



ETUDE DE REALISATION D'UNE STATION-SERVICE FONCTIONNANT A L'ENERGIE SOLAIRE

**MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU MASTER EN INGENIERIE DE
L'EAU ET DE L'ENVIRONNEMENT
OPTION : ENERGIE ET PROCEDES INDUSTRIELES**

Présenté et soutenu publiquement le **25 Juin 2013** par

ASSILATAHOUN Komlan

Travaux dirigés par : **Mr. DANGANG TCHANTCHOUN Patrice**, Ingénieur de recherche au
CENTRE COMMUN DE RECHERCHE « Energie et Habitat Durables » 2IE
Mr. Léon Comlanvi TOGBE, Directeur spécialités, TOTAL-TOGO.

Jury d'évaluation du stage :

Président : Dr Daniel YAMEGUEU

Membres et correcteurs :

Ing DANGANG T. Patrice

Mr KADRI M.

Promotion [2012- 2013]

DEDICACE

*A mon défunt père ASSILATAHOUN Anato
et défunte mère ANAGONOU Akouvi Azonsi*

*A mon frère Justin koami ASSILATAHOUN
et Tante ASSILATAHOUN Antoinette*

*Qui me soutiennent tous les jours tant
spirituellement, physiquement que moralement.*

*A mes Frères Messanh ; Kodjovi et Kossi.
Le fait de penser à vous me donne plus
de courage et de la force à avancer.*

REMERCIEMENTS

Ce travail est le fruit de l'association des efforts conjugués d'un ensemble d'acteurs, qu'il me soit permis de leur témoigner ici même toute ma gratitude.

Mes premiers remerciements iront à l'endroit de mes enseignants du 2iE, Prof. COULIBALY Y., Dr AZOUMAH Y., Dr PABYAM M., Dr BLIN J., Dr SIDIBE S. qui par la qualité de leurs enseignements, nous ont insufflé le goût de l'ingénierie et de la recherche, l'expertise que requiert notre métier et la foi dans nos capacités.

Je tiens à remercier mon encadreur interne au 2IE Ing. DANGANG TCHANTCHOU Patrice pour son soutien et la confiance dont il a fait preuve à mon égard.

Mes pensées vont aussi à l'endroit de tout le personnel de la Société TOTAL-Togo. Je remercie chaleureusement le Directeur Général Mr Joseph KOUAME à la tête de la Société et la DRH Mme Josseline AHADJI.

J'exprime ici, ma profonde gratitude à l'endroit de Mr Léon Comlan TOGBE, Chef du département Spécialités, sous la direction duquel j'ai effectué ce stage. Ces judicieux conseils, et la délicatesse de ces idées m'ont permis de mener à bien cette étude.

Je voudrais exprimer toute ma reconnaissance envers mon collègue Mr Yakinou DEGBEMBIA pour l'agréable et productive ambiance de travail qu'ensemble nous avons su créer. Un grand merci à vous Mr HEMOU Constant pour tous vos soutiens.

Enfin je voudrais exprimer ma profonde gratitude en ces quelques mots à tous ceux qui ont, d'une manière ou d'une autre, apporté leur contribution à la réalisation de ce mémoire.

RESUME

Le solaire photovoltaïque sur les stations-service est un des secteurs d'engagement en matière de développement durable du groupe TOTAL conformément à l'article 10 de sa charte SEQ. L'objet du présent travail initié par sa filiale du Togo porte justement sur l'étude de réalisation d'une station-service fonctionnant à l'énergie solaire assorti d'un dossier technique et financier. Toutefois le concept imposait certaines contraintes particulières : la surface de captage sur les stations-service, l'ensoleillement et les besoins énergétique réels devraient être clairement identifiés afin que le dimensionnement du système photovoltaïque soit réalisé au plus juste. Le coût des fournitures étant particulièrement élevé, l'investissement en sera ainsi minimisé. Ainsi à partir du diagnostic de l'existant de deux stations, il en ressort que seules les stations dont la consommation électrique mensuelle ne dépassent pas 2675 kWh peuvent fonctionner uniquement à partir de l'énergie photovoltaïque. D'autre part l'étude montre que pour les stations de petite taille (dont la consommation électrique mensuelle ne dépasse pas 1350 kWh), l'exploitation des toitures de l'auvent seule suffirait pour satisfaire tous les besoins électriques. C'est à l'issue de cette analyse que deux cahiers de charge ont été défini et suivi avec à chaque fois un devis quantitatif et financier.

