dans la Région Bongolava. L'opérateur sélectionné pour ce projet est la société CASIELEC qui est présente dans l'électrification rurale depuis 2005. Ce projet d'électrification rurale prévoit d'alimenter des localités par un mini réseau isolé alimenté par une centrale hydroélectrique ainsi qu'une ou plusieurs centrales solaires et un groupe thermique de secours.

I.3.2 PRESENTATION DE LA ZONE D'ETUDE

I.3.2.1 situation géographiques de la zone d'étude

La zone d'étude se situe dans le district de Tsiroanomandidy, Région Bongolava, Province d'Antananarivo.

La région Bongolava se situe dans la partie Centre - Ouest de Madagascar et fait partie de la province d'Antananarivo. Sa superficie est de 16 821 km² et rassemble une population d'environ 235 000 habitants.

Elle est composée de deux districts : i) Fénoarivobe, ii) Tsiroanomandidy et est entourée par les Régions de Betsiboka, Melaky, Menabe, Vakinankaratra, Itasy et Analamanga.

La ville de Tsiroanomandidy est le chef-lieu de la Région et aussi le chef-lieu du district de Tsiroanomandidy. Elle est située à 219 km de la Capitale Antananarivo et on la rejoint la par la Route Nationale 1 (RN1) bitumée.

L'étude concerne 6 communes à savoir Ambararatabe, Bemahatazana, Fiadanantsoa, Maritampona, Miandrarivo et Mahasolo, parmi les 18 du district de Tsiroanomandidy et 23 fokontany parmi les 190.

Le site où l'aménagement hydroélectrique est prévu d'être installé se trouve sur la rivière Mandalo, Fokontany de Betaikomby et commune de Maritampona selon les coordonnées : Lat : 19°6'20''S et Long : 46°6'47''E.

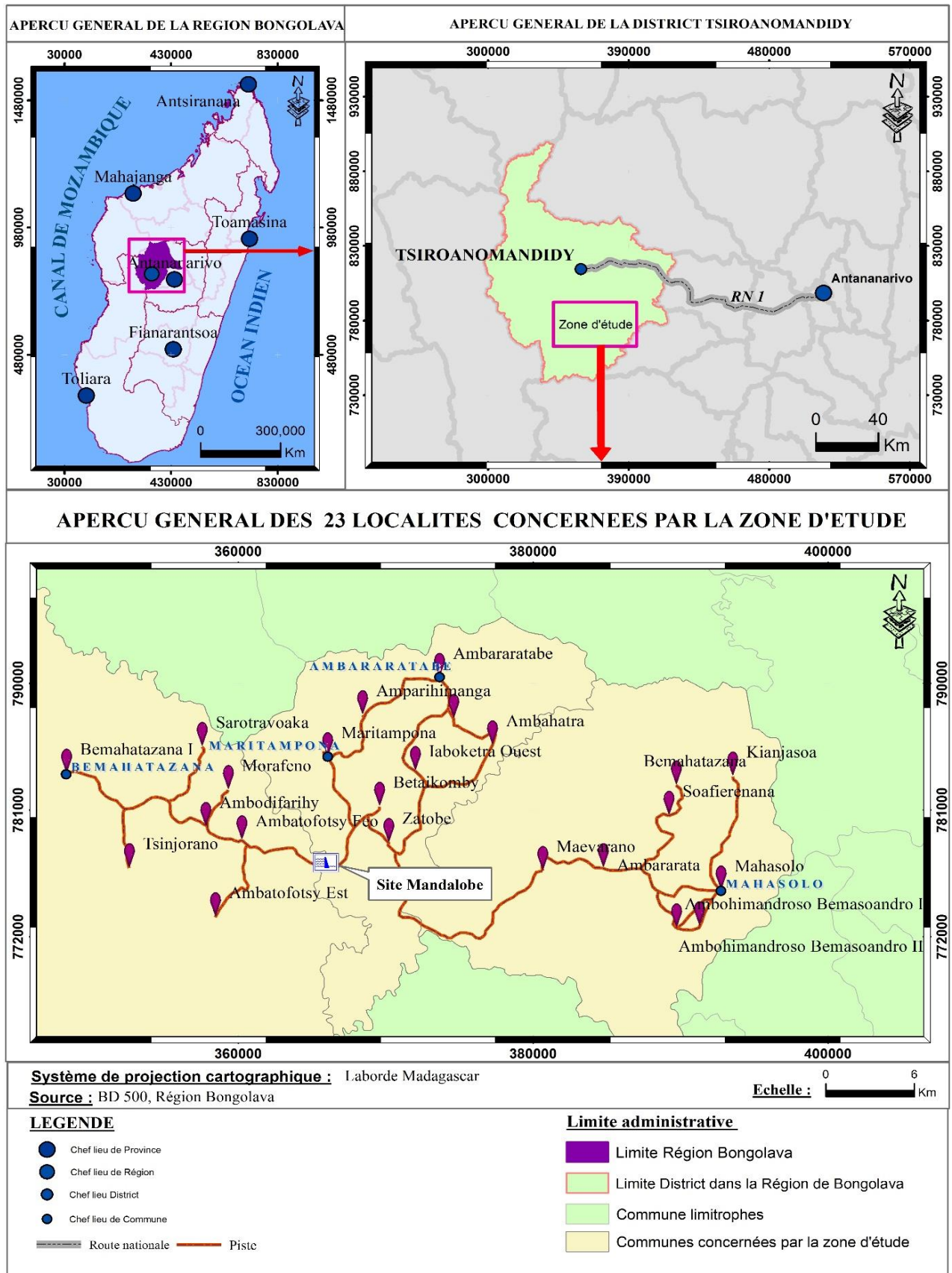


Figure 9 : carte District Tsiroanomandidy avec les 23 localités à électrifier et le site Mandalobe

I.3.2.2 Situation socio-économiques de la zone d'étude

- Situation démographiques**

Au total, le nombre d'habitants sur les 23 localités est 49 405 qui se repartit sur 9 801 ménages. La localité la plus peuplée est Mahasolo avec 4 935 de populations dans 987 ménages. (Monographie de Bongolava, CREAM 2013).

Le taux de croissance démographique de la région est de 2,7% avec une taille moyenne des ménages évaluée à environ 5 personnes (Monographie de Bongolava, CREAM 2013).

Tableau 1 les 23 localités avec leurs communes d'appartenance, le nombre de la population et ménage. [6]

N°	Nom localité	Longitude & Latitude		Commune	Population	Nombre de ménage
1	Ambararatabe	46°11'27.9" E	18°59'24.1" S	Ambararatabe	2960	512
2	Iaboketra Ouest	46°10'14.1" E	19°02'38.8" S	Ambararatabe	1350	270
3	Ambatomitsangana	46°11'45.4" E	19°00'47.0" S	Ambararatabe	2245	449
4	Ambahatra	46°13'15.2" E	19°01'48.0" S	Ambararatabe	2010	402
5	Bemahatazana 1 (Commune)	46°20'28.4" E	19°03'23.1" S	Bemahatazana	3615	723
6	Ambatofotsy Est	46°02'36.2" E	19°08'20.9" S	Bemahatazana	2400	480
7	Soafierenana	46°20'03.7" E	19°04'25.3" S	Fiadanantsoa	3500	700
8	Bemahatazana	45°56'47.2" E	19°02'40.6" S	Fiadanantsoa	3055	611
9	Ambatofotsy Feo	46°03'29.6" E	19°05'27.6" S	Bemahatazana	1260	252
10	Mahasolo	46°22'05.2" E	19°07'24.2" S	Mahasolo	4935	987
11	Ambararata	46°17'35.0" E	19°06'30.0" S	Mahasolo	2165	433
12	Maevarano	46°15'11.2" E	19°06'38.8" S	Mahasolo	2215	443
13	Ambohimandroso Bemasoandro 2	46°21'17.2" E	19°08'48.1" S	Mahasolo	2125	425
14	Ambohimandroso Bemasoandro 1	46°20'21.9" E	19°08'51.7" S	Mahasolo	1700	340
15	Maritampona	46°06'50.1" E	19°02'13.6" S	Maritampona	4600	920
16	Zatobe	46°10'32.9" E	19°07'04.4" S	Maritampona	1040	208
17	Sarotravoaka	46°02'01.6" E	19°01'50.7" S	Miandrarivo	1215	243
18	Amparihimanga	46°08'16.0" E	19°00'37.2" S	Maritampona	2045	409
19	Morafeno	46°03'01.8" E	19°03'30.3" S	Bemahatazana	1215	243
20	Ambodifarihy	46°02'13.1" E	19°04'51.5" S	Bemahatazana	300	60
21	Tsinjorano	45°59'10.7" E	19°06'28.9" S	Bemahatazana	1150	230
22	Betaikomby	46°08'53.1" E	19°04'09.6" S	Maritampona	1250	250
23	Kianjasoa	46°22'32.8" E	19°03'01.1" S	Mahasolo	1055	211

• Situation économiques

La situation économique des habitants dépend de la période de productivité de leurs activités. A un moment de l'année, les habitants ont plus de revenue et à un autre leurs revenus sont faibles.

Calendrier de saisons :

Les mois d'Avril, Mai, Juin et Décembre sont les principaux mois de récolte dans le district de Tsiroanomandidy. La période de récolte est la période où les paysans connaissent une hausse de revenu générée par la vente des produits agricoles (surtout le riz).

Les mois de Janvier, Février, Mars, Juillet, Aout, Septembre, Octobre et Novembre sont les principaux mois de soudure où les habitants sont en période de difficulté économique. Ils correspondent à la fois à la période cyclonique (Janvier, Février, Mars) ainsi qu'aux mois précédant ou suivant une récolte. Ces périodes ont une grande influence sur la consommation des habitants.

Tableau 2 Les périodes de l'année dans le District de Tsiroanomandidy [6]

Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
soudure			récolte			soudure				récolte	

Pour le secteur primaire, dans l'agriculture, les principaux produits cultivés sont le riz, le maïs et le manioc, et dans l'élevage, le bovin, le porcin et l'aviculture.

En général, l'activité économique des habitants tourne autour de l'agriculture et l'élevage. Pour la riziculture, le district de Tsiroanomandidy a une production annuelle de 135 700 tonnes, sur une superficie estimée à 55 200 ha. La Région de Bongolava est aussi réputée par sa grande production de manioc qui s'élargit sur une surface agricole de 20 000ha (rapport d'analyse régionale Région Bongolava).

Concernant le secteur secondaire, les décortiqueries et des petites menuiseries sont les principales petites industries présentes dans la zone d'étude. Les décortiqueries sont en grand nombre à cause de l'importante production de riz.

Tableau 3 Calendrier cultural des localités concernées[6]

PRODUCTION / MOIS	JAN	FEV	MAR	AVR	MAI	JUIN	JUIL	AOU	SEP	OCT	NOV	DEC
RIZ												
MAIS												
MANIOC												

Selon ce calendrier, les habitants de la région ont une hausse de revenu pendant la période de récolte des différentes cultures (marquées en vert sur le tableau), et dépendent aussi la majorité des machineries fonctionnent durant cette période.

L'agriculture et l'élevage sont presque dépendants, pour la Région de Bongolava, l'élevage est dominé par le bovin. A cause de cet important nombre de zébu, la Région est connue pour son insécurité, liée au aux vols de bovins, elle est même classée dans la zone rouge de Madagascar en raison de présence des « dahalo » qui volent les zébus. C'est un inconvénient majeur pour la Région mais une raison de plus d'établir l'électricité (éclairage étant un facteur de lutte contre l'insécurité).

I.3.3 Situation énergétique de la zone d'étude

Dans le district, il y a des communes qui sont déjà électrifiées : Commune de Ankadinondry Sakay électrifiée par la JIRAMA par des groupes électrogènes et la commune de Belobaka électrifiée par un opérateur privé par des sources solaires. Mais dans notre zone d'étude, aucune localité n'est électrifiée mais il existe quelques localités qui sont déjà pré-électrifié par l'entreprise « Heri Madagascar » qui est une entreprise sociale agissant sur le développement économique et social des milieux ruraux. L'entreprise Heri Madagascar a mis en place des kiosques énergétiques qui louent et vendent des lampes rechargeables. Actuellement, ce sont ces lampes et les pétroles lampant qui sont les sources d'éclairage domestique les plus utilisées.

Pour les utilisations commerciales/productives les mini-systèmes solaires et groupes électrogènes sont les plus utilisés.

Parmi les localités à électrifier, les kiosques énergétiques Heri sont présents à Ambararatabe, Bemahatazana, Maritampona et Mahasolo mais ces kiosques seront potentiellement raccordés au futur mini-réseau.

A part, les kiosques Heri Madagascar, il existe au sein de la zone d'étude d'autres acteurs énergétiques :

- Baobab + : marque lancé par le groupe microcred (microfinance) propose des moyens de paiement pour des lampes et des kits solaires ;
- I-Mendrika : filiale du projet OBIO HAMY propose des kits et systèmes solaires jusqu'au 200Wc. Les produits sont quasi exclusivement à des fins domestiques.

I.3.3.1 Les futurs consommateurs

Les futurs consommateurs envisagés pour cette étude sont les ménages, les institutions publiques et les usagers productifs.

- **Une société OBIO HAMY**

Cette société projette d'implanter une usine de transformation pour produire de l'éthanol à partir de manioc dans la Commune de Maritampona, à environ 350m de la chute de Mandalobe.

- **Les ménages**

Dans les 23 localités concernées par cette étude, il y a 9801 ménages[6].

En fonction de certains critères comme (Revenus mensuels moyens en période de soudure, activités génératrices de revenus principales, fragilité face à la saisonnalité des revenus, potentiel de croissance des revenus, volonté à payer pour des services énergétiques), les ménages sont classifiés en 3 catégories :

- Les ménages à revenu faible (qui ont comme revenus mensuels en période de soudure inférieur à 110 000 Ar), ils utilisent environ des éclairages, la radio et le chargeur de téléphone ;
- Les ménages à revenu moyen (revenus mensuels en période de soudure entre 110 000 Ar et 210 000 Ar), ils utilisent en plus des classes de ménages ci-dessus de la TV et DVD ;
- Les ménages à revenu élevé (revenus mensuels en période de soudure supérieur à 210 000 Ar). Ces classes de ménages ont la capacité d'utiliser d'autres appareils autres que ceux cités précédemment comme des mixeurs, ventilateurs, ordinateur, des réfrigérateurs etc.

- **Les institutions publiques**

Dans les 23 localités, il y a 279 institutions publiques.

- La mairie ;
- La santé ;
- L'éducation : Zone d'Animation Pédagogique (ZAP), Ecole Primaire Publique (EPP), Collège d'Enseignement Général (CEG), lycée et école privée ;
- La sécurité : la gendarmerie et le Détachement Autonome de Sécurité (DAS) ;
- Les églises.

- **Les usagers productifs**

Les usagers productifs considérés dans l'étude sont :

- Les restaurants bar ;
- Les multiservices ;
- Les hôtels ;
- Les machineries. ;
- Les Institutions de Microfinance (IMF) ;

- Les projections vidéo ;
- Les associations.

Dans les 23 localités, ils sont au total 256 usagers productifs dont 78 sont des décortiqueries, 26 sont des postes de soudure, 7 machines à bois.

I.4.3.2 les données de consommations

Les données ci- après sont recueillies d'une étude réalisée par un bureau d'étude spécialisé. Ils sont obtenus par des enquêtes et par des documents sur les différents lieux d'études. C'est en fonction de ces données qu'on dimensionne et définit notre système hybride.

Les données de consommation sont données selon les deux périodes cités précédemment (période de récolte et période de soudure) car toutes les activités que ce soient sociales aussi qu'économiques et surtout consommation en énergie électrique des habitants dans la zone d'étude dépendent de ces périodes.

• Courbe de charge annuelle des 23 localités

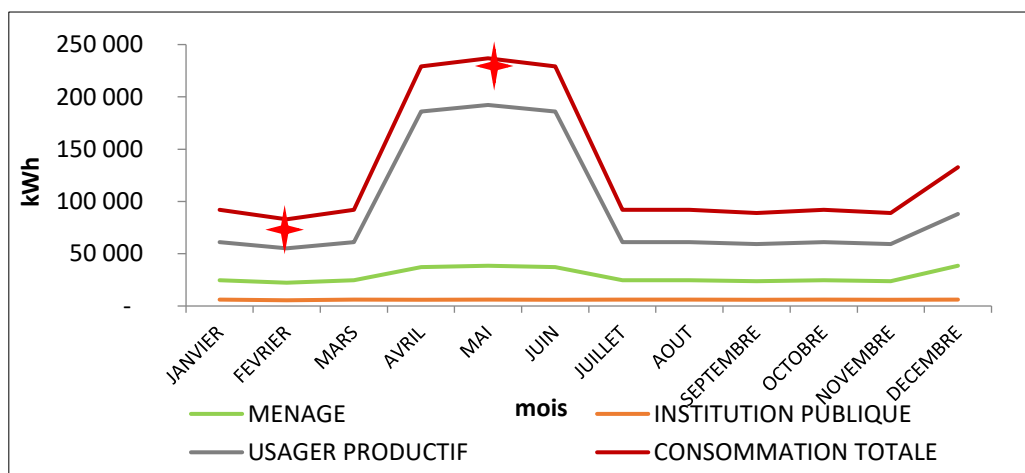


Figure 10 : courbe de charge annuelle des 23 localités. [6]

La consommation annuelle totale des 23 localités est 1 548 000 kWh (année 5).

Le mois de mai présente la plus importante consommation attendue avec 236 883 kWh et le mois de février le plus faible avec 82 906 kWh.

Sur cette courbe, on voit que pendant les mois d'Avril, Mai, Juin, une augmentation de la consommation est attendue. par rapport aux autres mois de l'année. Cette période n'est autre que la période de récolte et les autres à part le mois de décembre correspond aux périodes soudures.

Pendant la période de récolte, les habitants consomment beaucoup plus car c'est pendant cette période où ils ont beaucoup de revenus ; cette augmentation que représente cette courbe

aux mois indiqués peut aussi s'expliquer sur le fait que les décortiqueries et les autres machineries fonctionnent plus par rapport à la période de soudure grâce aux récoltes.

- **Courbe consommation mensuelle des 23 localités**

Pendant la période de récolte, la consommation mensuelle maximale des 23 localités est aux alentours de 236 900 kWh ; tandis que pendant la période de soudure, elle est égale à 91 855 kWh.

L'allure de la courbe est presque la même que pendant la récolte ou pendant la soudure. Sauf que pendant la période de soudure, elle est plus faible, voire inférieure à la moitié de celle de la période de récolte.

On peut aussi remarquer que pendant chaque weekend, il y a léger abaissement de la consommation par rapport aux jours ouvrables.

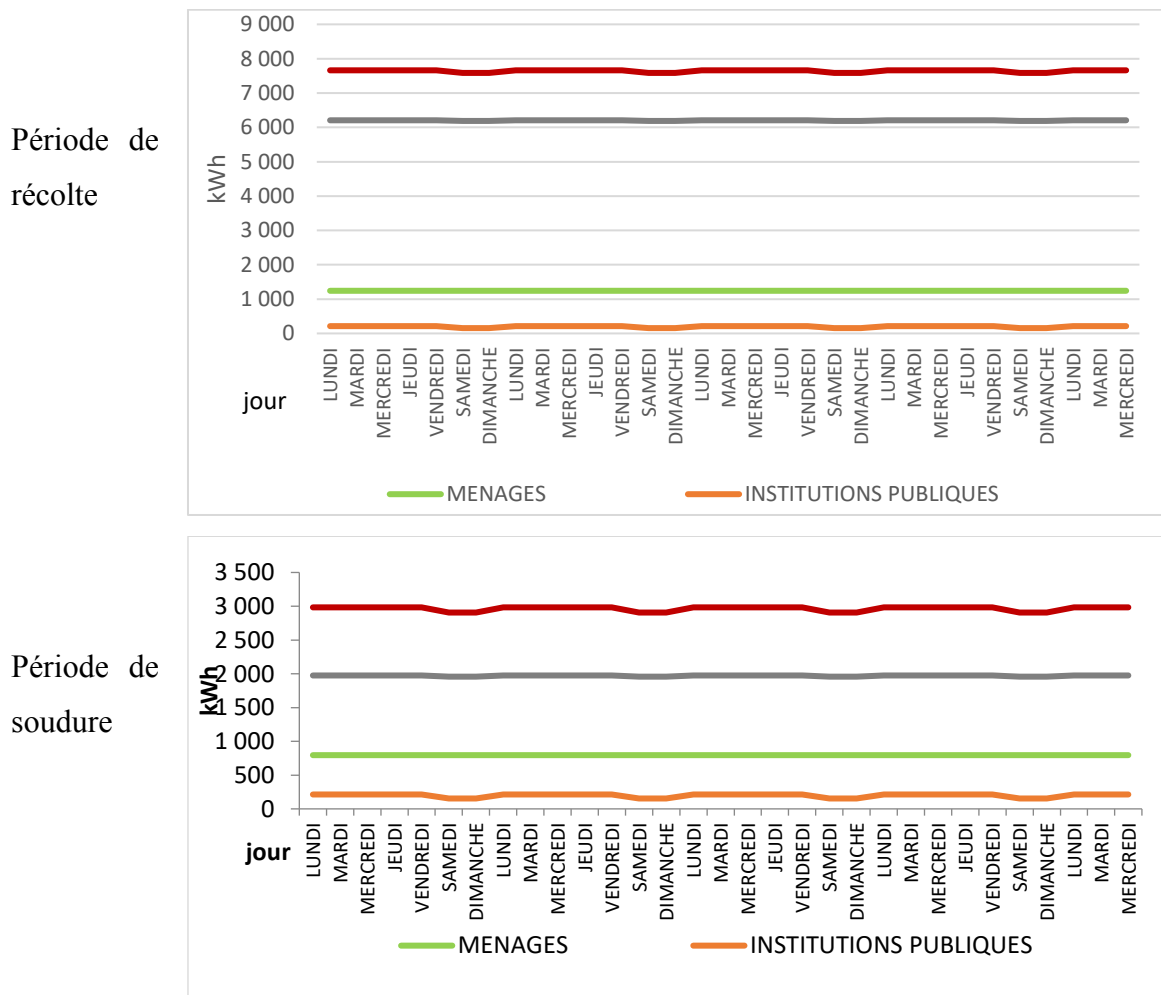


Figure 11 : Courbe de consommation mensuelle pendant période de récolte et soudure des 23 localités [6]

- **Pic de puissance journalière des 23 localités**

D'après le graphique ci-après, On voit qu'entre 11h à 11h30, le pic de puissance journalier pendant la période de récolte peut atteindre jusqu'à 915kW alors qu'entre 21h à 7h, il est de l'ordre de 17kW c'est en général évident car les gens dorment pendant cet intervalle de temps. De 8h à 9h 30, il augmente de 38 kW à 46 kW. De 12h à 14 h, il reste à 148kW et le pic nocturne est entre 19h et 20h égale à 330kW ce qui est expliqué par l'usage de l'éclairage, les radios, les télévisions.

Entre De 10h à 11h 30 et 14h à 15h, on remarque le plus grand pic ; ceci est dû prioritairement au fonctionnement des machineries comme les décortiqueuses, qui sont les plus énergivores.

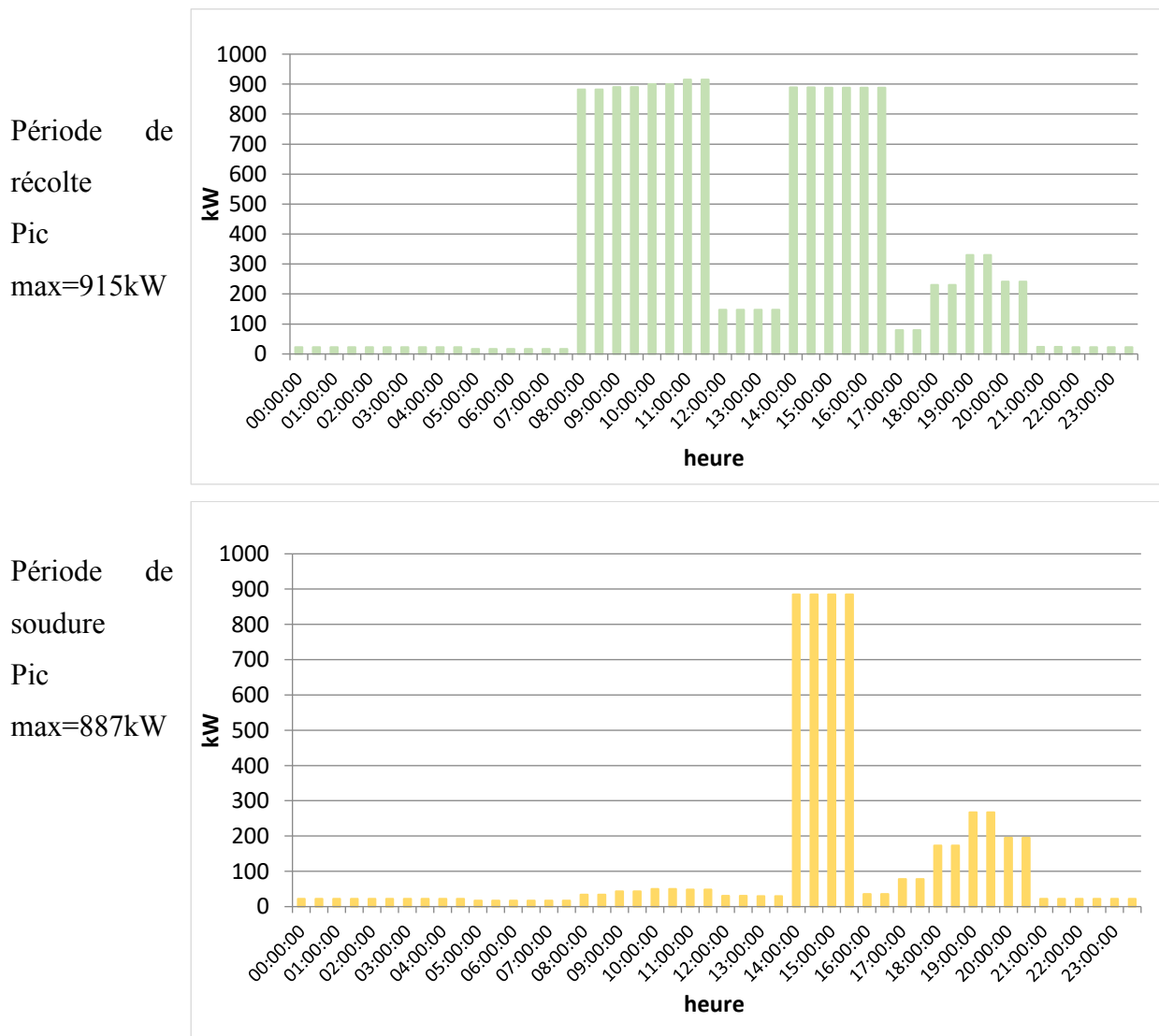


Figure 12 :pic journalière pendant période de récolte et soudure des 23 localités[6]

Même si la période de soudure est la période où la récolte est terminée et que les gens ont moins de revenus, le pic de puissance journalier peut encore atteindre 887 kW entre 14h à 15h30. Les décortiqueries et les autres machineries continuent toujours de fonctionner car les paysans ont certainement de stock de riz ou d'autres récoltes pour subvenir aux besoins pendant la période de soudure, ce qui explique le pic pendant les heures indiquées.

Par rapport au pic matinal de la période de récolte, on remarque que, pendant la période de soudure le pic est très faible, les machineries fonctionnent seulement donc l'après-midi. Le plus grand pic nocturne se trouve entre 19h et 19h30, il est égal à 267kW. Le plus grand pic se trouve dans la localité : « Mahasolo » avec 113kW ; et le plus faible pic à Ambohimandroso Bemasoandro1 avec 11kw.

- Evolution de la consommation sur 20 ans

Tableau 4 Tableau 8 évolution de la consommation pendant 20 ans[6]

ANNEE	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Consommation annuelle Ménages (kWh)	103 139	178 241	251 511	297 986	344 799	387 958	435 762	488 677	547 207	611 910
Consommation annuelle Institutions publiques (kWh)	28 526	40 054	57 705	70 044	71 954	74 251	75 736	77 251	78 796	80 372
Consommation annuelle Machineries (kWh)	704 057	817 795	935 881	1 006 714	1 027 259	1 047 804	1 068 760	1 090 135	1 111 938	1 134 177
Consommation annuelle Usagers Productifs (kWh)	92 747	96 106	98 377	101 016	103 988	124 583	127 075	129 616	132 209	134 853
TOTAL Consommation (kWh)	928 470	1 132 196	1 343 474	1 475 760	1 548 001	1 634 597	1 707 334	1 785 680	1 870 151	1 961 312
Taux d'augmentation annuel de la consommation	na	22%	19%	10%	5%	6%	4%	5%	5%	5%
TOTAL appel charge annuel max (kW)	561	680	804	882	923	974	1 016	1 061	1 110	1 163
Appel de charge jour max (kW)	557	675	798	874	915	965	1007	1051	1099	1151
Appel de charge nuit max (kW)	191	236	283	313	330	350	367	386	406	428
ANNEE	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Consommation annuelle Ménages (kWh)	671 623	736 936	808 361	886 455	971 824	1 020 415	1 071 436	1 125 007	1 181 258	1 240 321
Consommation annuelle Institutions publiques (kWh)	88 494	90 264	92 069	93 911	95 789	97 705	99 659	101 652	103 685	105 759
Consommation annuelle Machineries (kWh)	1 156 860	1 179 998	1 203 598	1 227 670	1 252 223	1 277 267	1 302 813	1 328 869	1 355 446	1 382 555
Consommation annuelle Usagers Productifs (kWh)	152 076	155 117	158 220	161 384	164 612	167 904	171 262	174 687	178 181	181 745
TOTAL Consommation (kWh)	2 069 053	2 162 315	2 262 248	2 369 419	2 484 447	2 563 291	2 645 169	2 730 216	2 818 570	2 910 379
Taux d'augmentation annuel de la puissance pointe	5%	5%	5%	5%	5%	3%	3%	3%	3%	3%
TOTAL appel charge annuel max (kW)	1 225	1 279	1 337	1 398	1 464	1 510	1 557	1 607	1 658	1 711
Appel de charge jour max (kW)	1213	1266	1322	1383	1448	1493	1539	1588	1638	1690
Appel de charge nuit max (kW)	454	476	500	526	554	573	592	612	633	655

Données de consommation de l'Usine OBIO HAMY

L'usine OBIO HAMY fait partie des futurs consommateurs du miniréseau, elle prévoit d'installer une usine de production d'éthanol à partir de transformation de manioc dans la Commune de Maritampona. Elle aurait un pic de puissance appelée d'environ 140 kW, une consommation journalière estimée à environ 1,7 MWh soit une consommation annuelle d'environ 578 MWh.

Avec la société OBIO HAMY, il a été discuté la possibilité d'aménager les horaires de production afin d'optimiser le bon fonctionnement de la centrale comme la possibilité que l'usine puisse faire tourner ces machines les plus énergivores la nuit.

Ci- dessous la courbe de charge journalière de l'usine.

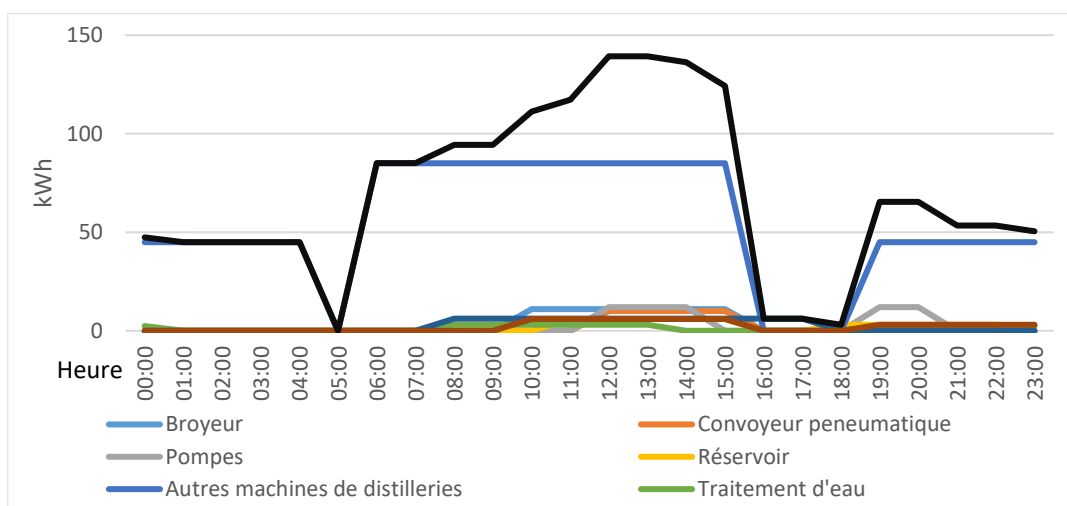


Figure 13 : Courbe de charge journalière de l'usine d'éthanol OBIO HAMY [6]

• Courbe de charge journalière des 23 localités avec la Obio Hamy

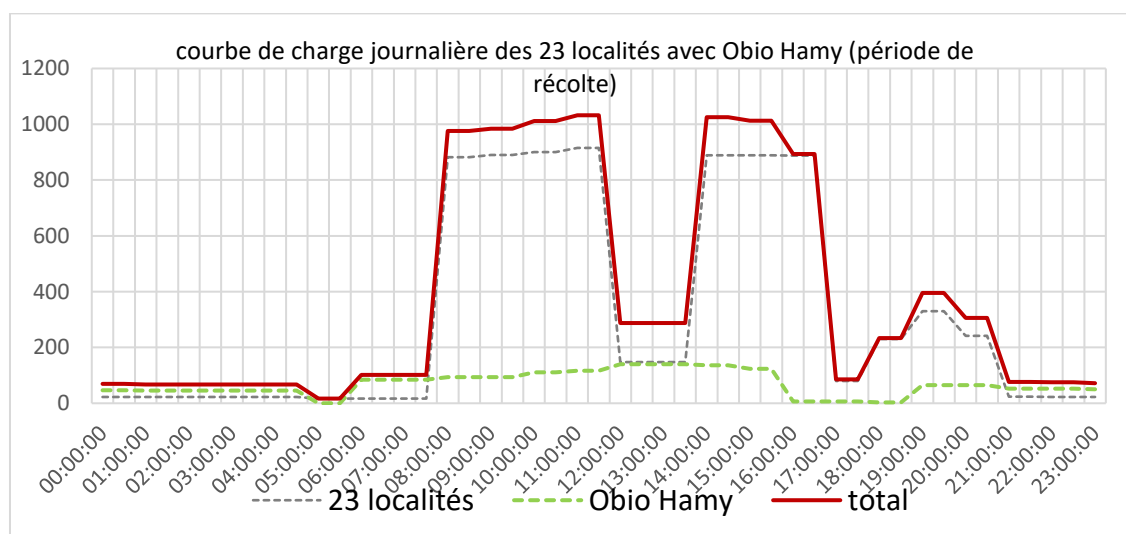


Figure 14: courbe de charge journalière des 23 localités avec l'usine Obio pendant la période de récolte [6]

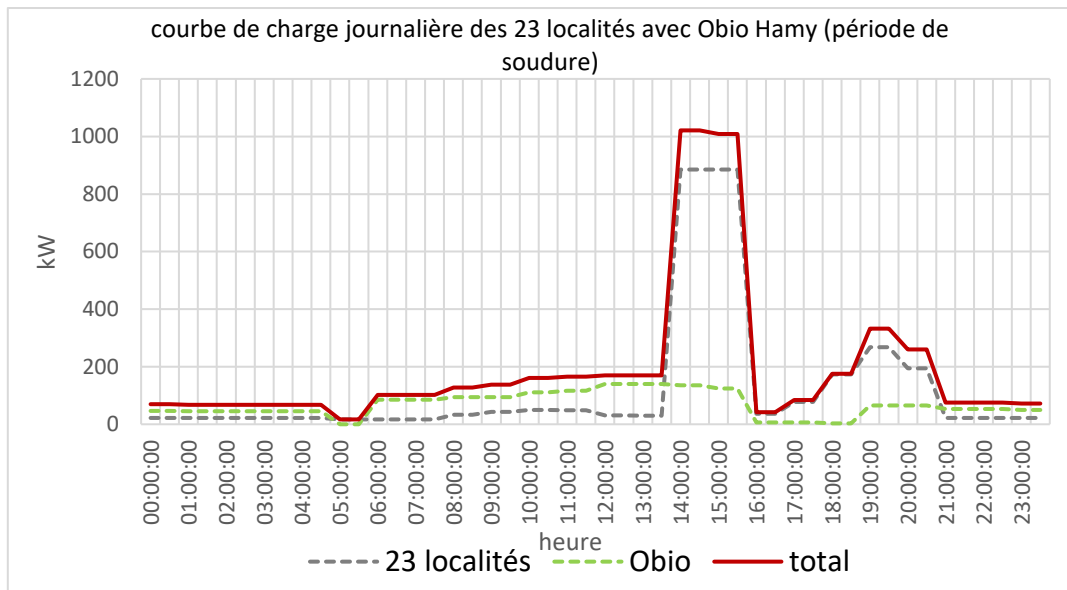


Figure 15: courbe de charge journalière des 23 localités avec l'usine Obio pendant la période de soudure[6]

Ces deux graphiques montrent la courbe de charge des 23 localités avec la société Obio Hamy. La courbe de charge pour la période de récolte présente deux pics en diurne qui peut atteindre 1032 kW, le pic nocturne est de 395 kW. Pour la période de soudure, le pic se trouve en après-midi, il est environ 1021 kW et celui du nocturne est environ 332kW.

I.3.4 DONEES HYDROLOGIQUES

Les données ci-après ont été récupérées dans un livrable étudiant l'aménagement hydroélectrique de Mandalobe.

Le bassin versant de la rivière Mandalobe se trouve sous un régime climatique de transition entre climat tropical humide et le climat tropical sec. Il bénéficie toutefois d'une pluviométrie annuelle relativement élevée mais qui présente une saisonnalité marquée comme illustrée sur la figure suivante.

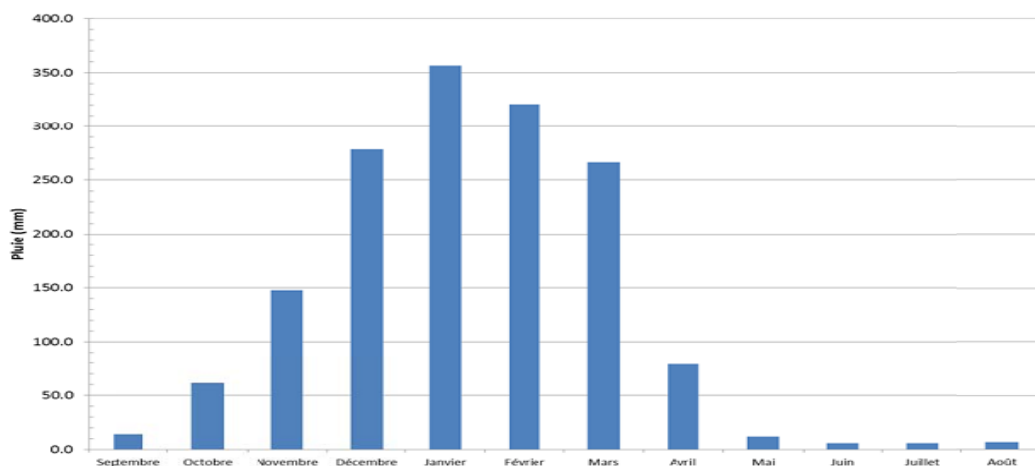


Figure 16 : Pluie moyen mensuel de rivière Mandalobe [4]

I.3.4.1. Caractéristiques de l'aménagement hydroélectrique à installer

La récapitulation des caractéristiques spécifiques de l'aménagement hydroélectrique qui sera mis en place pour notre système hybride sont résumés par le tableau ci – après ;

Tableau 5 Caractéristiques principales de l'aménagement hydroélectrique de Mandalobe[4]

Paramètre	Valeur				Unité	Remarque
Localisation du site Mandalobe	Lat : 19°6'20''S Long : 46°6'47''E					Région Bongolava, District Tsiroanomandidy, Commune Maritampona, Fokontany Betaikomby
Débits	Crue : 1100	Module : 22.16	DCE: 0.40	Qrés: 0.40	m3/S	Cours d'eau Mandalo (Bassin Versant 727 km2)
Hauteur de chute brute	25.65				m	Perte de charge globale ~7%
Débit d'équipement	3.0				m3/s	Fréquence de dépassement de 58% (avec débit réservé)
Puissance installée	600				kW	Turbine Banki 200Kw(1m³/s) Turbine Francis 400Kw(2m³/S)
Longueur Barrage	129				m	Profil Creager
Hauteur barrage	4.35 max				m	Seuil : 710.35m
stockage	81 000				m3	Volume utile niveau d'eau minimale : 708m
Conduite en charge	1seule conduite φ 1200-φ225				mm	Conduite en acier enterrée Conduite en acier aérienne
	2conduites φ900 et φ600 2*8m					

L'aménagement sera implanté en rive gauche de la rivière Mandalo. Il comprend essentiellement : Un seuil ; une prise d'eau latérale munie de deux vannes ; un dessableur suivi d'une chambre de mise en charge ; une conduite forcée ; une usine équipée de deux groupes de 200kW et 400kW avec un transformateur MT 21kV. La grande turbine choisi est un turbine Francis horizontal et la petite turbine est du type Banki, cette dernière sera en mesure de fonctionner avec un débit minimal de la rivière. La tension de sortie de l'usine est 20kV. Un régulateur de vitesse de type PID est prévu pour chaque groupe turbo-alternateur qui pourrait être programmé en mode puissance et en mode fréquence selon le besoin réel du réseau. L'alimentation des auxiliaires de la centrale est assurée par un transformateur 20kV/400V installé dans la centrale. Pour permettre d'optimiser les ressources en eaux en période d'étiage, l'aménagement prévoit une grande capacité de réservoir jusqu'à 81 000m³, qui constitue aussi la particularité de cette aménagement. Ce stockage joue un rôle majeur sur l'aménagement .

Avec une chute de 25m et un débit d'équipement nominale de 3m³/s on a :

Tableau 6 Productible de la rivière Mandalobe en kWh[4]

MOIS	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre	ANNUEL
Débit moyen mensuel interannuel (m ³ /S)	65,45	67,61	54,36	26,15	9,9	4,34	2,18	1,14	0,68	0,83	2,54	27,24	21,87
Débit réservé (m ³ /S)	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Débit disponible sans mobilisation de stockage (m ³ /S)	3	3	3	3	3	3	1,78	0,74	0,28	0,43	2,14	3	
Puissance moyenne disponible (kW)	600	600	600	600	600	600	335	142	-	70	405	600	
Productible sans mobilisation de stockage et lachure de débit réservé	446 400	403 200	446 400	432 000	446 400	432 000	249 240	105 648	-	52 080	291 600	446 400	3 751 368
Productible avec mobilisation de stockage et lachure de débit réservé	446 400	403 200	446 400	432 000	446 400	432 000	266 166	111 600	42 390	59 471	312 660	446 400	4 126 584

CHAPITRE II. METHODES

II.1 LES LOGICIELS UTILISES DANS « METHODES »

II.1.1 PV -GIS

L'application en ligne gratuite PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) est un excellent outil de simulation qui permet de calculer la production de systèmes photovoltaïques connectés au réseau en Europe en Afrique, en Asie et en Amérique (et également pour site isolés). A l'aide de son interface Google Maps intégré, il est très facile d'obtenir les données de production d'un système PV à partir des données d'ensoleillement précises du site (intégrant notamment les masques lointains liés au relief, collines, montagnes).

Par ailleurs PVGIS propose des cartes d'ensoleillement (irradiation en kWh/m²) et de température précises haute définition de la plupart des Pays du monde.

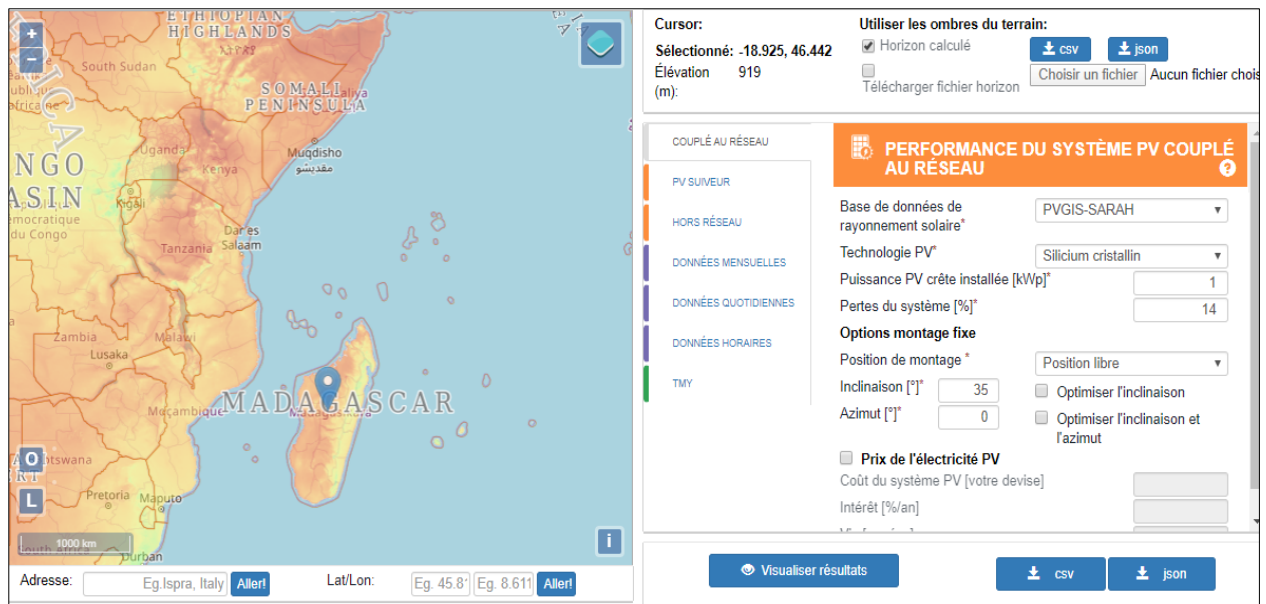


Figure 17 : Aperçu interface PV-GIS PV SYST[23]

II.2 PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT DE LA CENTRALE HYBRIDE

Pour la partie Hydro, les caractéristiques générales de l'aménagement installé sont déjà mentionnées dans le chapitre précédent ; Pour la partie solaire, les caractéristiques des composants de l'installation sont à déterminer. Ils dépendent de la puissance crête de l'installation PV et aussi du principe de fonctionnement de la centrale hybride envisagée.