Mots clés Station-service ; Solaire photovoltaïque ; besoins énergétiques ; surface de captage ; ensoleillement ; dimensionnement.

ABSTRACT

Solar photovoltaic on stations is one of the sectors commitments to sustainable development of the TOTAL group in accordance with Article 10 of its charter SEQ. The purpose of this work initiated by its subsidiary Togo deals specifically with the study of performing a service station powered by solar energy together with a technical and financial record. However, the concept required some special constraints: the catchment area of the stations, the sunshine and the actual energy needs should be clearly identified so that the design of the PV system is made at the fair. The cost of materials is particularly high, investment will thus minimized. Thus, from the diagnosis of two existing stations, it appears that only stations whose monthly power consumption does not exceed 2675 kWh can operate only from photovoltaic. On the other hand, the study shows that for small stations (whose monthly power consumption does not exceed 1350 kWh), operation of the awning roof alone would be sufficient to meet all electrical needs. This is the end of this analysis two notebooks load were defined and followed each with a quantitative and financial estimate.

Key Words: Station; Solar photovoltaic; energy needs; sensing surface; sunshine; sizing.

LISTE DES ABREVIATIONS

CEET : Compagnie d'Energie Electrique du Togo
BTCI : Banque Togolaise de Commerce et de l'Industrie
ADEME : Agence de l'Environnement et de la Maitrise de l'Energie
TRI : Temps de Retour sur Investissement
SEQ : Santé Environnement Qualité
LEC : Levelized Electricity Cost
TTC : Toute Taxe Confondue
GES : Gaz à Effet de Serre
CC : Courant-Continu
PV : Photovoltaïque
DC : Direct Curent
AC : Alternative Curent

NOMENCLATURE ET UNITES

kWh/m²/J : kilowattheure par mètre carré par jour
kWh : kilowattheure
m³/h : mètre cube par heure
m² : mètre carré
l/min : litre par minute
Ah : Ampèreheure
Wh : Wattheure
P : Puissance
A : Ampère
C : Capacité
W : Watt
I : Intensité
U : Tension
L : longueur
l : largeur