Généralement, pour l'optimisation du principe de fonctionnement et de dimensionnement de la centrale, on propose que la centrale PV fonctionnera en diurne.

Détermination de la capacité solaire à installer :

La puissance idéale de la partie solaire pour l'hybridation avec l'aménagement hydroélectrique. Pour cette étude, les futurs consommateurs sont les 23 localités et l'usine d'éthanol OBIO HAMY. Pour les calculs, on se réfère aux données de l'année 5 (consommation des futurs consommateurs pour l'année).

Evaluation du gisement solaire

Avec le logiciel PV GIS, on a pu évaluer les résultats suivants pour le lieu d'étude (Maritampona-Madagascar) : Avec 1kWc de système installé, on peut avoir 127, 1 kWh (Annexe 7).

En comparant la productible hydro et l'énergie nécessaire pour les utilisateurs pendant chaque mois selon la période.

Tableau 7 consommation mensuelle des 23 localités avec l'usine Obio et le productible hydro[6,4]

	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin
Productible hydro	446 400	403 200	446 400	432 000	446 400	432 000
Consommation	138 245	129 296	138 245	275 612	283 276	275 612
	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
Productible hydro	249 240	105 648	42 390	59 471	291 600	446 400
Consommation	138 275	138 245	135 262	138 245	135 262	179 095

On peut tirer de ce tableau que pendant neuf mois sur douze l'énergie que peut délivrer la centrale hydroélectrique est largement suffisante pour desservir l'électricité aux habitants des 23 localités et l'usine OBIO HAMY. Toutefois lors des trois mois d'étiage (Aout, Septembre, Octobre) l'énergie potentielle issue de la centrale hydroélectrique est insuffisante. Favorablement, ces trois mois correspondent à la période de soudure où les utilisateurs consomment moins.

⇒ On va alors orienter l'étude de dimensionnement sur la période de soudure et surtout sur le mois le plus défavorable en ressource hydraulique de l'année, c'est-à-dire le mois de septembre (période d'étiage qui correspond aussi à la période de soudure).

⇒ Pour plus de précision, on va aussi orienter le calcul sur la consommation diurne car les générateurs PV sont prévus de fonctionner en diurne selon le principe de fonctionnement envisagé.

* On prend comme horaire de référence pour « diurne » : 8h-18h à cause de l'horaire de disponibilité de la production solaire.

D'après l'étude de la consommation, On a :

Tableau 8 Consommation nocturne et en journée des 23 localités et OBIO[6]

	23 localités		OBIO HAMY		TOTALE	
	journalière	mensuelle	journalière	mensuelle	journalière	mensuelle
consommation nocturne 18h-08h	756 kWh/J	22 680 kWh/mois	685 kWh/J	19 180 kWh/mois	1 441 kWh/J	41 860 kWh/mois
consommation diurne 8h-18h	2 183 kWh/J	65 490 kWh/mois	971 kWh/J	27 188 kWh/mois	3 154 kWh/J	678 kWh/mois

La consommation diurne est égale à 92 678 kWh/mois. Il faut donc 92 678 kWh venant de la source PV pour satisfaire la charge diurne.

En fonction de la production électrique mensuelle du système en mois de Septembre, Pour 1kWc installé de système PV, on peut avoir 127,1 kWh en mois de Septembre sur notre zone d'étude.

Donc, pour 92 678 kWh, On a besoin de **750 kWc** de panneau photovoltaïques.

Ainsi, la centrale photovoltaïque fonctionnera pendant la journée entre 8h et 18h pendant la période d'étiage.

II.2.1 LES DIFFERENTS PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT DE LA CENTRALE HYBRIDE PROPOSES

Dans une année, il y a deux principes selon les deux différentes périodes de l'année. La période de crue et la période d'étiage.

II.2.1.1 1^{er} principe de fonctionnement proposé :

Architecture électrique :

Les 23 localités avec la société OBIO HAMY seront électrifiées par un système hybride composé de :

- Centrale hydroélectrique d'une puissance $P = 600 \text{ kW}$;
- Centrale PV de puissance crête $P_c = 750 \text{ kWc}$;
- Groupe électrogène.

Principe de fonctionnement :

Pour ce principe, on se base toujours à la période d'été car c'est la raison de cette hybridation.

Pendant la période d'été, à savoir, le mois d'Août- Septembre-Octobre, à la base la centrale photovoltaïque fonctionne en diurne et la centrale hydro en fonctionnement nocturne. Le groupe électrogène agit en cas de besoin durant les pics et les nuages.

Le photovoltaïque seul fonctionne en diurne entre [8h ;14h [et [16h ;18h [, entre 14h-15h30, le générateur PV fournit sa puissance et le groupe électrogène le complète pour le pic. L'hydroélectrique fonctionne entre [18h ;8h [, pour le pic nocturne.

Le groupe électrogène vient en appoint si le productible hydro n'est pas suffisant.

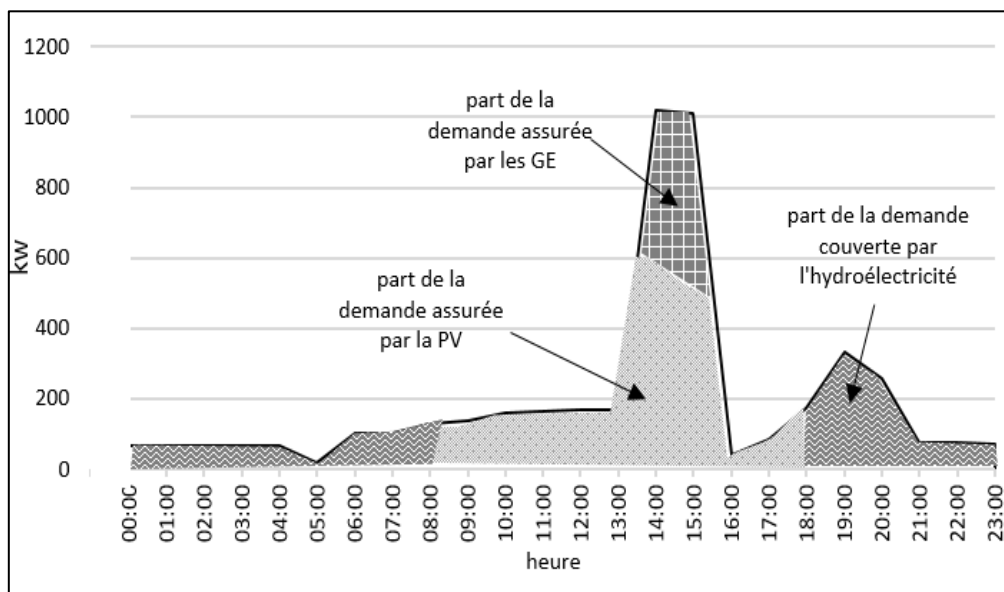


Figure 18: courbe d'emplacement d'énergie (1er principe proposé)

Pour ce principe, il nécessite une intervention régulière des groupes électrogènes avec une grande participation ; par conséquent il nécessite une grande puissance des GE et d'une grande quantité de carburant.

Pour la période de crue (Janvier à Juillet et Novembre à Décembre), le fonctionnement prévu nécessite 250 kVA de groupe électrogène (durant cette période, on envisage que les GE sont utiles en début de la journée au moment où la puissance délivrée par la partie hydro est inférieure au pic mais en plus le productible PV est encore très faible).

En période d'été c'est-à-dire les trois mois critiques (Août, Septembre, Octobre), le pic diurne peut atteindre jusqu'à 1MW alors que la production solaire ne peut donner qu'environ 500KW, alors 650 kVA de groupe diesel est nécessaire.

D'où, $P_{GE}=650$ kVA.

II.2.1.2 2^{ème} principe proposé :

Architecture électrique :

- Centrale hydroélectrique d'une puissance $P = 600\text{kW}$;
- Centrale PV de puissance crête $P_c = 750\text{kW}$;
- Des batteries de stockage chimique.

Principe de fonctionnement :

Pendant la période d'été, En diurne, la Photovoltaïque est en base pour assurer la demande, en cas de pic non couvert par le PV au fil du soleil, l'eau du réservoir de l'hydroélectrique vient en appoint jusqu'à ce que la demande peut être assurée par le PV seul. Le débit disponible de la rivière va remplir le réservoir et charger les batteries. Les surplus d'énergie venant des panneaux solaires sont aussi envoyés vers les batteries de stockage qui va assurer la charge nocturne.

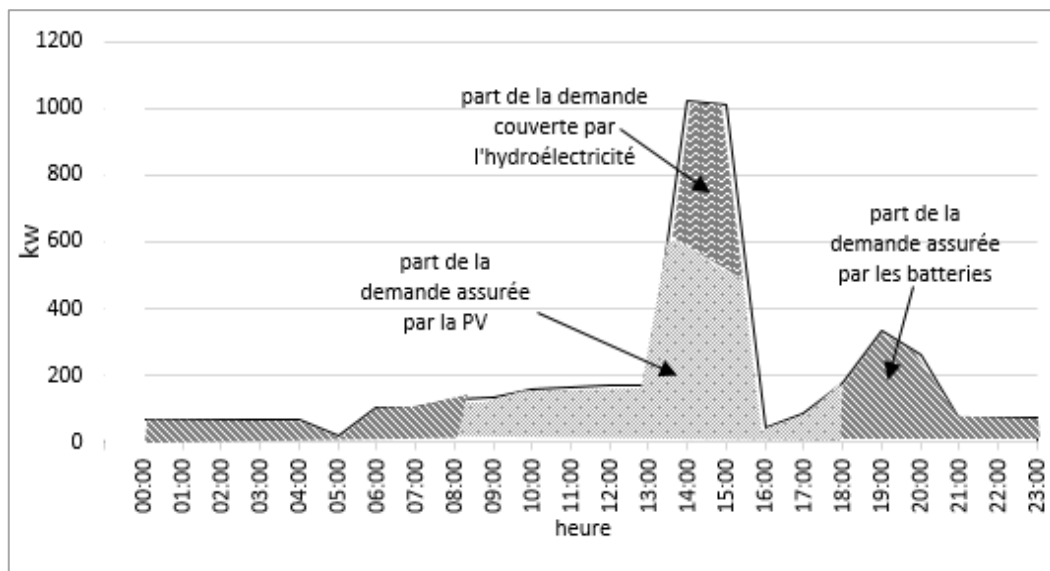


Figure 19: courbe d'emplacement d'énergie (2^{ème} principe proposé)

La puissance maximale demandée venant de l'hydro (réservoir) est environ 500kW (14h30-15h).

Si on veut avoir 500kW ; on fait fonctionner la centrale (réservoir) avec un débit de $2\text{m}^3/\text{S}$, ceci correspond au débit nominale de la grande turbine (puisque comme il est mentionné précédemment, la centrale est formée de deux turbines de puissances 200kW et 400kW).

Avec $q = 2\text{m}^3/\text{S}$; pour 1,5 heure/jour, avec un réservoir de $81\,000\text{m}^3$, la centrale peut fonctionner 18 jours.

Selon ce principe, la capacité nécessaire de batterie est égale à $3\,737\,500\text{Ah}$, ceci est une valeur énorme et impliquerait un investissement considérable (CAPEX).

II.2.1.3 3^{ème} principe proposé :

Architecture électrique :

- Centrale hydroélectrique d'une puissance $P = 600\text{kW}$;
- Centrale PV de puissance crête $P_c = 750\text{ kWc}$;
- Des batteries stockage ;
- Groupe électrogène.

Principe de fonctionnement :

Pendant la période d'étiage, en diurne, les générateurs PV produisent pour alimenter la charge, quand elle n'est pas suffisante (normalement entre 14h30 et 15h), le réservoir hydroélectrique est mobilisé. Le surplus de la production PV est stocké dans les batteries.

Au fil de la journée, le débit disponible est envoyé vers le réservoir pour remplacer l'eau tiré.

En nocturne, à la base, la charge est alimentée par l'hydroélectricité avec le débit minimal turbinable formé d'une part par le débit naturel associé à la capacité du réservoir et d'autre part par le débit tiré du réservoir ; en cas de manque surtout pendant le pic, les batteries viennent compenser l'énergie demandée.

Débit minimal turbinable $q_{\text{minturb}} = 0,32\text{ m}^3/\text{s}$

Débit disponible $= 0,28\text{ m}^3/\text{s}$

Débit nécessaire venant du réservoir $q_{\text{nec rés}} = 0.04\text{ m}^3/\text{s}$

Avec $q_{\text{minturb}} = 0.32\text{ m}^3/\text{s}$; on aura environ 60 kW ;

Entre 18h et 8h (nocturne), on a besoin de $0.04\text{ m}^3/\text{s}$ tiré du réservoir pour compléter le débit disponible pour avoir le débit minimal turbinable afin d'assurer le minimum de puissance.

Pour le mode diurne, on prend $q_{\text{rés}} = 1.5\text{ m}^3/\text{s}$, le débit de fonctionnement de la centrale alimenté par le réservoir pour compléter le générateur PV pendant le pic. Avec ce débit, on aura environ 300 kW alors que le pic atteint à 500 kW . Dans ce cas, la mobilisation de groupe électrogène est nécessaire. On a donc besoin d'environ 250 kVA de GE.

Pour ce principe, l'intervention du groupe électrogène est régulière, donc l'usage d'une grande quantité de carburant, ce qui est évité au maximum pour ce projet.

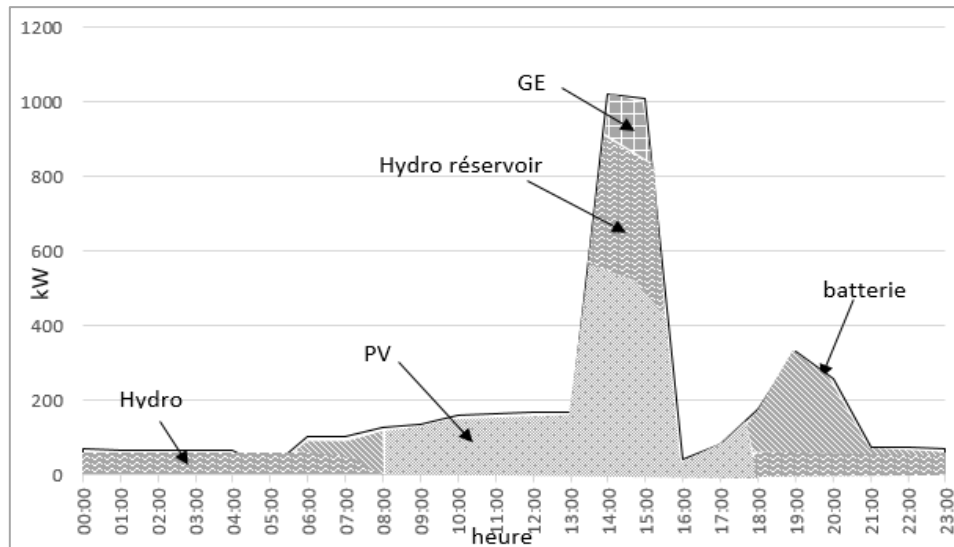


Figure 20: courbe d'emplacement d'énergie (3^{ème} principe proposé)

II.2.1.4 4^{ème} principe proposé :

Architecture électrique :

- Centrale hydroélectrique d'une puissance $P = 600 \text{ kW}$;
- Centrale PV de puissance crête $P_c = 750 \text{ kWc}$;
- Des batteries stockage.

Principe de fonctionnement :

En diurne, la charge est alimentée par les générateurs PV qui fonctionnent au fil du soleil en injection directe. Quand sa production n'est pas assez, généralement au moment du pic, les batteries de stockages sont mobilisées pour compenser l'énergie nécessaire.

En nocturne, la centrale hydroélectrique alimente les charges avec le débit minimum et en cas de manque, les batteries viennent en apport.

Le surplus de production venant des générateurs PV sont envoyés vers les batteries.

Pendant la journée, pour les premières 6 heures on fait tourner la petite turbine avec le débit minimum pour charger les batteries avec le surplus de production solaire, puis on arrête la centrale pour charger aussi le réservoir avec le débit du cours d'eau disponible en vue de prémunir les besoins prochains.

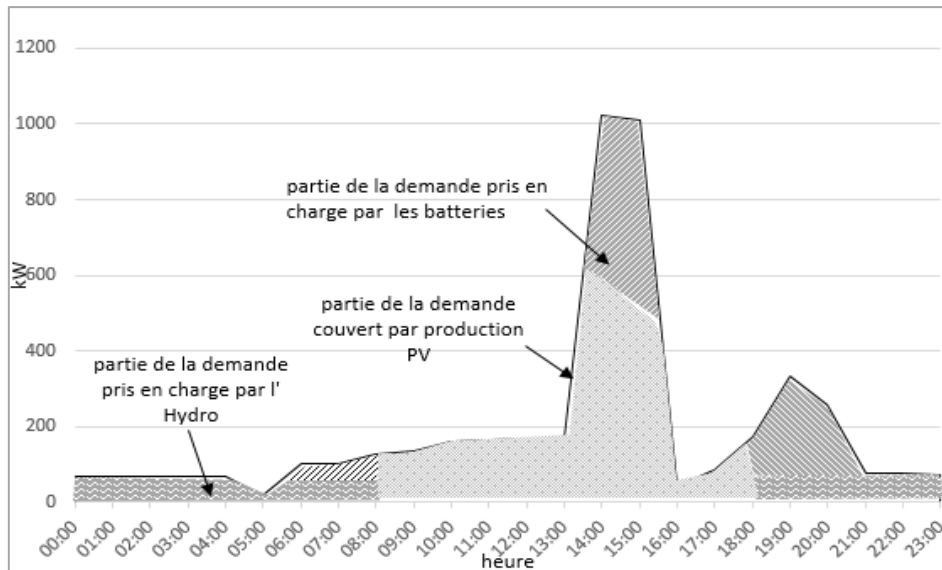


Figure 21: courbe d'emplacement d'énergie (4^{ème} principe proposé)

En nocturne :

Débit de la turbine = débit minimum turbinable $q_{\text{minturb}} = 0.32 \text{ m}^3/\text{s}$ dont $0.28 \text{ m}^3/\text{s}$ débit disponible (q_{dsipo}) et $0.04 \text{ m}^3/\text{s}$ débit tiré du réservoir ($q_{\text{rés}}$) ;

Pendant la nuit, on aura besoin de 2016 m^3 venant du réservoir pour faire fonctionner la centrale avec le q_{minturb} ;

Avec $q = 0.32 \text{ m}^3/\text{s}$, on aura $\sim 60 \text{ kW}$;

En diurne :

Pour charger les batteries, on tire $0.04 \text{ m}^3/\text{s}$ du réservoir c'est-à-dire 864 m^3 ;

Pendant 4 heures, on peut envoyer environ 3000 m^3 vers le réservoir.

Le volume total tiré du réservoir par jour = 2800 m^3 et ;

Le volume total entré du réservoir par jour = 3000 m^3 . Donc ce principe peut être abouti.

Pour ce principe, la capacité de batterie nécessaire $\sim 52\,000 \text{ Ah}$.

II.2.1.5 5^{ème} principe proposé :

Architecture électrique :

- Centrale hydroélectrique d'une puissance $P = 600 \text{ kW}$;
- Centrale PV de puissance crête $P_c = 750 \text{ kWc}$;
- Des batteries stockage.

Principe de fonctionnement :

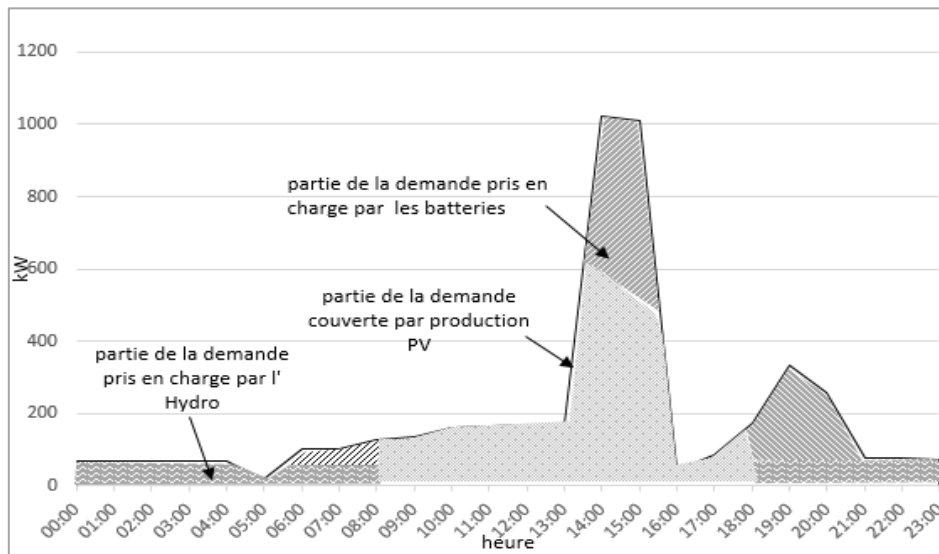


Figure 22: courbe d'emplacement d'énergie (5^{ème} principe proposé)

Le principe de fonctionnement est presque le même avec le principe précédent.

La charge diurne est assurée à la base par le PV, en cas de manque, les batteries viennent pour compléter ;

En nocturne, la centrale hydroélectrique fournit la puissance avec un débit de 0.48 m³/s dont 0.28m³/s débit disponible et 0.2 m³/s tiré du réservoir. Selon ce cas, on a besoin d'environ 10 000 m³ d'eau venant du stockage.

Quand la puissance délivrée par l'hydro est incomplète, les batteries viennent en appoint.

Le débit hydrologique disponible pendant la journée alimente le réservoir pour subvenir aux besoins nocturne. Avec 0.28m³/s, le débit disponible, on aura environ 10 000m³ d'eau alimentant le réservoir qui correspond aussi au volume d'eau tiré du réservoir.

Les batteries sont chargées par le surplus d'énergie venant de la production PV au fil du soleil et par le surplus de production hydroélectrique nocturne.

Pour ce principe, la capacité requise des batteries est 28 050 Ah.

II.2.2 CHOIX DU PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT RETENUE

Cinq principes de fonctionnement ont été proposés pour ce système hybride. Celui qui est le plus intéressant sera choisi pour la centrale hybride.

Le premier principe requiert une grande puissance de groupes électrogènes ;

Le second n'inclut pas des GE dans son fonctionnement normal mais qui exige une énorme capacité de batteries. Pourtant les batteries sont les composants les plus cher et le moins durable.

Le troisième principe est plus intéressant mais à cause du fait que les GE sont mobilisés régulièrement en tant que source secondaire, il conduit à l'utilisation des carburants avec une importante quantité.

La quatrième et le cinquième principe présente les notions plus optimisantes. Pour ces deux principes le groupe électrogène est un source secours, il n'intervient qu'en cas de défaillance d'un des sources principales. Pour le quatrième principe, on a besoin d'environ 52 000Ah de batterie tandis que celle du dernier principe proposé est 28 000 Ah.

Le cinquième principe présente la configuration et le mode de fonctionnement optimal. Pendant la période de crue, l'hydroélectrique est à la base de l'alimentation et quand elle n'est pas suffisante (surtout pendant le pic diurne du matin), le PV vient pour rajouter et quand la production venant des deux sources n'est pas encore convenable, les batteries sont mobilisées. Ce dernier cas, arrive au début de l'horaire diurne.

Pour ce principe sélectionné, en période de crue, la capacité de batteries nécessaire est égale à 29 200Ah environ.

Un ou des groupes électrogènes de secours sera mise en place en cas de panne.

II.3 CONFIGURATIONS DU SYSTEME HYBRIDE

Il y a deux configurations possibles pour cette hybridation dont la production centralisée et la production décentralisée.

II.3.1 Production centralisée :

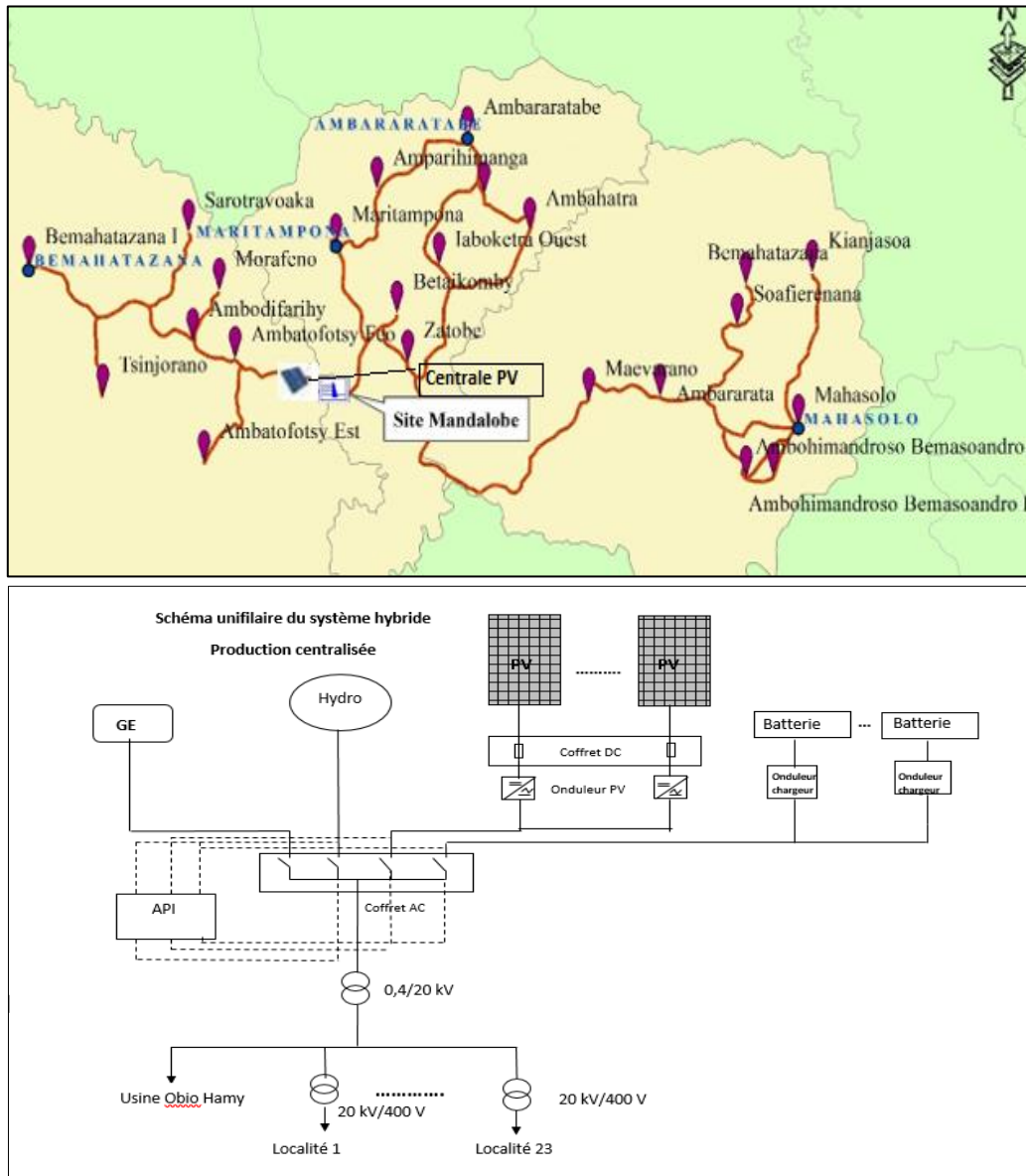


Figure 23: configuration du système hybride pour le cas de production centralisée

Pour cette configuration, la centrale photovoltaïque se trouve à proximité de l'aménagement hydroélectrique. Les deux centrales produisent chacune leur énergie disponible et distribuée à partir d'un seul départ. Un seul automate programmable est nécessaire. Les caractéristiques des composants PV sont données dans le chapitre suivant.

II.3.2 Production décentralisée

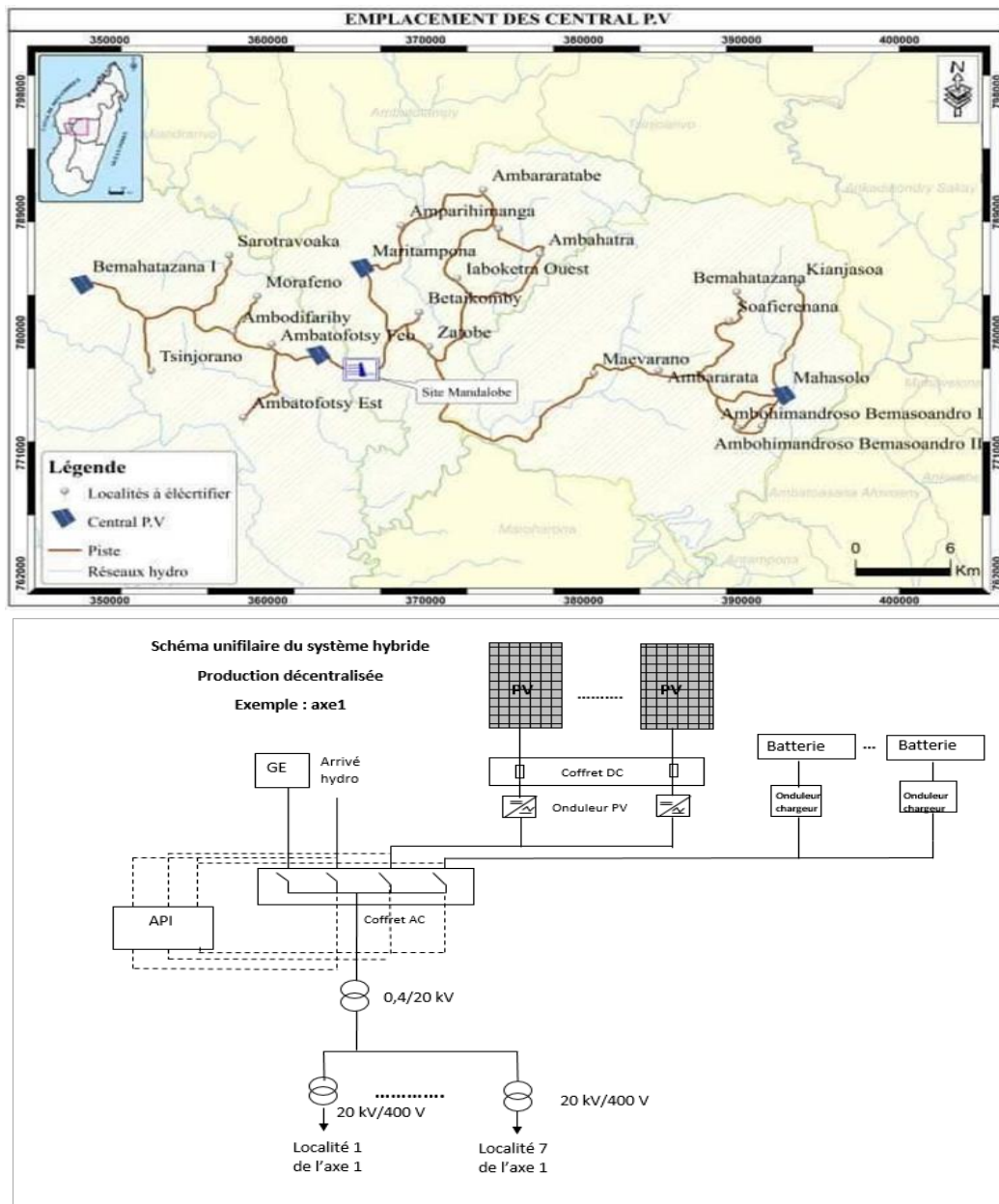


Figure 24: configuration du système hybride pour le cas de production décentralisée

La configuration décentralisée consiste à répartir la centrale PV dans des localités différentes. Pour cette configuration, on répartit les localités à approvisionner en quatre axes.

Chaque axe possède sa centrale PV qui va alimenter indépendamment son propre axe par le système hybride H/S.

Selon la répartition géographique des 23 localités à desservir, on divise les consommateurs en quatre axes et la centrale PV est installée dans le chef-lieu de Commune le plus consommateurs d'énergie :

- La première centrale se trouve à Bemahatazana commune, axe 1 ;
- Le second à Maritampona, axe 2 ;
- Le troisième à Mahasolo, axe 3 ;
- Et le dernier à l'usine Obio Hamy qui se trouve à 350m de l'aménagement hydroélectrique.

II.4 METHODOLOGIE DE LA GESTION DE LA CENTRALE

La gestion des sources consiste à mettre en œuvre le principe de fonctionnement définis précédemment. Le dispositif opérant sur la gestion de source constitue aussi l'élément crucial de la centrale. Il assure la commutation que ce soit automatique ou manuel des sources d'énergies selon la demande du réseau. Vu le principe de fonctionnement envisagé pour la centrale hybride hydro/solaire de ce projet, la gestion automatique est la plus adaptée.

L'automatisme permet d'apporter des solutions à des problèmes de nature technique et humaine. Dans notre cas, la gestion automatique de la centrale permet d'intégrer la nouvelle technologie dans le projet mais aussi d'éviter différents problèmes liés à l'erreur humaine car selon le principe de fonctionnement prévu pour la ou les centrales hybrides, l'opérateur doit être en présence permanente pour surveiller et pour agir sur la commutation des sources et un oubli ou une petite erreur de l'opérateur peut engendrer un arrêt de toute l'installation. C'est pour cela que la solution automatique est la plus appropriée pour faciliter et sécuriser l'exploitation du mini réseau.

L'objectif de l'automatisation de la centrale hybride de ce projet est d'assurer la continuité de l'approvisionnement en l'électricité pour les 23 localités en ayant recours le moins possible à l'homme et ce pour un coût raisonnable.

II.4.1 Dispositif de la gestion des sources : Automate Programmable

Afin d'assurer la continuité de la fourniture de l'électricité aux usagers, l'utilisation d'un automate programmable est proposé pour gérer la commutation automatique des sources en fonction des sources d'énergie disponibles et les charges.

Un automate programmable est un dispositif électronique programmable qui réalise des fonctions d'automatisme pour assurer la commande du pré actionneurs ou actionneurs à partir des informations logiques ou analogiques ou numériques.

A la fin de l'année soixante, le premier automate programmable a été conçu. À cette époque, son application est encore restée dans l'industrie automobile mais de nos jours on utilise les automates dans tous les secteurs industriels et dans tous les domaines.

Le but de l'utilisation d'un automate pour une centrale hybride est de réduire la nécessité de la présence permanente, de l'intervention fréquente des exploitants mais pour éviter aussi la coupure de l'approvisionnement en électricité à cause des erreurs humaines.

II.4.1.1 Structure d'un automate programmable industriel

Structure fonctionnelle :

En fonction de sa fonction, l'automate est structuré en cinq fonctions :

- la détection depuis des capteurs répartis sur la machine,
- la commande d'actions vers les pré-actionneurs et les actionneurs,
- le dialogue d'exploitation,
- le dialogue de programmation,
- le dialogue de supervision de production.

Structure matérielle :

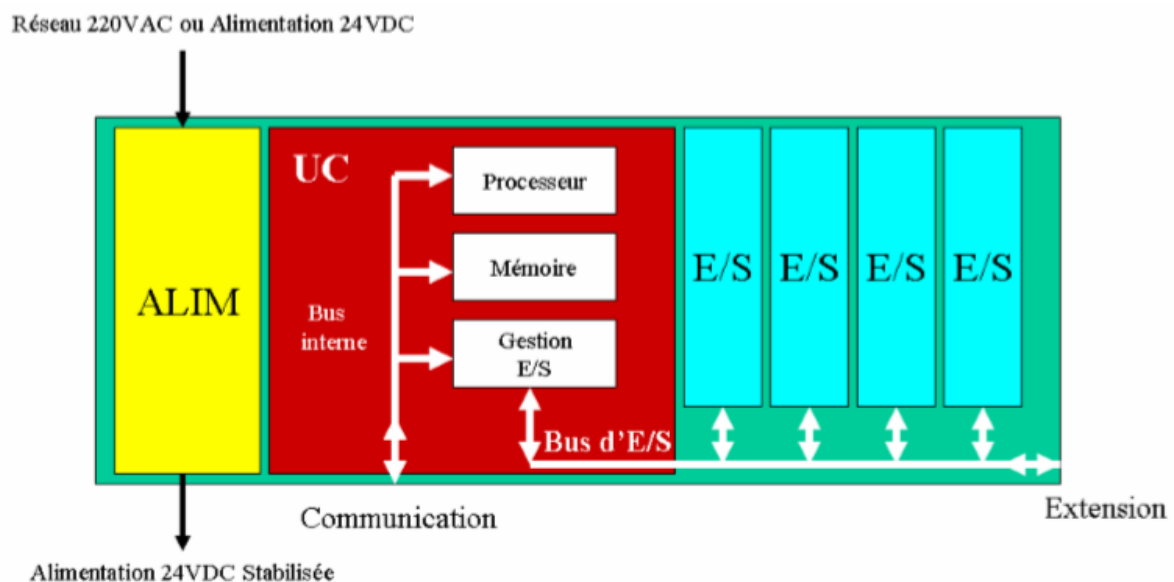


Figure 25: structure matérielle d'un automate[2]

Un automate est équipé des constituants qui travaillent ensemble pour satisfaire les spécifications imposées.

Il est généralement structuré de :

- Un rack de base constituant l'ossature métallique d'un API ;
- Le module d'alimentation qui permet de fournir l'énergie nécessaire pour les différentes parties de l'automate. Généralement, la tension utilisée des automates est +12v et $\pm 5v$ adaptés au fonctionnement des cartes électroniques internes.

On distingue : le module d'alimentation alternatif qui fournit l'énergie nécessaire à partir du secteur 220V et le module d'alimentation continu qui fournit l'énergie nécessaire à partir d'alimentations 24 ou 48V.

- L'unité centrale qui est le cœur de l'automate, elle réalise l'exécution du programme. Elle est constituée de :
 - * Processeur qui assure le traitement des données
 - * Mémoire qui est un dispositif technologique destiné à conserver les informations
- L'interface d'entrée permet de recevoir les informations venant des capteurs...ou du pupitre de commande ;
- L'interface de sortie permet de commander les pré actionneurs (contacteurs).

II.4.1.2 Les informations traitées par les automates

Les informations peuvent être de nature :

- Tout ou rien (T.O.R.) : l'information ne peut prendre que deux états (vrai/faux, 0 ou 1 ...). C'est le type d'information délivrée par un détecteur, un bouton poussoir ...
- Analogique : l'information est continue et peut prendre une valeur comprise dans une plage bien déterminée. C'est le type d'information délivrée par un capteur (pression, température ...)
- Numérique : l'information est contenue dans des mots codés sous forme binaire ou bien hexadécimale. C'est le type d'information délivrée par un ordinateur ou un module intelligent.

II.4.1.3 Les langages de programmation

Les automates sont programmés par une console de programmation ou par ordinateur équipé du logiciel spécifique. Il existe quatre langages des automates :

- Langage liste d'instruction ou IL (langage textuel) ;
- Langage littéral structuré ou ST (utilisant les fonctions comme if...else...) ;
- Langage à contacts ou ladder diagram LD (langage graphique développé pour les électriciens) ;
- Langage bloc fonctionnel ou FBD (fonctions représentés par des rectangles avec les entrées à gauche et sortie à droite).

Il existe aussi la programmation à l'aide de GRAFCET, langage de spécification, utilisé par certains constructeurs d'automate (Schneider, Siemens) pour la programmation.

II.4.2 ORGANIGRAMME DE LA GESTION DE LA CENTRALE HYBRIDE

Le principe de la gestion des sources de la centrale Hydro/solaire de Jiro Taratra est montré par l'organigramme ci-après ;

P_H : puissance délivré par l'hydroélectricité ;

P_{PV} : puissance délivrée par le champ PV ;

P_{bat} : puissance délivré par les batteries de stockage ;

P_{CH} : puissance demandée par la charge.

La commande de la centrale hybride se pose sur deux périodes : la période de crue (mois de janvier, février, mars, avril, mai, juin, juillet, novembre, décembre) et la période d'étiage (Août, septembre, octobre). Chacune de ces périodes définit des principes de fonctionnement différents.

Pour le mode « période de crue » : le fonctionnement de la centrale en diurne est différent de celle en nocturne.

En diurne, l'hydroélectricité est la source « prioritaire ». Quand la puissance hydroélectrique est encore suffisante pour alimenter la charge, c'est elle qui est injecté sur le réseau ; quand elle n'est plus suffisante, l'onduleur PV injecte la puissance de sortie disponible pendant ce moment. Dans le cas où la production issue par l'ensemble des deux sources ne suffit pas, les batteries viennent en appoint. En nocturne, la source hydroélectrique reste toujours la source principale mais les batteries de stockage viennent en appui quand sa puissance délivrée n'est plus assez pour la charge.

Pour le mode « période d'étiage » : le fonctionnement diurne est aussi différent du fonctionnement nocturne.

En diurne c'est-à-dire entre 8h et 18h, la source principale est la photovoltaïque. A la base, c'est celle qui est injectée mais dans le cas où la puissance délivrée par les onduleurs ne sont plus suffisantes face à la demande du réseau, les batteries vient en appoint pour compenser la puissance PV. En nocturne, entre 18h et 8h, l'hydroélectricité est priorisée et en cas de manque sur le réseau, ce sont toujours les batteries qui sont mobilisées.

Les groupes électrogènes jouent un rôle de secours dans le cas où l'une des sources est défaillant.

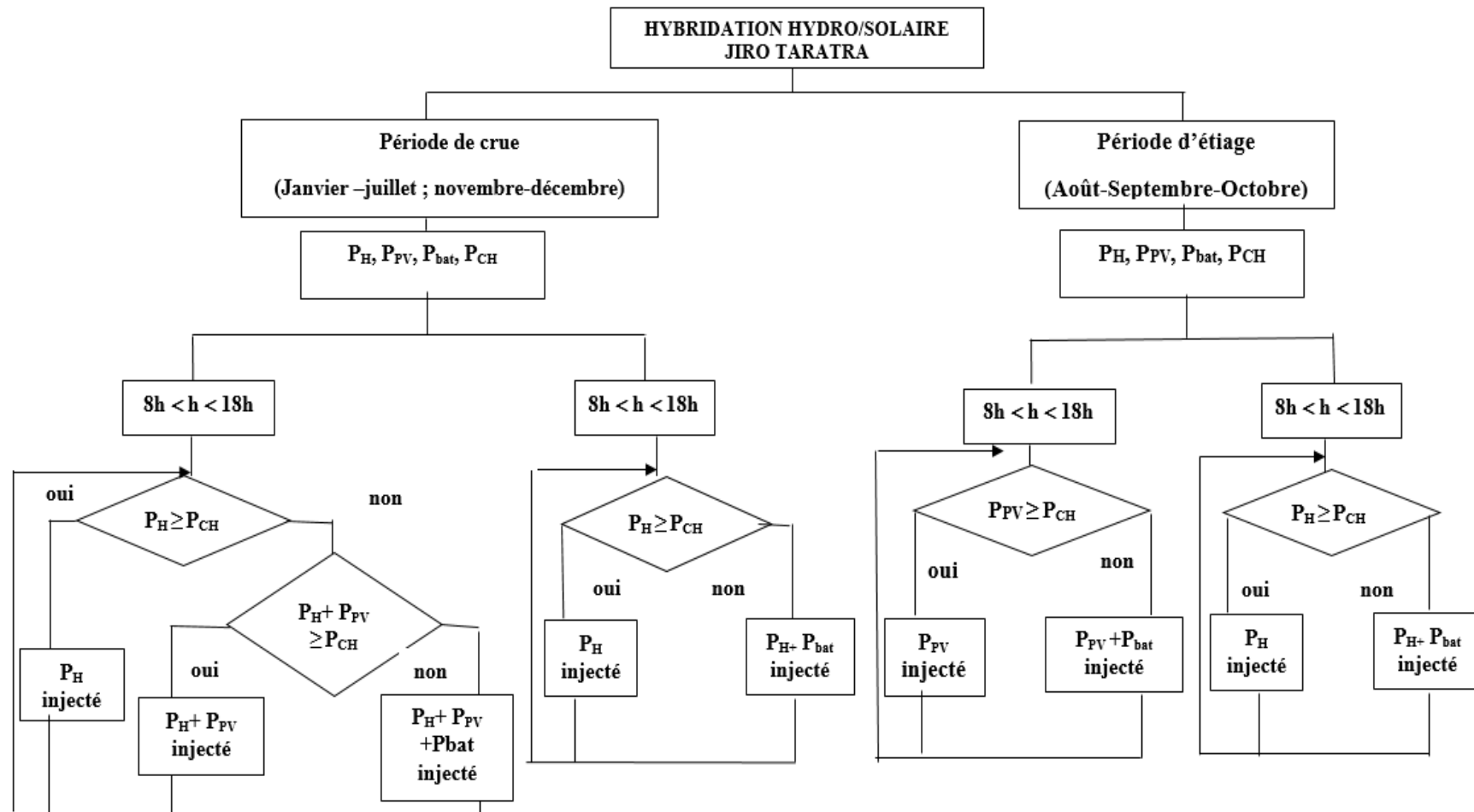


Figure 26: diagramme de la gestion de la centrale hybride hydro/solaire

II.4.3 Principe de fonctionnement de l'automate :

Selon ce fonctionnement, l'automate sera programmé en suivant les instructions imposées.