S : Surface

E : Energie

h : heure

V : Volt

m : mètre

INDICES

mpp : maximum power point

Ccmax : court-circuit maximal

maint : maintenance

aut : autonomie

co : circuit ouvert

max : maximale

min : minimal

cc : court-circuit

gen : générateur

i : irradiation

batt : batteries

cmin : courant minimal

n : nominal

bre : branche

rec : récepteur

eq : équivalent

r : rectifiée

c : crête

a : annuel

j : jour

s : série

SOMMAIRE

DEDICACE	I
REMERCIEMENTS	II
RESUME	III
LISTE DES ABREVIATIONS.....	V
NOMENCLATURE ET UNITES	V
INDICES	VI
SOMMAIRE	VII
LISTE DES TABLEAUX.....	VIII
LISTE DES FIGURES.....	X
I. Introduction générale.....	1
Chapitre I : GENERALITES BIBLIOGRAPHIQUES.....	4
I. L'énergie solaire photovoltaïque.....	5
1. Type de systèmes photovoltaïques	5
2. Les Principaux composants d'un système photovoltaïque.	9
Chapitre 2 : ETUDE TECHNICO-ECONOMIQUE	16
I. Présentation du site de l'étude	16
II. Diagnostic énergétique de l'existant	17
1. Recensement des équipements et évaluation des surfaces.	17
2. Temps de fonctionnement des équipements	19
3. Consommation énergétique et rapprochement avec les factures d'électricités	21
4. Analyse des factures d'électricité	24
III. Dimensionnement du système PV pour la station.....	25
1. Données météorologiques.....	25
2. Définition du cahier de charge de l'installation.....	26
3. Scénarii 1 : Système PV raccordé au réseau « autoconsommation »	27
4. Scénarii 2 : Système PV autonome pour la station	36
5. Scénarii 3 : Eclairage solaire avec banc de stockage	44
Conclusion	48

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Equipements électriques recensés sur le site de la direction.....	17
Tableau 2: Surface de captage disponible sur le site de la direction.....	18
Tableau 3: Equipements électriques recensés sur le site de la BTCI.....	18
Tableau 4: Surface de captage disponible sur le site de la BTCI.....	19
Tableau 5: Estimation du temps de fonctionnement moyen des équipements recensés.....	19
Tableau 6: Temps de fonctionnement moyen des différentes pompes et des compresseurs	21
Tableau 7: Consommation énergétique journalière et mensuelle des équipements du site de la direction	22
Tableau 8: Consommation énergétique journalière et mensuelle des équipements du site de la BTCI	23
Tableau 9: Données météorologiques de la ville de Lomé obtenues à partir du logiciel Retscreen..	25
Tableau 10: Principaux résultats des simulations réalisées	26
Tableau 11: Caractéristiques des modules PV choisi	28
Tableau 12: Caractéristiques des deux sous-champs PV des deux toitures.....	28
Tableau 13: Données constructeur des onduleurs choisi	29
Tableau 14: Valeurs des chutes de tensions calculées.	31
Tableau 15: Caractéristiques des câbles choisi	31
Tableau 16: Caractéristiques des interrupteurs sectionneurs choisis	32
Tableau 17: Caractéristiques du parafoudre.....	32
Tableau 18: Caractéristiques des interrupteurs et du répartiteur choisis	33
Tableau 19: Caractéristiques du parafoudre choisi	33
Tableau 20: Principaux résultats de la simulation PVsyst 5.4	34
Tableau 21: Récapitulatif des principaux résultats de l'analyse économique	35
Tableau 22: Principaux résultats de l'étude d'impact environnemental	36
Tableau 23: Caractéristiques du module PV choisi	36
Tableau 24: Caractéristique du champ PV obtenue par PVSyst.5.4	37
Tableau 25: Configuration du banc de stockage.....	38
Tableau 26: Fiche technique du régulateur choisi	39
Tableau 27: Fiche technique de l'onduleur Steca choisi	40
Tableau 28: Récapitulatif des conditions de choix des fusibles.....	42
Tableau 29: Fiche technique de l'interrupteur et du parafoudre.....	42

Tableau 30: Caractéristiques du parafoudre AC	43
Tableau 31: Récapitulatif de l'analyse économique du scénario 2.....	44
Tableau 32: Caractéristiques du champ PV pour l'éclairage solaire	44
Tableau 33: Caractéristiques du régulateur choisi pour l'éclairage solaire.....	45
Tableau 34: Caractéristiques du banc de stockage.....	45
Tableau 35: Caractéristiques de l'onduleur Steca 4000-48	46
Tableau 36: Récapitulatif de l'évaluation financière du scénario 3	47