Un contacteur KM1 alimente les charges par la source hydroélectrique ;

Un contacteur KM2 alimente les charges par la source photovoltaïque ;

Un contacteur KM3 alimente les charges par les batteries e stockage.

Des capteurs de tensions et de courants se trouvent à l'entrée de l'automate pour avoir la mesure analogique du courant AC venant des deux sources (Hydro/PV), un capteur de débit est aussi relié à l'entrée de l'automate pour avoir la mesure analogique du débit hydrologique.

En premier lieu, l'automate sera en charge de mesurer le débit disponible, son fonctionnement dépend ensuite du débit obtenu c'est-à-dire selon les deux périodes hydrologiques). Il est aussi en charge de mesurer la puissance délivrée par chacun des sources à partir des données venant des capteurs. Il est programmé de comparer ces valeurs par rapport à ceux demandés par la charge et commande l'ouverture ou la fermeture des contacteurs pour injecter ou arrêter l'alimentation venant des sources selon le fonctionnement voulu.

II.4.3.1 Choix de l'automate

Il y a plusieurs type d'automate programmable industriel conçu pour différentes sortes d'applications. Dans notre cas, on propose l'automate programmable **Zelio** fabriqué par la société **Schneider** qui peut prendre en charge la programmation en Ladder et la programmation en bloc fonctionnel.

Le choix d'un automate se pose sur certains critères, on a choisi cette automate en premier lieu par son fabricant. Ici, le fabricant est la société « Schneider » qui est très reconnu pour la fourniture des appareillages électriques.

En plus, elle est munie de fonction d'horloge et d'affichage. Elle peut contenir 0 à 240 lignes de schéma de contrôle en programmation Ladder et 0 à 500 lignes pour la programmation en FBD ou bloc fonctionnel. Cette automate est alimentée sous une tension de 24 V, une fréquence de 50/60 Hz. Elle consomme une puissance de 6W. Cette module peut supporter 6 entrées TOR – 6 entrée analogique (0-10V) et 8 sorties relais. Son temps de réponse est de 10 mS et de 5 mS pour la sortie relais. Sa pouvoir de commutation en sortie est 10mA à 12 V. La tension de sortie est limitée à 24 à 250V.

Les automates Zelio de Schneider sont programmés avec un logiciel conçu spécialement par Schneider, ce logiciel est nommé **Zelio soft**.



Fabricant : Schneider

Tension d'alimentation : 24 V

Nombre d'entrée/sortie : 6 TOR, 6 (0-10V) / 10 relais

Limite tension de sortie : 24-250 V

Figure 27 automate Zelio de Schneider[17]

II.4.4 GRAFCET

Le GRAFCET ou GRAPhe Fonctionnel de Commande par Etapes et Transition est un outil de programmation et d'écriture des lois de commande dont l'évolution dépend du temps et de l'état du procédé. Il est basé sur une succession d'étapes séparées par des transitions. C'est à partir du GRAFCET que l'on peut comprendre le fonctionnement imposé d'un automate.

Un GRAFCET comprend :

- Des étapes qui sont associés à des actions ;
- Des transitions qui sont associés à des réceptivité ; et
- Des liaisons orientées reliant les étapes et les transitions.

II.4.4.1 Conception d'un GRAFCET

Etape : une étape symbolise un état ou une partie du système automatisé. Elle peut dans en état active ou inactive.

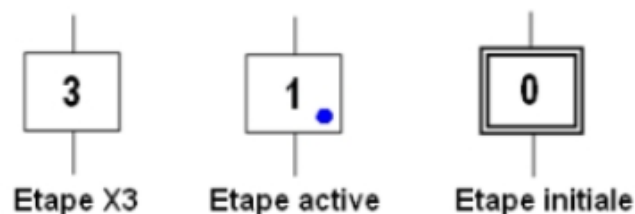


Figure 28: représentation des étapes dans un GRAFCET[25]

Dans un système automatisé, la situation initiale est indiquée par une étape initiale. Cette étape n'est pas associée à une action. Et elle est obligatoire dans un Grafcet.

Action associé à l'étape : chaque étape est associée à une ou plusieurs actions. Elle décrit l'ordre vers la partie opérative de l'automate. Il est aussi possible qu'une même action correspond à plusieurs étapes.



Figure 29: représentation des actions associées étapes dans un GRAFCET[25]

Transition : elle indique la possibilité d'évolution entre deux étapes. Lorsque la transition est franchie, le système évolue. A chaque transition, il y a une condition logique qui exprime la condition nécessaire pour passer d'une étape à une autre. Cette condition c'est la réceptivité.

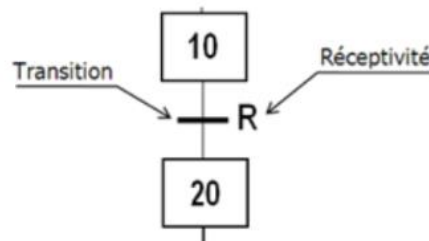


Figure 30: représentation de transition dans un GRAFCET[25]

Les règles d'évolution d'un GRAFCET

1^{er} règle : A l'instant initial, seule l'étape initiale est active ;

2^{ème} règle : Pour qu'une transition soit validée il faut que les étapes précédentes soient actives (condition d'activation d'une étape) ;

3^{ème} règle : Le franchissement d'une transition implique la désactivation immédiate des étapes en amont et l'activation immédiatement des étapes suivantes (condition de désactivation d'une étape).

II.4.4.2 Mise en équation du GRAFCET

Pour écrire les équations, on prend en exemple le grafcet suivant

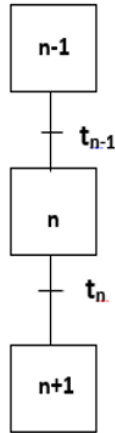


Figure 31: exemple de GRAFCET[25]

Condition d'activation de l'étape n :

$$CAXn = X_{n-1}.t_{n-1}$$

Condition de désactivation de l'étape n :

$$CDXn = Xn.t_n$$

Equation de l'étape n :

$$Xn = CDXn.Xn + CAXn$$

C'est à partir de ces équations qu'on écrit le programme pour la gestion de l'hybridation selon le GRAFCET défini.

CHAPITRE III. RESULTATS

III.1 RESULTATS SUR FONCTIONNEMENT DE LA CENTRALE HYBRIDE

Après avoir analysé les différents principes proposés pour l'hybridation Hydro/solaire du projet JIRO TARATRA, le principe de fonctionnement retenu est celle qui représente les caractéristiques le plus optimisant. La centrale hybride Hydro/solaire suit donc le fonctionnement suivant ;

Période de crue : mois de Janvier, Février, Mars, Avril, Mai, Juin, juillet, Novembre et Décembre.

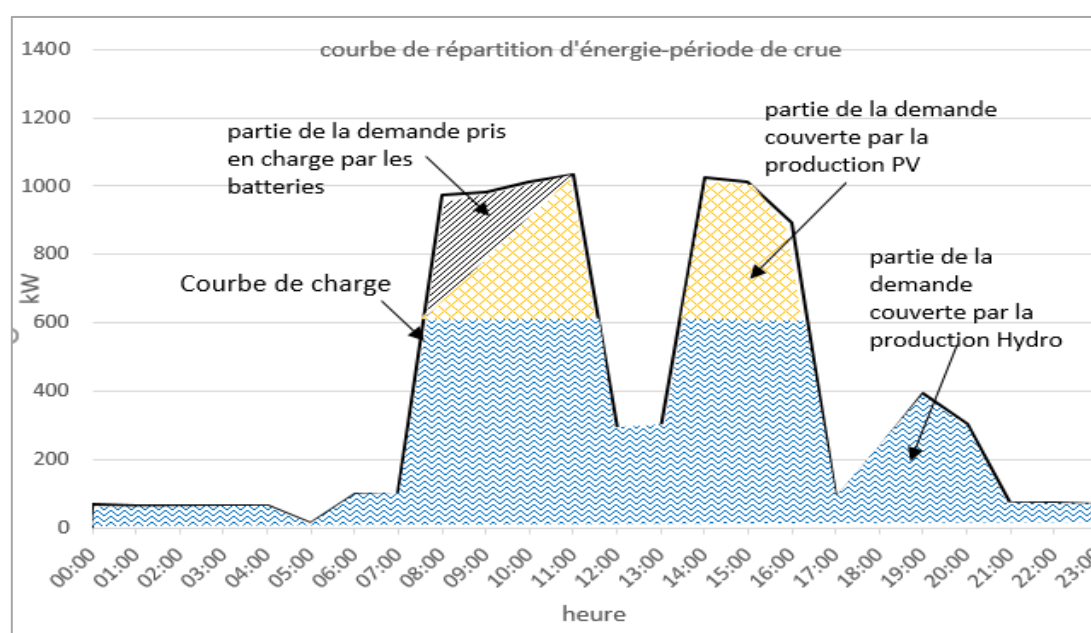


Figure 32: courbe de répartition d'énergie pour la centrale (période de crue)

Tableau 9 répartition horaire des sources (période de crue)

Horaire	00h-08h	08h-11h	12h-14h	14h-18h	18h-00h
Source d'énergie	Hydro	Hydro+PV+batt	hydro	Hydro+PV	hydro
Ratio	H :100%	H :62% à 59% PV : 9% à 100% Batt : 29% à 0%	H : 100%	H :59% PV :41%	H : 100%

Puisque c'est la période où la ressource en eau est abondant, alors l'hydroélectrique alimente comme base le miniréseau. Au début de la matinée, elle est associée avec la photovoltaïque au fil du soleil et les batteries car à ce moment, la demande est supérieure à la production issue de l'hydraulique donc on mobilise les deux autres sources d'énergies.

En diurne, les deux turbines hydrauliques fonctionnent ensemble. Entre 11h et 13h, la charge est en baisse. Vu que quand la charge baisse, la vitesse des turbines se ralentit et la fréquence diminue. Entre ces intervalles horaires, la demande est aux alentours de 300kW, donc les deux turbines sont en fonctionnement. Pour maintenir la stabilité du réseau, la grande turbine (400kw) continue avec sa vitesse de rotation et le surplus d'énergie va vers les batteries de stockage. Quand ces dernières sont chargées, le surplus est envoyé vers la charge ballast.

En nocturne, l'hydroélectrique seul peut subvenir aux besoins énergétiques des consommateurs.

Période d'étiage : mois d'Août, Septembre, Octobre.

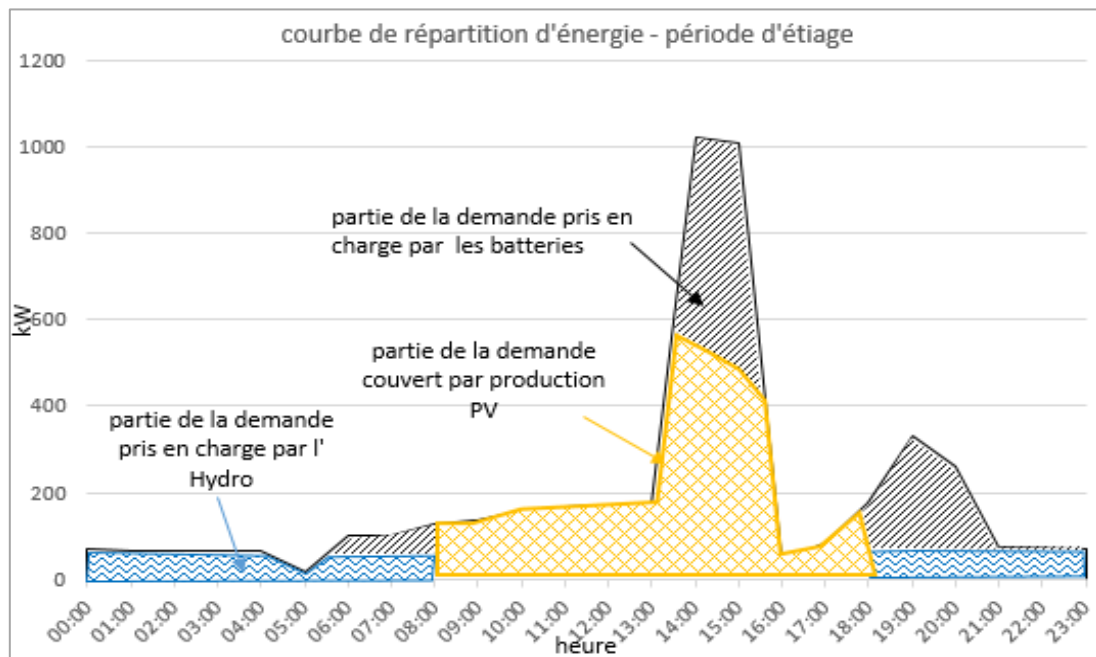


Figure 33: courbe de répartition d'énergie pour la centrale (période d'étiage)

Tableau 10 répartition horaire des sources (période d'étiage)

Horaire	00h-08h	08h-14h	14h-15h30	15h30-18h	18h-00h
Source d'énergie	Hydro+batt	PV	PV+batt	PV	Hydro+batt
Ratio	H : 100% - 73% Batterie : 0% à 27%	PV : 100%	PV : 55% à 48% Batt : 45% à 52%	PV : 100%	H : 29% à 100% Batt : 71% à 0%

Pendant cette période, la ressource hydrologique est très faible, par conséquent, on attribue aux générateurs photovoltaïque le rôle de base en diurne. Quand elle n'est pas suffisante face à la demande, les batteries fournissent l'énergie supplémentaire. En nocturne, seule petite turbine sera en marche, en cas de manque de la génération hydroélectrique, les batteries viennent en

appoint. Ce sont les surplus de production PV et le surplus hydroélectrique nocturne qui assurent la recharge des batteries.

Schéma unifilaire de la centrale hybride

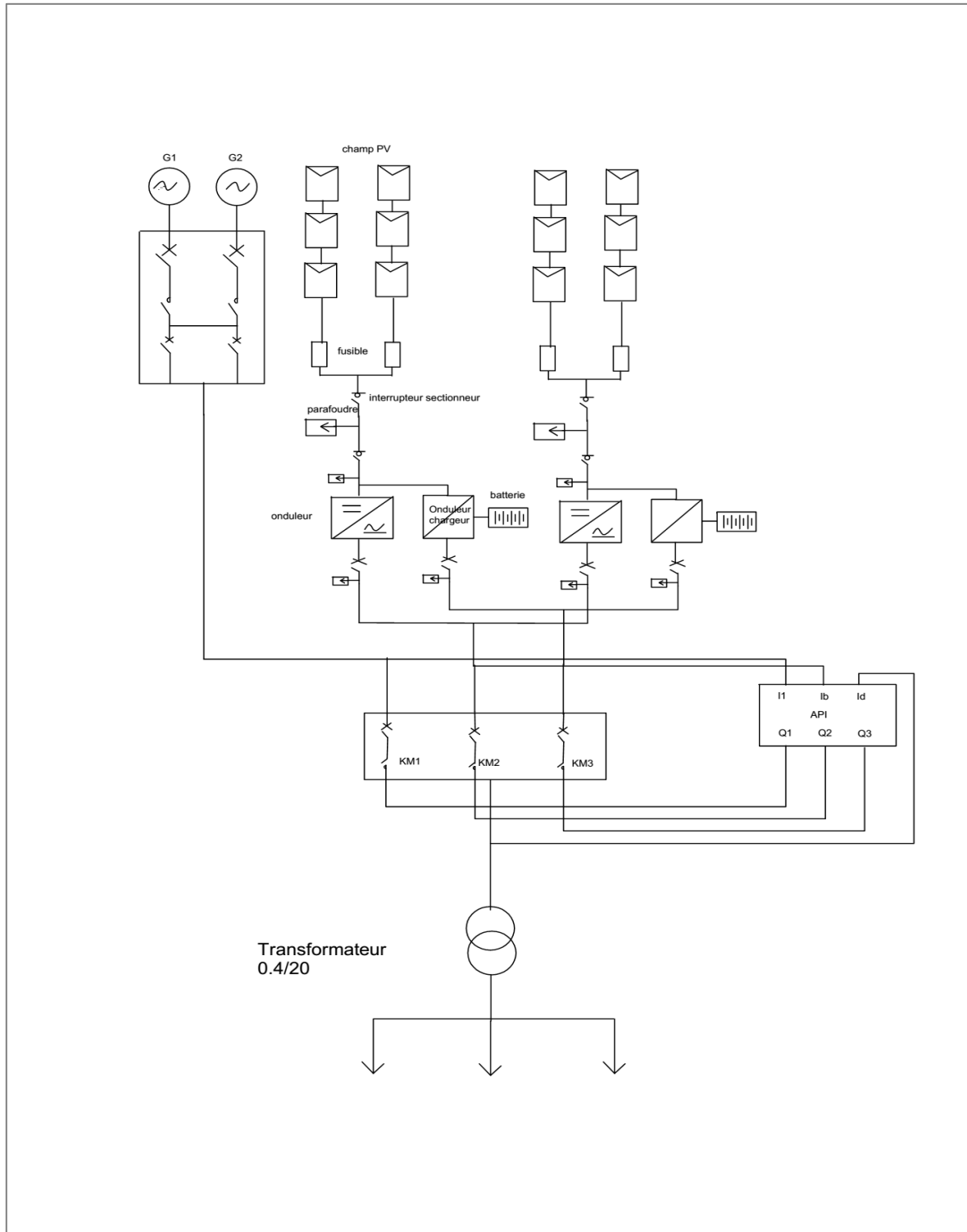


Figure 34: schéma unifilaire de la centrale hybride

III.2 RESULTATS SUR LES CARACTERISTIQUES GENERALES DES DEUX SOURCES DE LA CENTRALE HYBRIDE

Tableau 11 caractéristiques générales des deux sources de la centrale

Partie Hydro		
Hauteur de chute		25m
Puissance installée		200kW+400kW
Débit d'équipement		1m3/s+2m3/s
Partie Photovoltaïque		
	Puissance totale	Puissance unitaire*nombre
Panneau solaire	750 kWc	325 W * 2 304
Onduleur	775 kVA	25 kW * 25
batterie	29 200 Ah	2V*216
Onduleur chargeur	500kVA	6kW*82
Groupe électrogène de secours		
Groupe diesel	750 kVA	-

III.3 RESULTATS SUR LE RESEAU ELECTRIQUE

Pour le cas de ce projet, on a un mini réseau isolé. « Mini réseau » car il alimente 23 villages et « isolé » car il n'est pas relié au réseau interconnecté.

Pour ce mini réseau, à la sortie de la centrale hybride de production, l'électricité est élevée en tension 20kV (MT) triphasés par des transformateurs élévateurs ensuite sa tension est abaissée à 400V(BT) pour être distribué aux différents consommateurs. Sur chaque localité, il y aura un transformateur abaisseur qui distribue l'électricité dans chaque client.

III.3.1. Caractéristiques générales du mini réseau électrique

D'après les standards techniques et normes en vigueur à Madagascar (annexe8), voici les caractéristiques générales prises pour ce mini réseau :

Tableau 12 caractéristiques généraux du réseau MT et BT pour Jiro Taratra

réseau MT	réseau BT	support
Tension :20kV	Tension : 380V	Nature : bois
Longueur câble :130 km	Longueur câble : 89km	Hauteur : 12m
Nature : Aluminium – 3 conducteurs	Nature : Aluminium	Profondeur de fouille : 1,7m
Section :34,4 mm ²	Section câble : 3*25mm ² +1*54,6mm ² +1*16mm ²	Portée : 40m

La ligne moyenne tension se repartie en 3 axes comme suit :

- De la centrale vers Bemahatazana commune ;
- De la centrale vers ambararatabe ;
- De la centrale vers Mahasolo ;
- De la centrale vers Obio Hamy

III.3.2 Carte des lignes moyenne tension du miniréseau

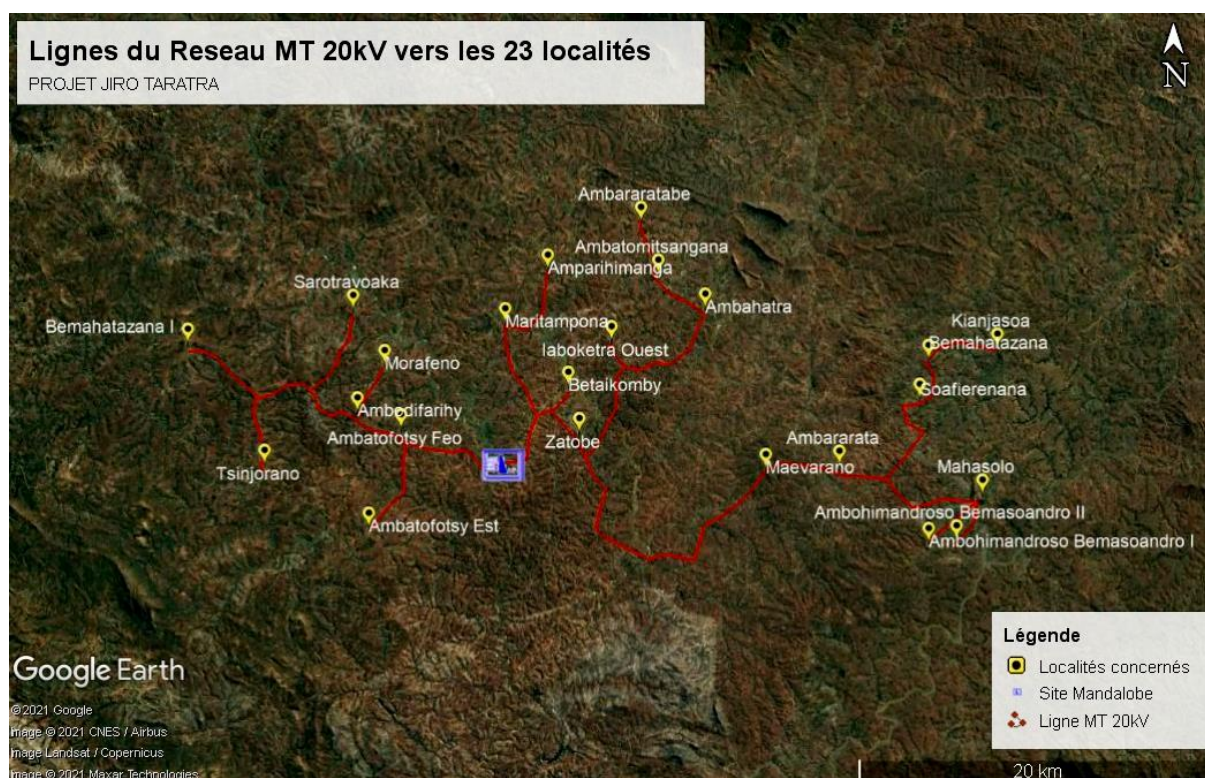


Figure 35: carte ligne MT du minireseau

III.4 RESULTATS SUR LA GESTION DE LA CENTRALE

Pour le bien fonctionnement de l’approvisionnement en électricité des localités à desservir, la gestion de la centrale doit être l’objet d’une étude bien menée.