LISTE DES FIGURES

Figure 1: Schéma synoptique des systèmes dits autonomes	5
Figure 2: Schéma classique d'un système photovoltaïque raccordé au réseau	6
Figure 3: Schéma synoptique d'une installation PV raccordée au réseau sans injection	7
Figure 4: Schéma synoptique monophasé du système photovoltaïque raccordé au réseau	8
Figure 5: Schéma synoptique triphasé du système photovoltaïque raccordé au réseau.....	8
Figure 6: Régulateur de Charge Steca [12V/ 3-5A].....	10
Figure 7: Onduleur réseau SMA [SB 2100 TL].....	12
Figure 8: Variation du temps de fonctionnement (heure) des pompes de gasoil et du super en fonction des jours	20
Figure 9: Profil du temps de fonctionnement (heure) des pompes de mélange et du pétrole en fonction des jours	21
Figure 10: Répartition des consommations énergétiques et des puissances installées sur le site de la direction	23
Figure 11: Répartition des consommations énergétiques en fonction des différents postes du site de la BTCL.....	24
Figure 12: Graphique montrant l'évolution des consommations électriques de 2012 du site de la direction et de la BTCL.....	25

I. Introduction générale

a) Contexte.

Face aux défis environnementaux, à l'épuisement des ressources énergétiques fossiles et à l'augmentation considérable des besoins en énergie, le développement de nouvelles ressources énergétiques est un enjeu majeur pour la communauté internationale en général et pour l'Afrique en particulier.

Dans les pays à croissance lente et en particulier le Togo, la quasi-totalité des édifices sont alimentés par le réseau électrique national (CEET) sans qu'aucun aspect développement durable et efficacité énergétique ne fassent l'objet d'une quelconque réflexion de la part de ces usagers. Par ailleurs, l'intermittence et l'insuffisance de l'approvisionnement du réseau électrique freinent le développement de nombreuses activités qui dépendent de l'énergie électrique. L'orientation vers d'autres alternatives telle que le solaire photovoltaïque urge compte tenu des besoins réels du pays en énergie électrique. Le développement du solaire photovoltaïque est envisageable, vue la disponibilité permanente et inépuisable de l'énergie solaire dans cette région.

C'est dans cette optique que Total à travers sa filiale du Togo envisage la conception des stations-service bioclimatiques fonctionnant à l'énergie solaire sur le territoire national. Il s'agit pour la filiale de se conformer à l'article 10 de la charte SEQ du groupe en matière de développement durable et de la fourniture d'énergie électrique, d'autre part donner une nouvelle impulsion à son développement avec une ambition à la clé : celle de devenir à moyen terme leader national de l'énergie solaire photovoltaïque.

Dans la présente étude nous allons dans un premier temps répertorier les équipements d'une station-service, étudier leur fonctionnement et analyser le profil de consommation de chaque poste de la station.

Par la suite nous donnerons les détails techniques du dimensionnement des différents équipements de conversion de l'énergie solaire puis nous terminerons par les avantages environnementaux et économiques d'une telle station.

b) Problématique

Au début de ce travail, aucune information ne nous a été fournie sur les stations existantes. Compte tenu de la dangerosité des produits pétroliers, l'accès aux équipements est soumis à plusieurs consignes de sécurité. Par ailleurs nous ne disposons pas d'appareils de mesure pour les tests et les analyses. Les questions auxquelles nous devons donc répondre sont entre autres :

- Comment faire pour avoir des informations fiables sur les équipements existants pour faire un bilan énergétique juste ?
- Quel type de station allons-nous choisir pour l'étude et quelles sont les difficultés technico-économiques auxquelles nous devons faire face ?
- Peut-on prouver la compétitivité et la crédibilité de cette station vis-à-vis d'autres stations pour le même service rendu ?
- L'installation respect-elle les consignes de sécurité de la société et quels sont ses impacts sur l'environnement ?

c) Objectif

L'objectif visé par cette étude est de concevoir une station-service ou de reconverter une station existante en une station fonctionnant à l'énergie solaire photovoltaïque. Cette conception et reconversion intégrera à la fois les concepts d'économie d'énergie et d'efficacité énergétique.