Pour éviter à toute erreur humaine et aussi l’intervention fréquente de l’opérateur pour la commutation des sources, la solution d’automatisme a été choisi, pour l’optimisation de la gestion de la centrale.

La centrale serait commandée par un automate programmable selon le principe de fonctionnement déterminé et selon le besoin du réseau mais aussi selon les ressources hydrologiques et solaires disponibles.

GRAFCET

Pour ce système hybride, voici le GRAFCET correspondant :

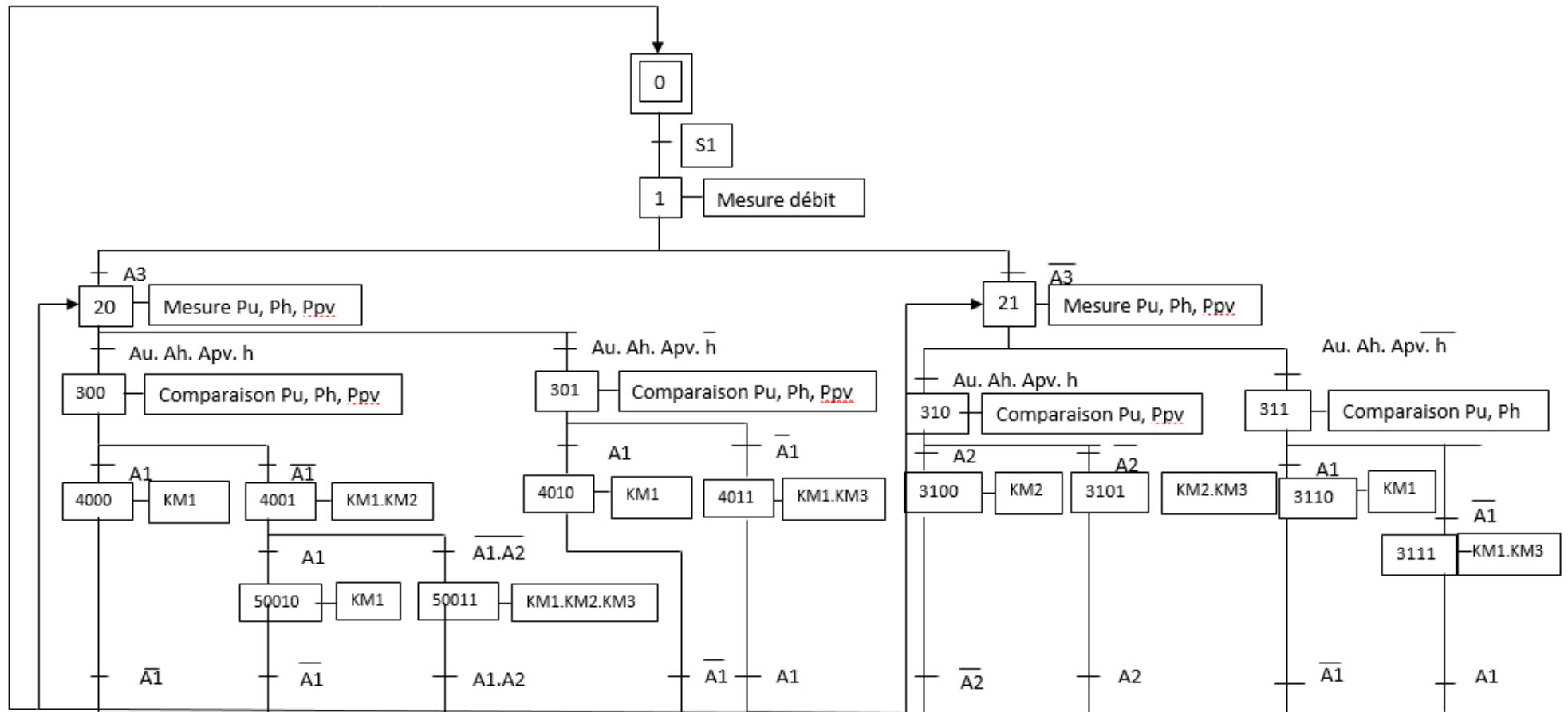


Figure 36: GRAFCET pour la gestion de la centrale hybride Hydro/Solaire du projet Ilro Taratra

Pour ce GRAFCET :

Le bouton poussoir S1 commande la mise en marche du système.

h correspond à l'horaire 8h à 18h et \bar{h} entre 18h à 8h ;

A1 activé si $P_H > P_u$; A2 si $P_{PV} > P_u$ et A3 activé pour le débit de la période de crue

A partir de l'étape 1 du GRAFCET qui correspond à la mesure du débit (choix du mode de fonctionnement période de crue ou période d'étiage), soit c'est l'étape 20 soit l'étape 21 qui suit.

Si A3 activé, c'est-à-dire que le débit mesuré appartient au débit de crue, l'étape 20 est sélectionné. Ce dernier consiste à la mesure de P_u , P_H et P_{PV} (Puissance demandée par la charge, puissance Hydro et Puissance PV). La fonction horloge de l'automate est parallèlement aussi activé L'automate récupère ces trois valeurs. Après l'étape 20, le GRAFCET décrit un aiguillage en OU, à ce stade soit l'étape 300 soit l'étape 301 qui le succède selon les conditions sur l'horaire. Ces étapes conviennent à la comparaison des valeurs requises issues de l'étape 20.

Si l'horloge détecte l'horaire de diurne, c'est l'étape 300 s'exécute

- Dans le cas où $P_H > P_u$, A1 est activé alors l'étape 4000 sera lancé, cette étape correspond à la fermeture de contacteur KM1 qui alimente la charge par la source Hydro et elle correspond aussi à l'ouverture des contacteurs KM2 et KM3 (alimentation des charges par la source photovoltaïque et batteries). donc dans ce cas, c'est la centrale Hydroélectrique qui alimente le mini réseau jusqu'à ce que $P_H < P_{CH}$.

- Dans le cas où $P_H < P_u$, la condition d'activation de l'étape 4001 est validée. Cette étape correspond à la fermeture des contacteurs KM1 et KM2. A ce moment, le mini réseau est alimenté parallèlement par les deux sources Hydro et PV jusqu'à ce que les conditions de désactivation de cette étape sont validées, ces conditions de désactivation sont devenues des conditions d'activation pour les étapes suivantes. Il y a deux conditions possibles qui pourraient désactiver l'étape 4001 ; soit A1 est réactivé soit A1. A2 est invalide. Ces conditions de désactivation sont devenue une condition d'activation des étapes qui suivent. Pour le premier cas, c'est l'étape 50010 qui suit, pour le deuxième cas, l'étape 50011 est activé c'est à dire les trois contacteurs KM1, KM2, KM3 sont fermés qui alimente la charge à partir des trois sources. Si l'horloge détecte l'horaire nocturne, c'est l'étape 301 qui s'exécute.

Elle correspond à la comparaison de P_u et P_H . Après cette étape, il y a un aiguillage en OU qui introduit soit l'étape 4010 si A_1 est vrai, soit l'étape 4011 si la condition A_1 n'est pas validé. L'étape 4010 convient à la fermeture du contacteur KM_1 et 4011 à la fermeture de KM_1 et KM_3 cela dit l'ouverture de KM_2 .

Au début, après l'étape 1 (mesure de débit), on a une divergence en OU. Le premier cas a été expliqué ci-dessus, dans l'occurrence où A_3 n'est pas validé cela dit le débit mesuré s'accorde au débit de la période d'étiage. Donc, ce sera les fonctionnements durant cette période qui s'opèrent. Après la mesure de débit (étape 21), une divergence en OU se pose : si h est détecté (diurne), l'étape 310 est le suivant (comparaison P_u , P_{pv}). Si A_2 activé, KM_2 est fermé selon l'étape 3100. Dans le cas contraire où \bar{A}_2 , KM_2 et KM_3 sont fermés. Si \bar{h} est détecté, l'étape 311 est activé qui convient à la comparaison de P_u et P_h venant des valeurs mesurés par les capteurs. A partir de cette étape, deux cas peuvent se présenter. Pour \bar{A}_1 , KM_1 est fermé selon l'étape 3110, pour \bar{A}_1 , KM_1 et KM_3 sont fermés.

Normalement en mode nocturne, A_1 est toujours vrai.

III.5 COUT GLOBAL ESTIMATIF DE LA CENTRALE HYBRIDE

Dans un projet, il est aussi important de savoir le montant pour pouvoir le réaliser.

Le tableau suivant montre approximativement le coût global des composants principaux de la centrale hybride.

Tableau 13 Coût global de la centrale hybride

Désignation	Montant (€)
Centrale Hydroélectrique	2.600.000 [4]
Panneau PV + Onduleur PV + batterie + Onduleur chargeur	650.000 [28,29]
Automate	300 [28]
Groupe électrogène de secours	60.000 [30]

* Ces montants sont estimés en fonction des prix sur des sites commerciaux (*références bibliographiques*)

Donc au total, les principaux composants de la centrale hybride ont un coût global environ 3 400 000€.

III.6 RECOMMANDATIONS

III.6.1 Implantation des champs PV

Il y a différents mode d'implantation des panneaux. Il y a le montage au sol, sur mât et sur bâtiment (sur toiture ou façade).

Dans ce projet, on choisit **le montage au sol** pour une raison de coût et potentiellement de productible, en plus on a de la surface disponible, et aussi ce type de montage permet un accès facile pour le contrôle des modules. Les batteries de stockages pourront être installés à l'intérieur du bâtiment technique.

Lors de l'identification du lieu pour l'emplacement du champ PV, on doit éviter que les panneaux soient soumis à des ombrages dus aux obstacles environnants entre 8h et 16h. On doit aussi veiller à choisir un espacement suffisant entre des rangées de panneaux.

Espacement minimum entre les rangées en fonction de la taille des modules, de la latitude et de l'inclinaison

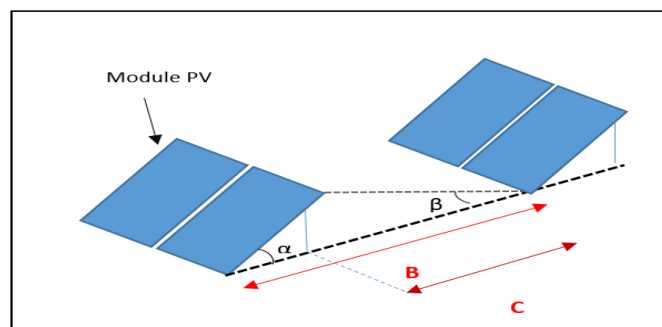


Figure 37 Espacement minimum entre les modules

$$B = A * \frac{\sin(180 - \alpha - \beta)}{\sin \beta} ;$$

$$\beta = 90 - (\text{latitude} + 23.45^\circ) ;$$

$$C = B - (A * \cos \alpha)$$

$$\rightarrow \beta = 27.5^\circ ; B = 3.1\text{m} ;$$

$$\text{Donc } C = 1.2\text{m}$$

Donc, il est recommandé de laisser un espace de 1,2m entre les modules.

III.6.2 Localisation de l'emplacement de l'installation PV

En premier lieu, quand on cherche un endroit où on va implanter l'installation PV, on doit tenir compte de la surface nécessaire. La raison du choix de localisation de l'emplacement de l'installation PV est surtout technique (près de l'aménagement Hydro) pour le cas de ce projet.

Ensuite, pour fonctionner correctement, le champ PV doit être exposé au soleil le plus longtemps sur toute sa surface durant toute la journée. Donc on cherche de préférence un emplacement dégagé, loin de tout obstacle susceptible de faire l'ombre sur les modules.

- Production centralisée : 2 304 modules on a besoin au minimum 4 471 m². L'installation PV se trouve près de l'aménagement hydroélectrique.



Figure 38 emplacement du champ PV (cas production centralisée)

- Production décentralisée : on a besoin d'une surface minimum de 1 187 m². Ce schéma montre l'emplacement du champ PV pour la centrale de l'axe 2 c'est-à-dire la centrale PV de Mahasolo.



Figure 39 emplacement du champ PV pour l'axe 2 (centrale Maritampona)

III.6.3 Concernant le raccordement des consommateurs :

Les ménages, les institutions publiques et les petites activités génératrices de revenus seront raccordés en monophasé et ils disposeront des compteurs prépayés. Cela, pour leur permettre de bien comprendre leur consommation et permet aussi à l'opérateur de garantir le paiement des factures ;

Pour les usagers productifs telles que les machineries, des compteurs post-payés seront proposés pour éviter la coupure de l'électricité ;

L'usine Obio Hamy sera raccordée en moyenne tension et avec un post payment.

III.6.4 Dans l'électrification rurale par un mini réseau,

Les machineries prennent une grande importance car ce sont eux le garant de la rentabilité du mini réseau. Si on veut uniquement électrifier les ménages de leur besoin électrique quotidien, la meilleure solution en tenant compte de la question financière sera les kits solaires.

Dans le cas de ce projet, on encourage et incite les usagers productifs (surtout les machineries comme les décortiqueuses, les postes soudure, les machines à bois) à se raccorder.

III.6.5 Maintenance des systèmes PV [7]

Les systèmes solaires nécessitent un entretien et une maintenance minimales mais indispensables pour préserver la continuité de production.

Il y a deux niveaux de maintenance :

- Le premier concerne le petit entretien qui doit être effectué régulièrement par l'utilisateur. Il s'agit de nettoyer les modules, vérifier l'absence d'ombres portées sur les modules, si besoin élaguer, vérifier le niveau d'électrolyte et éventuellement rajouter de l'eau distillée, remplacer un tube fluorescent. Il faut assurer que ces tâches sont à la portée de l'utilisateur et qu'elles sont effectuées correctement et régulièrement.
- Le second concerne la maintenance plus poussée qu'on doit effectuer en tant que technicien qualifié et équipé d'outils appropriés. Il s'agit de vérifier les principaux composants du système. Cette maintenance doit être effectuée tous les 6 mois qui consiste à : Inspection visuelle (vérification des connexions électriques et la pose de câbles, mesure des caractéristiques des panneaux)

CHAPITRE IV. SIMULATION

IV.1. LE LOGICIEL ZELIO SOFT

Dans notre ouvrage, le logiciel choisi pour la simulation de la gestion de la centrale est le logiciel Zelio soft 2 version 5.1 de Schneider.



Figure 40: interface de présentation du logiciel Zelio Soft 2 [27]

Le logiciel de programmation Zelio Soft 2 est conçu pour programmer les modules logiques de la gamme Zelio Logic. Il permet de choisir entre les langages de programmation, d'afficher les données du programme et des paramètres, de charger et télécharger des applications, ainsi que d'imprimer la documentation de l'application.

Le mode de programmation avec les modules Zelio peut être conçu à partir de la saisie sur le module et à partir de l'atelier de programmation.

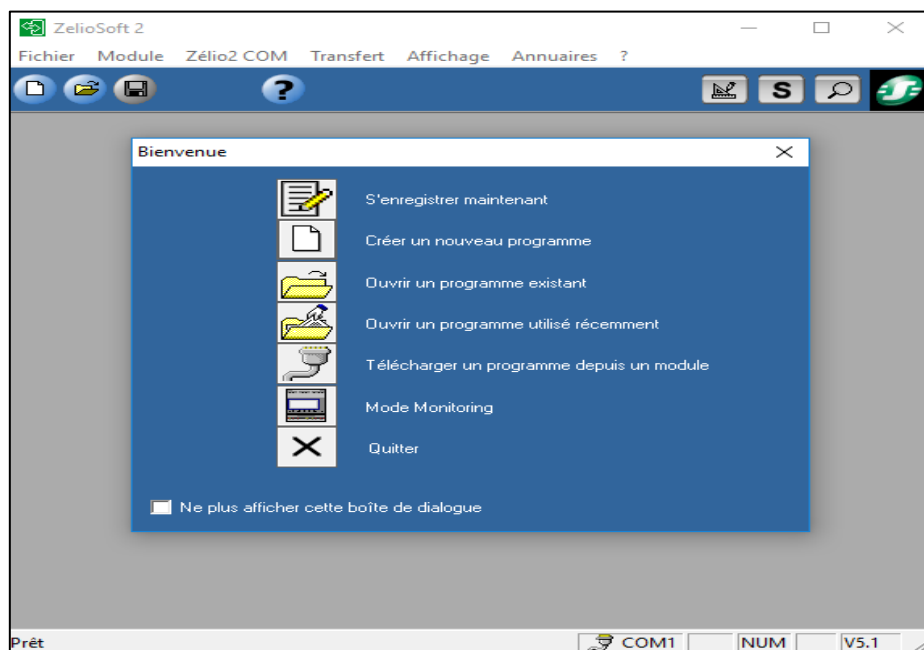


Figure 41: interface de bienvenue sur Zelio Soft 2[27]

IV.2 PROGRAMMATION EN LADDER SUR ZELIO SOFT 2 DE LA GESTION DE LA CENTRALE HYBRIDE H/S DU PROJET JIRO TARATRA.

IV2.1 Création du programme

Pour créer un nouveau programme, il faut tout d'abord choisir le module qu'on va utiliser. Dans l'atelier, il présente différents types de modules Zelio mais dans notre cas, on choisit celle qui a des entrées TOR et Analogiques. Car nos entrées sont non seulement TOR mais aussi analogiques. La valeur mesurée venant de la charge, de l'hydro et du champ PV sont analogiques.

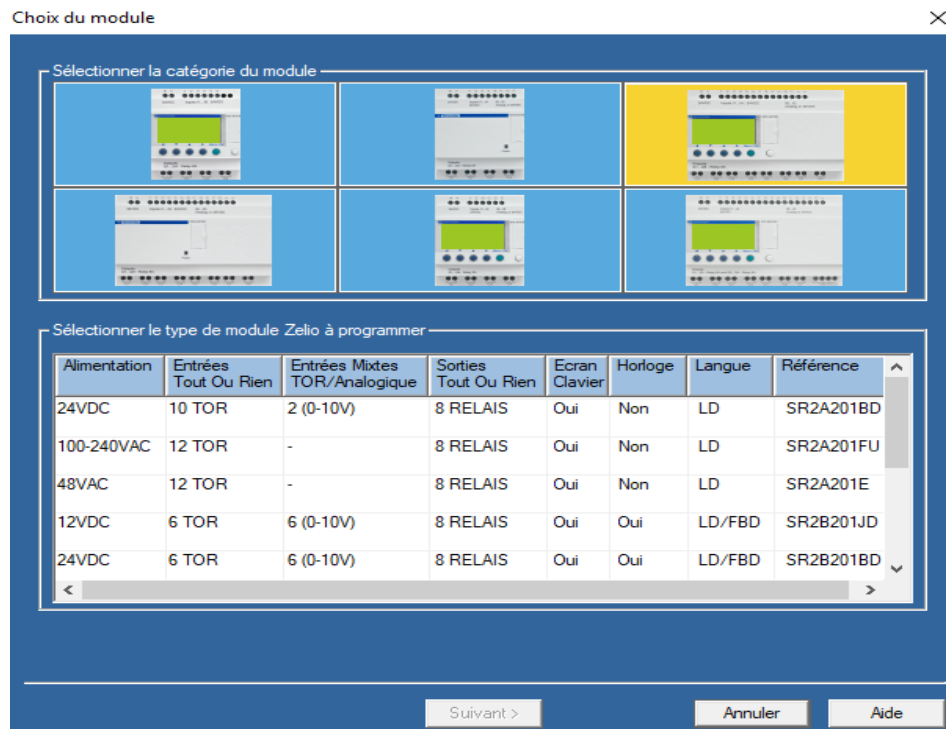


Figure 42: interface de choix du module sur Zelio Soft 2[27]

Une fois le module choisi, une fenêtre s'ouvre automatiquement qui permet de choisir le langage de programmation.

Comme on a mentionné dans le chapitre précédent sur le choix de l'automate, on va utiliser la langage LADDER ou langage à contact pour la programmation.

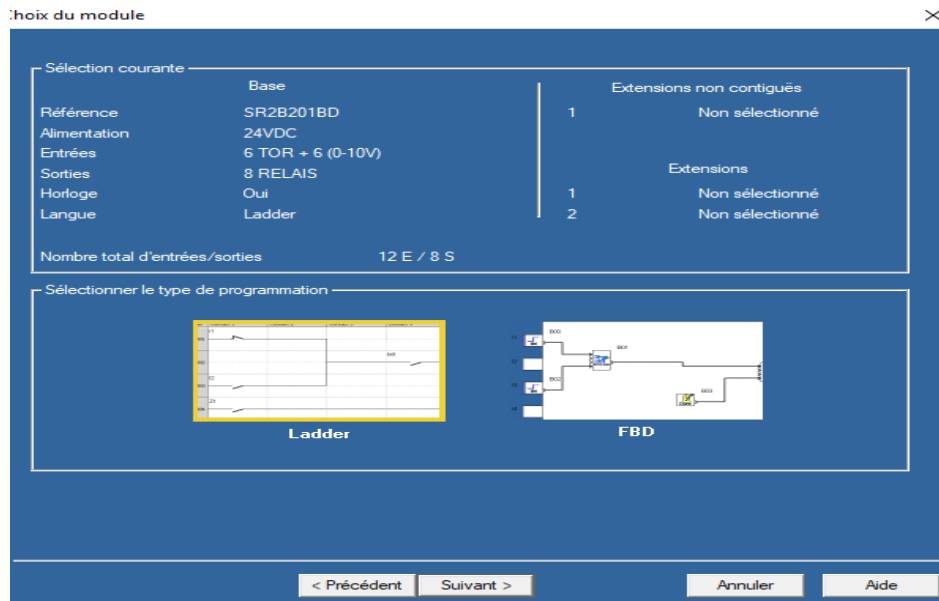


Figure 43: interface de choix de langage sur Zelio Soft 2[27]

Après cette étape, l'interface de programmation apparaît. Pour la saisie de commande, il existe plusieurs fonctions d'automatismes configurables selon le déroulement de la programmation.

IV. 2.2 LANGAGE LADDER OU LANGAGE CONTACT

Le langage Ladder est un langage de programmation courant pour les électriciens. Une section de programme écrite en langage à contacts (Ladder) se compose d'une suite de réseaux de contacts exécutés par le module logique.

Un réseau de contact comprend plusieurs éléments graphiques et commentaires. Les éléments graphiques qui représentent les entrées/sorties du module logique (boutons poussoirs, détecteurs, relais, voyants...), des fonctions d'automatismes (temporisateurs, compteurs...), des opérations logiques, des variables internes (relais auxiliaires) du module logique. Des commentaires qui renseignent chaque ligne du réseau de contact.

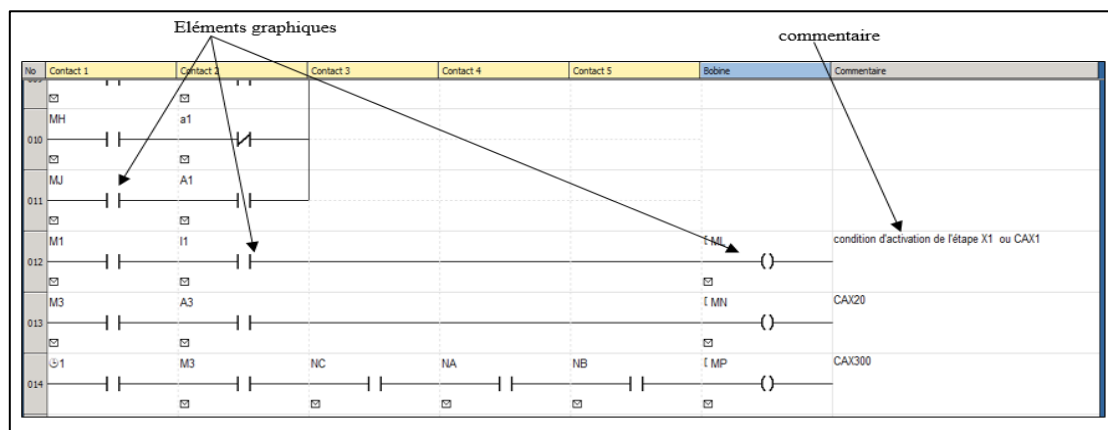


Figure 44: réseaux de contacts dans Ladder[27]

IV.2.3 Eléments graphiques du Ladder

Les éléments graphiques sont les instructions du langage à contacts (Ladder) utilisés conjointement et disposés sur une feuille de câblage, ils forment un réseau de contacts. La logique de ce réseau est résolue pour aboutir à un résultat en sortie. Un ou plusieurs réseaux constituent le programme d'application. Ces éléments graphiques englobent les contacts, les liaisons et les bobines.

IV.2.4 Les éléments du langage Ladder

Les sorties TOR (Tout Ou Rien) correspondent aux sorties du module logique (connectées aux actionneurs). Ces sorties sont numérotées de Q1 à Q9, puis de QA à QG, selon la référence du module logique et les extensions connectées.

Dans ce programme d'hybridation H/S, les sorties Q1, Q2, Q3 correspondent respectivement aux contacteurs KM1 qui alimentent la charge par la source hydro, KM2 qui alimentent la charge par la source photovoltaïque et KM3 par les batteries.

Les entrées TOR (Tout Ou Rien) sont exclusivement utilisées comme contacts dans le programme. Ces contacts représentent l'état de l'entrée du module logique connecté à un capteur (bouton-poussoir, télerupteur, détecteur, etc.).

Le numéro du contact correspond au numéro des bornes de l'entrée associée : 1 à 9, puis A à R (à l'exception des lettres I, M et O) selon le module logique et l'extension possible.

L'automate qu'on a choisi dans cette simulation est muni aussi des entrées analogiques pour permettre d'acquérir les valeurs analogiques venant du réseau et venant des sources.

Pour cette programmation, il y a 6 entrées dont une TOR et les autres analogiques.

Il correspond au bouton poussoir de mise en marche, I_B , au débit hydraulique, I_C , à Ph , I_D , à P_{pv} , I_E , à P_{batt} et I_F , à P_{charge} .

Les relais auxiliaires identifiés par M ou N se comportent comme des sorties TOR Q, mais ne possèdent pas de contact électrique de sortie. Ils s'utilisent comme des variables internes.

Dans cette programmation, les relais auxiliaires servent à mémoriser l'état de chacun des étapes du GRAFCET et de ses conditions d'activation vu que Le module logique ne permettant pas de mettre plus de cinq contacts par ligne.

La fonction **Horloges** permet de valider des plages horaires pendant lesquelles il sera possible d'exécuter des actions.

Dans notre cas, on a défini deux plages horaires différents dont l'horaire diurne (8h à 18h) et l'horaire nocturne (18h à 8h).

Le bloc fonction **Compérateurs analogiques** permet d'effectuer les opérations suivantes :

Comparer une valeur analogique mesurée à une valeur de référence interne ;

Comparer deux valeurs analogiques mesurées ;

Comparer deux valeurs analogiques mesurées au paramètre d'hystérésis.

Le résultat de cette comparaison est utilisé sous forme de contact.

Les fonctions analogiques d'automatisme s'utilisent sur les modules logiques dotés d'une horloge temps réel, alimentés en courant continu et disposant d'entrées TOR et analogiques.

Dans le cas de ce programme, A1 représente la comparaison analogique des entrées I_C et I_F ; A2 celle de I_D et I_F ; et A3 compare I_B et une valeur de référence correspondant à une valeur de débit qui indique la période d'étiage.

IV.2.4 Conception du programme

La conception du programme se base sur l'organigramme et le GRAFCET de cette automatisme.

- **Condition d'activation des étapes (CAXn)**

Ces équations sont élaborées à partir du GRAFCET et elles constituent des éléments de base pour l'écriture du programme pour la simulation.

$$CAX0 = X4000. \bar{A}1 + X50010. \bar{A}1 + X50011.A1.A2 + X4010. \bar{A}1 + X4011.A1 + X3100. \bar{A}2 + X3101.A2 + X3110. \bar{A}1 + X311.A1$$

$$CAX1 = X0. S1$$

$$CAX20 = X1. A3$$

$$CAX300 = X20. If. Ic. Id. h$$

$$CAX4000 = X300.A1$$

$$CAX4001 = X300. \bar{A}1$$

$$CAX50010 = X4001.A1$$

$$CAX50011 = X4001. \bar{A}1. \bar{A}2$$

$$CAX301 = X20. If. Ic. Id. \bar{h}$$

$$CAX4010 = X301.A1$$

$$CAX4011 = X301. \bar{A}1$$

$$CAX21 = X1. \bar{A}3$$

$$CAX310 = X21.If.Ic.Id.h$$

$$CAX3100 = X310.A2$$

$$CAX3101 = X310. \bar{A}2$$

$$CAX311 = X21. If. Ic. Id. \bar{h}$$

$$CAX3110 = X311. A1$$

$$CAX3111 = X311. \bar{A}1$$

- **Equation d'évolution du GRAFCET**

$$X0 = \overline{CAX1}.X0 + CAX0$$

$$X1 = \overline{CAX20} + \overline{CAX21}.X1 + CAX1$$

$$X20 = \overline{CAX300} + \overline{CAX301}.X20 + CAX20$$

$$X300 = \overline{CAX4000} + \overline{CAX4001}.X300 + CAX300$$

$$X4000 = \overline{CAX20}.X4000 + CAX4000$$

$$X4001 = \overline{CAX5010} + \overline{CAX5011}.X4001 + CAX4001$$

$$X50010 = \overline{CAX20}.X50010 + CAX50010$$

$$X50011 = \overline{CAX20}.X50011 + CAX50011$$

$$X301 = \overline{CAX4010} + \overline{CAX4011}.X301 + CAX301$$

$$X4010 = \overline{CAX20}.X4010 + CAX4010$$

$$X4011 = \overline{CAX20}.X4011 + CAX4011$$

$$X21 = \overline{CAX310} + \overline{CAX311}.X21 + CAX21$$

$$X310 = \overline{CAX3100} + \overline{CAX3101}.X310 + CAX310$$

$$X3100 = \overline{CAX21}.X3100 + CAX3100$$

$$X3101 = \overline{CAX21}.X3101 + CAX3101$$

$$X311 = \overline{CAX3110} + \overline{CAX3111}.X311 + CAX311$$

$$X3110 = \overline{CAX21}.X3110 + CAX3110$$

$$X3111 = \overline{CAX21}.X3111 + CAX3111$$

- **Equations des pré actionneurs**

$$KM1 = X4000 + X4001 + X50010 + X50011 + X4010 + X4011 + X3110 + X3111$$

$$KM2 = X4001 + X50011 + X3100 + X3101$$

$$KM3 = X50011 + X4011 + X3101 + X3111$$

IV.3 EXTRAIT DE LA PROGRAMMATION DE LA GESTION DE L'HYBRIDATION HYDRO SOLAIRE DU PROJET JIRO TARATRA.

La programmation de l'automatisation de la centrale hybride se base sur le diagramme défini précédemment (page 46) ainsi que le GRAFCET (page 60).

Le programme comprend 250 lignes de programmation en ladder conçu à partir des équations du GRAFCET ci-dessus.

Dans ce programme, on a utilisé :

- Une entrée TOR pour le bouton poussoir S1 de la mise en marche du système ;
- Trois entrées analogiques (Charge, Hydro, PV) ;
- Trois sorties Q1, Q2, Q3 qui correspondent respectivement à KM1 (alimentation du réseau par la source hydroélectrique), KM2 (alimentation du réseau par la source Photovoltaïque) et KM3 (alimentation venant des batteries) ;
- Quarante relais auxiliaires identifiés par la lettre M et N qui mémorisent les états des étapes et des conditions d'activation des étapes ;
- Trois comparateurs analogiques identifiés par la lettre A, qui comparent les valeurs des entrées ;
- L'horloge qui distingue l'horaire diurne et nocturne.

Selon le diagramme (page 46), le principe de fonctionnement de la centrale se divise en deux : le fonctionnement période de crue et le fonctionnement période d'étiage. C'est le débit hydrologique qui le distingue. Ce débit est égal à 1,14 m³/s (tableau 6). Ce débit est équivalent à une valeur analogique pour la programmation appelé « valeur de référence ». Si la valeur analogique mesurée du débit hydrologique est supérieure à cette valeur de référence, l'automate détecte automatiquement le mode de fonctionnement période de crue, dans le cas contraire, l'automate exécute le mode de fonctionnement période d'étiage.

Voici un extrait du programme de la Gestion de l'hybridation Hydro Solaire du Projet Jiro Taratra ;

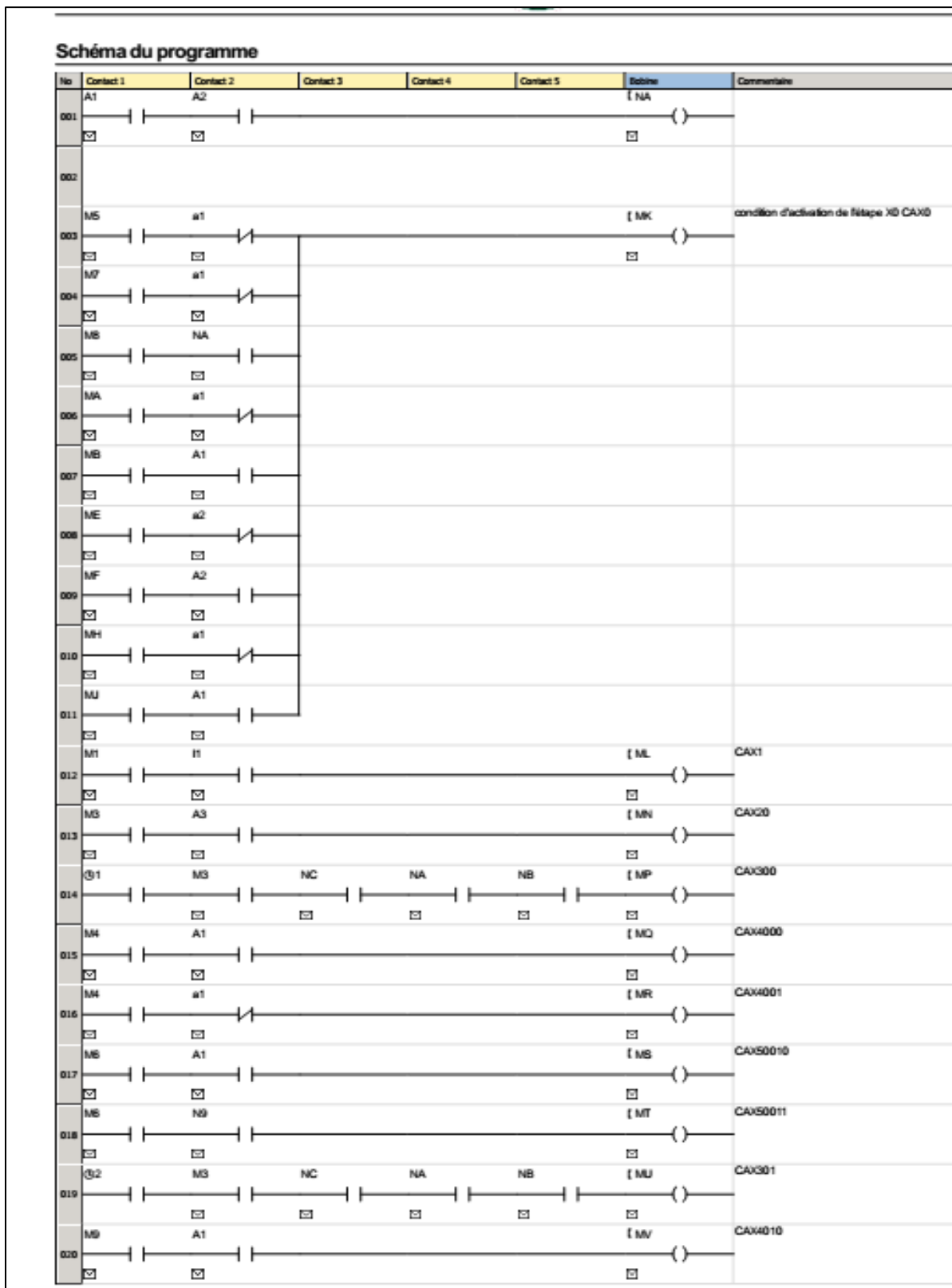


Figure 45: extrait 1 de la programmation de la Gestion de l'hybridation Hydro Solaire du Projet Jiro Taratra sur Zelio Soft 2

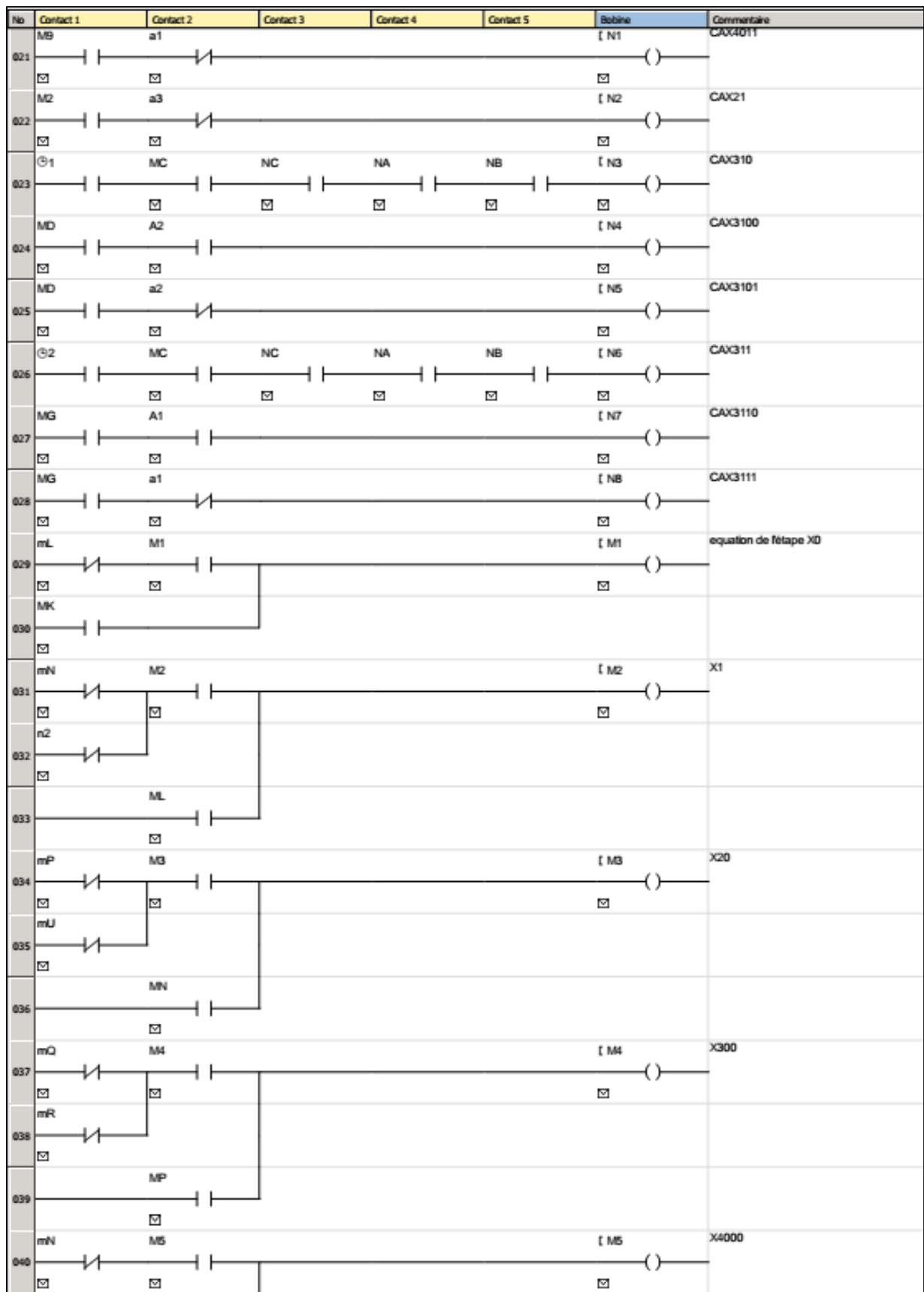


Figure 46 :extrait 2 de la programmation de la Gestion de l'hybridation Hydro Solaire du
Projet Jiro Taratra sur Zelio Soft 2

CONCLUSION

Dans cette étude, l'objectif fondamental c'est de déterminer les techniques de Gestion de l'hybridation Hydro/Solaire du mini réseau isolé – cas du projet Jiro Taratra. Pour ce dernier, la puissance prédéfinie pour la centrale hydroélectrique est de 600kW avec un volume de stockage à 81 000m³, celle de champs photovoltaïques est égale à 750 kW avec des batteries de stockage 29200 Ah.

Le principe de fonctionnement de la centrale hybride pendant la période de crue priorise l'hydroélectricité en diurne et en nocturne. En cas de manque, les générateurs PV en appoint ; si l'énergie venant des deux sources n'arrivent pas encore à satisfaire la charge, les batteries la complète. Pour la période d'étiage, la source prioritaire en diurne est la photovoltaïque et en nocturne, l'hydroélectricité.

Les sorties Q1, Q2, Q3 correspondent respectivement aux contacteurs KM1 qui alimente la charge par la source Hydro, KM2 qui alimente la charge par la source photovoltaïque et KM3 par les batteries.

Des GRAFCETS sont réalisés pour la programmation de l'automate.

Le langage de programmation est le langage LADDER.

Le logiciel choisi pour la simulation de la gestion des sources de la centrale est le logiciel « Zelio Soft 2 », version 5.1 de Schneider.

Il existe plusieurs types de modules Zelio, mais dans notre cas, on choisi les modules avec des entrées TOR et analogiques.

En perspective, il est nécessaire de concevoir la gestion de la commande de la centrale hybride hydro/solaire par un automate programmable selon aussi les ressources en amont (débits rivière, ensoleillement, etc.) et les besoins du réseau en aval (charges, stabilités, etc.)

Ce projet est un projet innovant car pour le cas de Madagascar, ce sera la première centrale Hydro/Solaire mis en place. Sa réalisation est une grande opportunité pour les localités à électrifier d'améliorer la situation énergétique, économique et sociale mais aussi un succès pour l'énergie propre pour tous et la lutte contre le changement climatique.

BIBLIOGRAPHIE ET WEBOGRAPHIE

- [1] Ademe, Guide pour le montage de projets de petite hydroélectricité, 2003.
- [2] A.Gonzaga, les automates programmables, 17 pages.
- [3] A.GHEZAL Aspects techniques des projets solaires PV raccordés au réseau.
- [4] Artelia Madagascar, APD partie hydro JIRO TARATRA, Octobre 2018.
- [5] A. Lyes, Etude de la connexion au réseau électrique d'une centrale photovoltaïque, 2011
- [6] Casielec, APD partie demande JIRO TARATRA, 2018.
- [7] G.le Moine, Electrification photovoltaïque, 2016.
- [8] J.Caillaud, L'énergie solaire photovoltaïque.
- [9] J. Duval, systèmes d'énergie hybrides solaires PV, novembre 2010, Paris.
- [10] Ministère de l'énergie et des hydrocarbures, lettre de politique de l'énergie de Madagascar 2015-2030, septembre 2015
- [11] M.Barbosa, DHYBRID Power Systems GmbH, 2018.
- [12] N.Binti, W. Azlan, Dr.M.Anyi, D.Nur, Cadre du système hybride microhydro/solaire pour les applications hors réseau, 2015.
- [13] N.L. Randrianarisoa, J.L.M. Randriamialisoa, projet d'installation d'une centrale solaire photovoltaïque d'une puissance 5 MWc pour desservir la région Atsimo Andrefana de Madagascar, 19 décembre 2017, mémoire de Master 2 en Génie industriel, ESPA, 104 pages.
- [14] Office de régulation de l'électricité, Standards techniques et normes en vigueur à Madagascar, 6 pages.
- [15] Article, ciel et Terre achève un projet hybride alliant centrale solaire flottante et hydroélectricité au Portugal, 2017.
- [16] Syndicat des énergies renouvelables / Ademe, G.Moine, Spécifications techniques relatives à la protection des personnes et des biens dans les installations photovoltaïques raccordées au réseau BT ou HTA, 23/01/2012, 70 pages.
- [17] Schneider Electric, fiche technique Zelio SR2B201BD, 6pages.
- [18] https://www.lemonde.fr/energies/article/2018/08/30/au-portugal-l-electricite-est-plus-verte_5348072_1653054.html

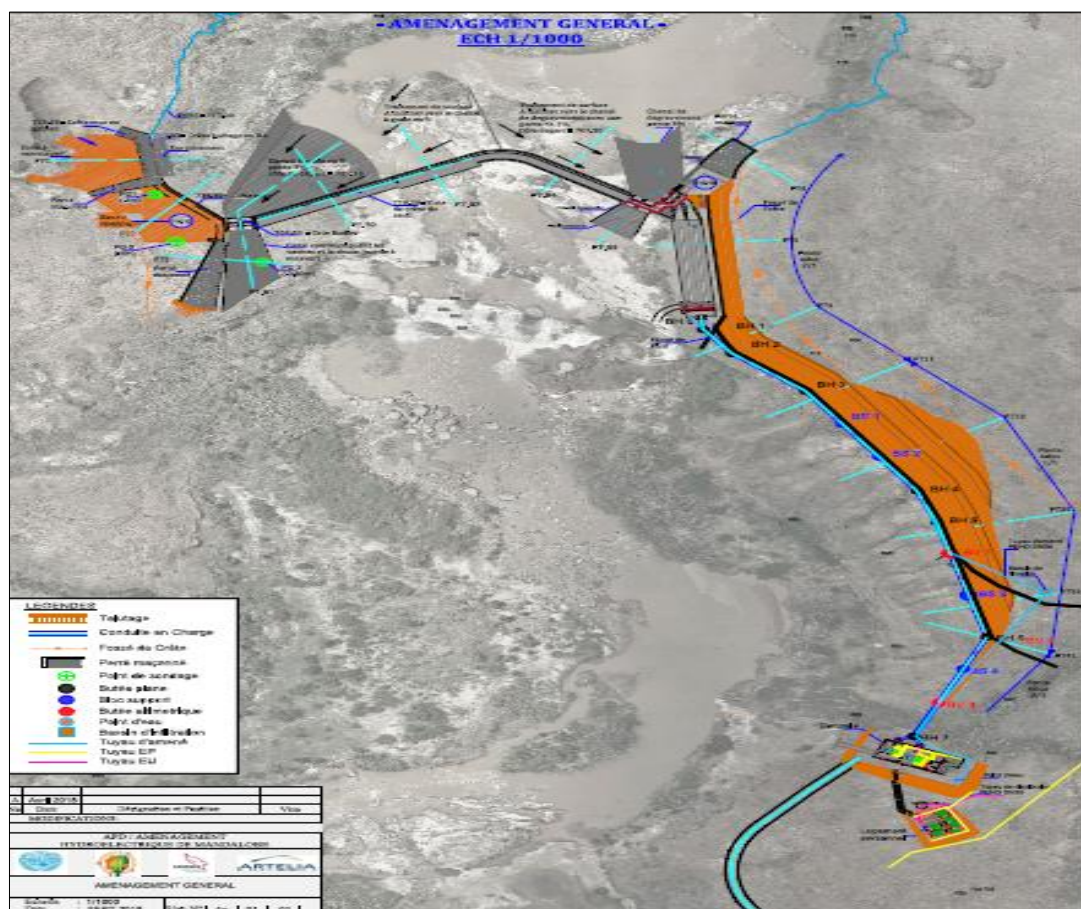
- [19] http://www.thewindpower.net/windfarm_fr_17472_nouadhibou.php
- [20] <https://www.lesechos.fr/amp/1149059>
- [21] <https://lenergeek.com/2014/05/07/espagne-une-centrale-hybride-combine-energie-solaire-et-biomasse>
- [22] https://www.challenges.fr/energie-et-environnement/comment-l-archipel-des-glenan-parvient-a-etre-10-renouvelable_658254
- [23] http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis_tools/fr/tools.html, Simulation en ligne sur PV gis
- [24] fr.m.wikipedia.org, barrage de Longyangxia.
- [25] technologue.com, cours grafcet
- [26] www.SMA-France.com, Fuel Save Controller, le gestionnaire d'énergie.
- [27] Zelio Soft 2 version 5.1.0, Schneider Electric.
- [28] www.amazon.fr, 14/04/2021.
- [29] www.wattuneed.com, 14/04/2021.
- [30] www.groupeselectrogenes.fr, 29/04/2021.

ANNEXE

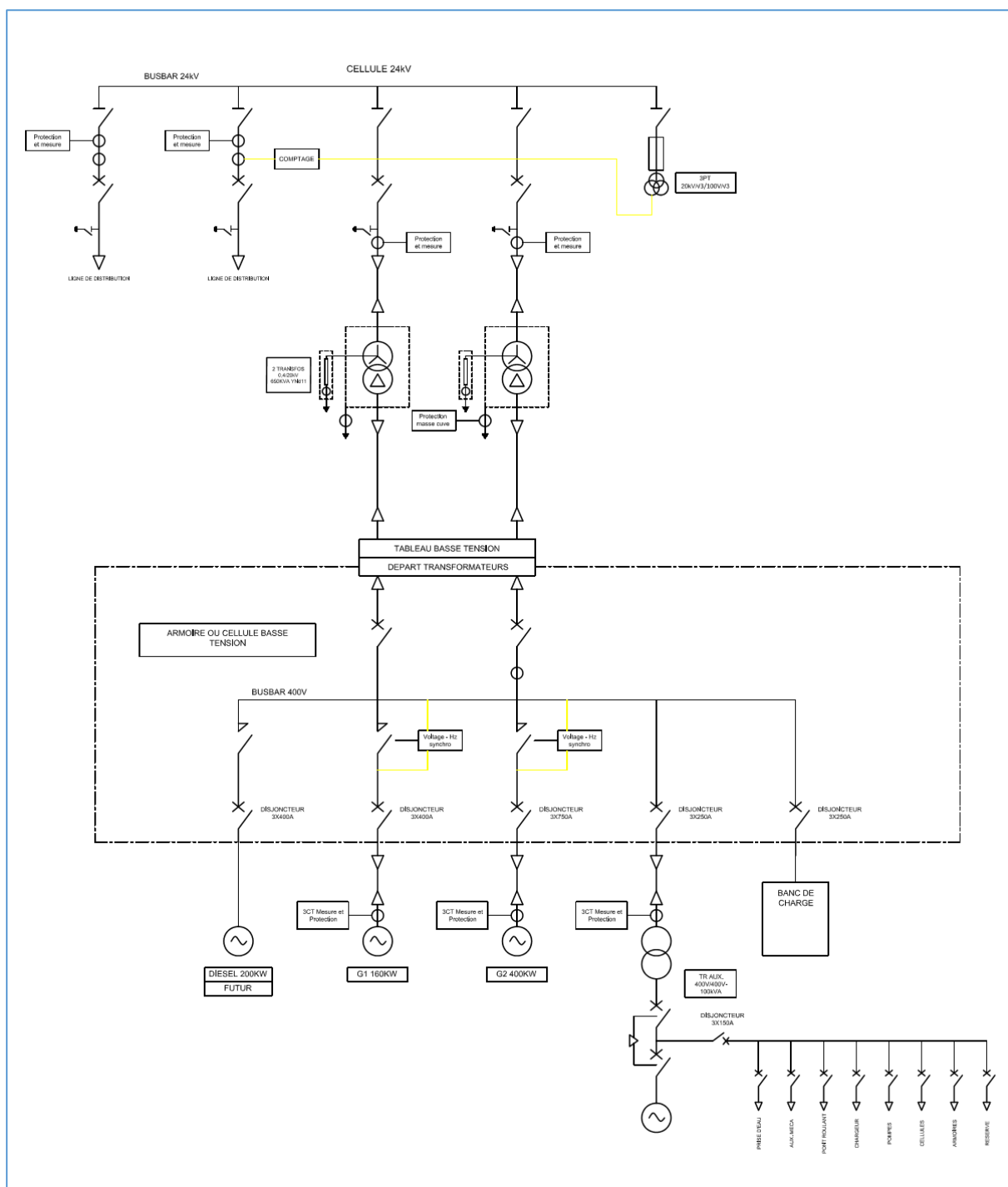
Annexe 1 : Consommation énergétique mensuelle des 23 localités selon les types de raccordements à l'année 05 en kWh

Saisons agricoles	Mois	Ménage	Institution publique	Usager productif	Consommation totale
Soudure	Janvier	24 652	6 120	61 083	91 855
	Février	22 266	5 481	55 158	82 906
	Mars	24 652	6 120	61 083	91 855
Récolte 01	Avril	37 258	5 907	186 056	229 222
	Mai	38 500	6 120	192 263	236 883
	Juin	37 258	5 907	186 056	229 222
Soudure	Juillet	24 652	6 120	61 083	91 855
	Aout	24 652	6 120	61 083	91 855
	Septembre	23 856	5 907	59 108	88 872
	Octobre	24 652	6 120	61 083	91 855
	Novembre	23 856	5 907	59 108	88 872
Récolte 02	Décembre	38 500	6 120	88 084	132 705
Consommation. Totale (kWh)		344 753	71 954	1 131 246	1 547 953

Annexe 2 : Schéma général de l'aménagement hydroélectrique



Annexe 3 : schéma unifilaire de la centrale hydroélectrique



Annexe 4 : Caractéristiques du module PV utilisé dans l'étude

Définition d'un module PV

Données de base | Dimensions et Technologie | Paramètres modèle | Données additionnelles | Commercial | Graphiques

Modèle: STP 325-20/Wem+ (Superpoly) Fabricant: Suntech
 Nom fichier: Suntech_Superpoly_STP_325_24 Source données: Suntech 2015
 Base de données PVsyst originale Prod. depuis 2015

Puissance no: 325.0 Wp Tol. +/- 0.0 3.0 % Technologie: Si-poly

Specifications fabricant ou autres mesures

Cond. de référence GRef: 1000 W/m² TRef: 25 °C
 Courant de court-circuit Isc: 9.260 A Circuit ouvert Vco: 45.90 V
 Point de Puissance max. Imp: 8.720 A Vmpp: 37.30 V
 Coefficient de température μ Isc: 6.2 mA/°C Nbre cellules: 72 en série
 ou μ Isc: 0.067 %/°C

Résumé du modèle

Paramètres principaux

R parall.: 440 ohm
 Rparall(G=0): 1500 ohm
 R série model: 0.35 ohm
 R série max.: 0.41 ohm
 R série apparent: 0.55 ohm

Paramètres modèle

Gamma: 0.996
 IoRef: 0.14 nA
 μ Vco: -163 mV/°C
 μ PMMax fixé: -0.42 /°C

Résultats du modèle interne

Conditions de fonctionneGOper: 1000 W/m² TOper: 25 °C
 Point de Puissance max. Pmpp: 325.3 W de température: -0.41 %/°C
 Courant Imp: 8.72 A Tension Vmpp: 37.3 V
 Courant de court-circuit Isc: 9.26 A Circuit ouvert Vco: 45.9 V
 Efficacité / Surf. cellules: 18.56 % / Surf. module: 16.76 %

Annexe 5 : Caractéristiques onduleur utilisé dans l'étude

Définition d'un onduleur pour le réseau

Paramètres principaux | Courbe d'efficacité | Paramètres additionnels | Paramètres de sortie | Dimensions et Technologie

Modèle: Sunny Tripower 25000TL-30 Fabricant: SMA
 Nom fichier: Sunny_Tripower_25000TL_30.OND e des données: Manufacturer 2014
 Base de données PVsyst originale Prod. depuis 2014

Entrée (CC, Champ PV)

Tension MPP minimale: 390 V
 Tension min. pour PNom: 390 V
 Maximum current per MPPT: 32.7 A
 Tension MPP nominale: 600 V
 Tension MPP maximale: 800 V
 Tension PV max. absolue: 1000 V
 Puissance seuil: 84 W

Spécification contractuelle, sans réelle signification physique Obligatoire
 Puissance PV nominale: 25.6 kW
 Puissance PV maximale: 25.6 kW
 Courant PV maximum: 66.0 A

Sortie (Réseau AC)

Monophasé
 Triphasé
 Biphase

Fréquence: 50 Hz, 60 Hz

Tension du réseau: 400 V
 Puissance AC nominale: 25.0 kW
 Puissance AC maximale: 25.0 kW
 Courant AC nominal: 36.2 A
 Courant AC maximum: 36.2 A

Efficacité

Efficacité maximale: 98.30 %
 Efficacité définie pour 3 tensions

Export vers table | Imprimer | Annuler | OK

Annexe 6 : Production électrique moyenne mensuelle du système PV [kWh] du site

PVGIS-5 données de production solaire énergétique estimées:			
Entrées fournies:		Résultats de la simulation	
Latitude/Longitude:	-19.783, 46.900	Angle d'inclinaison:	19 °
Horizon:	Calculé	Angle d'azimut:	0 °
Base de données:	PVGIS-	Production annuelle PV:	1400.59 kWh
Technologie PV:	Silicium cristallin	Irradiation annuelle:	1838.21 kWh/m²
PV installée:	1 kWp	Variabilité interannuelle:	38.51 kWh
Pertes du système:	14 %	Changements de la production à cause de:	
		Angle d'incidence:	-4.19 %
		Effets spectraux:	-0.11 %
		Température et irradiance faible:	-7.42 %
		Pertes totales:	-23.81 %
Energie PV et irradiation solaire mensuelle			
Mois	E_m	H(i)_m	SD_m
Janvier	142.9	185.4	15.5
Février	124.1	160.4	15.0
Mars	125.2	163.6	7.7
Avril	100.9	132.3	5.8
Mai	80.6	106.8	1.7
Juin	65.4	88.7	1.6
Juillet	73.8	98.4	2.2
Août	98.8	128.5	3.6
Septembre	127.1	165.4	4.3
Octobre	149.5	195.4	9.6
Novembre	151.2	201.5	7.4
Décembre	161.0	211.8	8.6

E_m: Production électrique moyenne mensuelle du système défini [kWh].
H(i)_m: Montant total mensuel moyen de l'irradiation globale reçue par mètre carré sur les panneaux du système défini [kWh/m²].
SD_m: Déviation standard de la production électrique mensuelle à cause de la variation interannuelle [kWh].

Où Em: Production électrique moyenne mensuelle du système [kWh].

Annexe 7 : Donnée quotidienne de rayonnement sur le lieu d'étude avec PV GIS (mois de Septembre)

Rayonnement moyen quotidien sur plan fixe																										
Heure	00:45	01:45	02:45	03:45	04:45	05:45	06:45	07:45	08:45	09:45	10:45	11:45	12:45	13:45	14:45	15:45	16:45	17:45	18:45	19:45	20:45	21:45	22:45	23:45		
G(i)	0	0	0	0	0	0	0	115	308	491	646	745	775	741	655	520	349	165	1	0	0	0	0	0		
Gb(i)	0	0	0	0	0	0	0	62	208	361	498	586	601	559	477	362	227	92	0	0	0	0	0	0		
Gd(i)	0	0	0	0	0	0	0	51	98	127	144	154	169	178	174	154	120	72	1	0	0	0	0	0		

G(i): Rayonnement global sur plan fixe [W/m²].
Gb(i): Rayonnement direct sur plan fixe [W/m²].
Gd(i): Rayonnement diffus sur plan fixe [W/m²].

Annexe 8 : Dimensionnement des caractéristiques des composants PV

• Champ photovoltaïque

Puissance crête = **750 kW**

Pour les modules photovoltaïques, on choisit un module solaire Polycristallin

Nombre de module branché en série

En prenant un convertisseur dont la tension d'entrée varie de 390 à 800V

- Nombre minimal de modules en série

$$N_{msmin} = \frac{U_{ecmin}}{V_{mpp} * 0,85}$$

$$N_{ms min} = \frac{390}{37,3*0.85} = 12 \text{ modules}$$

- Nombre maximal de module en série

$$N_{msmax} = \frac{U_{ecmax}}{V_{mpp} * 1,15}$$

$$N_{ms max} = \frac{800}{37,3*1,15} = 18 \text{ modules}$$

U_{ecmin} , U_{ecmax} : tension minimale, maximale d'entrée au convertisseur (fiche technique de l'onduleur) ;

Le coefficient 1,15 : coefficient de minoration permettant de calculer la tension M_{pp} à 20°C ;

Le coefficient 0,85 : coefficient de minoration permettant de calculer la tension M_{pp} à 70°C ;

V_{mpp} : tension optimale de fonctionnement (fiche technique des modules PV utilisés).

Nombre de module branchée en parallèle

$$N_{mp} = \frac{P_c}{N_{ms} P_{mod}}$$

N_{ms} : nombre de module branchés en série ;

P_{mod} : puissance unitaire de module en W_c .

$$N_{mp} = \frac{700\,000}{18*325} = 128 \text{ modules}$$

Nombre total des modules

$$N_m = N_{ms} N_{mp}$$

$$N_m = 18 * 128$$

$$N_m = 2304 \text{ modules}$$

Inclinaison du module en fonction de la latitude : 19°

Latitude du site	Inclinaison du module
$L < 10^\circ$	$\alpha = 10^\circ$
$10^\circ < L < 20^\circ$	$\alpha = L$
$20^\circ < L < 35^\circ$	$\alpha = L + 10^\circ$
$L > 35^\circ$	$\alpha = L + 15^\circ$

Dimensionnement de la batterie

- Capacité de la batterie

$$CT = \frac{E_j \cdot n_{ja}}{k_d \cdot U}$$

E_j : consommation journalière ;

n_{ja} : nombre de jour d'autonomie (en général 3jours) ;

k_d : coefficient de décharge (0,5 à 0,8) ;

U : tension d'usage du système.

$$CT = \frac{327\,000.3}{0.7.48}$$

$$CT = 29\,197 \text{ Ah}$$

- Nombre de batteries branchées en série

$$N_{bs} = \frac{U_s}{U_{bat}}$$

U_s : tension de sortie du parc batterie

U_{bat} : tension unitaire de la batterie.

$$N_{bs} = \frac{48}{2} = 24$$

- Nombre de batteries branchées en parallèle

$$N_{bp} = \frac{CT}{C_{bat}}$$

C_T : capacité totale de stockage ;

C_{bat} : capacité d'une batterie.

$$N_{bp} = \frac{29\,197}{3\,488} \quad (C_{10} = 3488)$$

$$N_{bp} = 9$$

- Nombre de batterie nécessaire

$$Nb = N_{bs} \cdot N_{bp}$$

$$Nb = 216 \text{ batteries}$$

Onduleur photovoltaïque :

Pour l'onduleur, on prend l'onduleur Sunny Tripower 25 000TL de SMA.

Tension max que peut fournir notre champ PV= $(N_{msmax} * V_{oc} * 1,15) < V_{max\ onduleur}$

$$V_{pv\ max} = 19 * 45,9 * 1,15 ; 996\ V < 1\ 000$$

- Puissance apparente de l'onduleur

$$S_o = \frac{P_c}{\cos\phi \cdot \eta_c}$$

P_c : puissance crête de l'installation ;

$\cos\phi$: facteur de puissance de l'onduleur;

η_c : rendement de l'onduleur.

$$\begin{aligned} S_o &= \frac{700\ 000}{1 * 0.983} \\ &= 775\ kVA \end{aligned}$$

- Nombre d'onduleur

$$N_{ond} = \frac{S_o}{P_{ond}}$$

P_{ond} : puissance nominale d'un onduleur

$$\begin{aligned} N_{ond} &= \frac{775 * 0.8}{25} \\ &= 25\ onduleurs \end{aligned}$$

Onduleur chargeur

- Puissance apparente de l'onduleur :

$$\begin{aligned} S_o &= \frac{P_c}{\cos\phi \cdot \eta} \\ &= \frac{468}{1 * 0.958} = 489\ kVA \end{aligned}$$

P_c : la puissance maximale que doit fournir l'onduleur

η : rendement de l'onduleur

- Nombre d'onduleur nécessaire:

$$noc = \frac{So}{Pu \text{ ond}} \quad noc = \frac{489}{6}$$

$$= 82 \text{ onduleurs chargeurs}$$

Pu ond: puissance unitaire de l'onduleur

Surface nécessaire pour le champ

On a 2 304 modules, donc la superficie nécessaire est au moins **4 471 m²**

Section du câble

Si on suppose une longueur maximale reliant les panneaux aux onduleurs égale à 20m ;

$$S_{min} = \frac{2 * L * I_{maxadm}}{K * \Delta U_{max}}$$

$$S_{min} = \frac{2 * 20 * (\frac{325}{37,3})}{58 * 1}$$

Section du câble = 6 mm²

Energie directe fournie par le champ PV

$$E_a = F_c \cdot P_c \cdot I_{ra}$$

F_c : facteur de conversion {0.90 si module bien ventilé et 0.70 si module mal ventilé} ;

P_c : puissance crête du champ [kWc] ;

I_{ra} : irradiation annuelle [kWh/m²/an]

I_{ra} = 1 838,21 kWh/m² (PV Gis)

$$E_a = 0,9 * 750 * 1 838,21$$

$$\mathbf{E_a = 1 241 MWh/an}$$

Annexe 9: standards techniques et normes en vigueur à Madagascar sur le classement des réseaux électriques

2. CLASSEMENT DES OUVRAGES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

Source : Ouvrages existants sur la majorité des exploitations sur le territoire

Les ouvrages de Transport, de Distribution et de branchement relèvent des trois domaines de tension suivants, selon la valeur nominale de la tension (en valeur efficace pour le courant alternatif)

1 ^{ère} Catégorie Basse tension (BT) Moins de 500 Volts	2 ^{ème} Catégorie Moyenne tension (MT) De 500 à 50 000 Volts	3 ^{ème} Catégorie Haute tension (HT) Plus de 50 000 Volts
220 V 380 V	5 500 V 15 000 V 20 000 V 35 000 V	63 000V 138 000 V
<i>Toutes les tensions s'entendent entre conducteurs phases</i>		

3. STANDARDS TECHNIQUES ET NORMES DE VARIATION ADMIS AUX DISTRIBUTIONS MT ET BT

Source : JIRAMA

Les standards techniques et normes de variation admis aux distributions MT et BT sont les suivants :

- Fréquence nominale : 50 Hz
- Basse Tension : 380/220 V
- Moyenne Tension : 35 kV, 20 kV, 15 kV, 5.5 kV

Paramètre	Tolérance
Fréquence de l'électricité livrée	Cinq pour cent en plus ou en moins (+ ou - 5%)
Tension Basse Tension au point de livraison	Dix pour cent en plus ou en moins (+ ou - 10%)
Tension Moyenne Tension au point de livraison	Sept pour cent en plus ou en moins (+ ou - 7%)

UNIVERSITE D'ANTANANARIVO
ECOLE SUPERIEURE POLYTECHNIQUE
D'ANTANANARIVO



Auteur : ANDRIMANANTSOA Ny Kanto Miarotsiky Fahasoavana

Téléphone : +261338276272

**Titre : « Etude de gestion de l'hybridation hydro/solaire – cas du projet JIRO TARATRA
Région Bongolava »**

Nombre de page : 75

Nombre de figure : 46

Nombre de tableau : 13

RESUME

Le site concerné par cette étude se trouve dans la Région de Bongolava. L'hybridation Hydro/Solaire a été abouti pour assurer la continuité de l'approvisionnement de l'énergie électrique grâce à la complémentarité des deux sources. La centrale hydroélectrique sera équipée de deux turbines de puissances 200 kW et 400 kW. La centrale photovoltaïque aura une puissance égale à 750 kWc et constituée de 2 304 modules PV avec 25 onduleurs PV, 216 batteries 2V avec 82 onduleurs chargeurs.

La gestion de la centrale Hybride sera assurée par un automate programmable dont le modèle choisi est Zelio de Schneider. L'automate gère la commutation des sources selon sa programmation basée sur le principe voulu.

ABSTRACT

The site concerned by this research is located in the Region of Bongolava. The Hydro/solar hybridization has been to ensure the continuity of the supply of electric energy thanks to the complementary of the two sources. The hydroelectric power station will be equipped with two turbines of 200 kW and 400 kW. The photovoltaic plant will have a power equal to 750 kWp and will consist of 2 304 PV modules with 25 PV inverters, 216 batteries of 2 V with 82 inverters chargers.

The management of the hybrid plant will be ensured by a programmable logic controller whose model chosen is Zelio from Schneider. The PLC manages the switching of the sources according to its programming based on the desired principle.

Mots clés : Hybridation, Hydro/Solaire, gestion centrale, automate programmable

Directeur de Mémoire : Dr RAKOTONIAINA Solofo Hery

Encadreur professionnel : Mr RATSARAEFADAHY Milson, Mr Louis TAVERNIER