d) Méthodologie de travail

Une installation photovoltaïque bien réussie passe d'abord par une démarche d'économie d'énergie, puis par une conception et une installation rigoureuse avec des composantes qui répondent au besoin et tiennent leur promesses [1]. C'est ainsi qu'au début de cette étude, nous avons mis en place une organisation pour répondre le plus efficacement possible aux différentes difficultés. Cette organisation s'articule autour de quatre points :

- Faire un diagnostic de l'existant de deux anciennes stations types choisies :
- ❖ Recenser tous les équipements électriques et évaluer la surface de captage solaire exploitable sur chaque station ;
- ❖ Déterminer la consommation électrique de chaque station après avoir évalué le temps de fonctionnement de chaque équipement puis faire un rapprochement avec les factures d'électricités enregistrées ;

- ❖ Proposer un cahier de charge de la nouvelle station suite à l'application des mesures d'économie d'énergie.
 - Faire l'étude technique de la nouvelle station-service fonctionnant à l'énergie solaire ; dans cette partie, il s'agira de faire successivement :
- ❖ Le dimensionnement des équipements (nombre de module, les batteries, onduleurs, régulateur, câble et accessoires entre autres les équipements de protection etc.) et
- ❖ Le choix des équipements.
 - Faire l'étude environnementale et sécuritaire de la nouvelle station ;
 - Proposer une offre financière pour la réalisation des travaux puis faire une étude économique comparée avec une station-service traditionnelle.

e) Présentation de l'entreprise

La société TOTAL Togo est une société de commercialisation des produits pétroliers et de ses dérivés. Sous sa forme actuelle, TOTAL TOGO S. A est la résultante de multiples transformations : changement de dénomination et trois fusions (UNIGAZ, ELF OIL TOGO, EXXON MOBIL TOGO). En 1976 elle fut régulièrement constituée sous la forme juridique d'une Société Anonyme (S.A) avec un capital de 1 291 280 000 FCFA et un conseil d'administration puis prend la dénomination sociale « TOTAL TOGO » le 05 juin 2005.

Elle dispose aujourd'hui d'un réseau de 76 stations-services sur toute l'étendue du territoire et procède à la livraison directe de certains clients dits « consommateurs installés » tels que la CEET, les Force Armées Togolaises etc. Outre ces clients habituels elle ravitaille les navires, les avions et fait aussi de la réexportation vers les pays voisins enclavés.

Au fil des années la société TOTAL TOGO à diversifier ses activités allant des produits pétrolier aux activités non carburant. En effet elle a mis en place des superettes sur les sites des stations-services ainsi que les baies de lavage et graissage.

Au sein de cette société, l'accent est mis sur le mixage entre hommes – femmes et entre les religions, le rapprochement et le contact direct entre les employés et les directeurs des différents services. Cela a pour effet d'améliorer la productivité de chaque employé. La société à une structure pyramidale hiérarchisée, emploie 62 personnes en interne et compte six (6) directions. L'organigramme structurel de la société est joint en [annexe 1].

Chapitre I : GENERALITES BIBLIOGRAPHIQUES

I. L'énergie solaire photovoltaïque

Un système solaire photovoltaïque est un ensemble qui produit de l'énergie électrique grâce à des modules solaires photovoltaïques exposés au soleil [2]. Il existe un grand nombre de systèmes photovoltaïques mettant en œuvre les installations photovoltaïques. Bien que beaucoup sont encore en phase de recherche et de développement, deux grandes typologies sont mises en évidence dans la majorité des installations. Ce sont :

- ❖ Les systèmes dits autonomes (avec ou sans stockage) ;
- ❖ Les systèmes couplés au réseau.

1. Type de systèmes photovoltaïques

a) Les systèmes autonomes

Dans ces systèmes, une fraction de l'énergie électrique produite au fil du soleil est stockée dans des batteries accumulateurs pour être utilisée durant les périodes où il n'y a pas le soleil. Au fur et à mesure que les accumulateurs se chargent, l'autre fraction d'énergie est utilisée pour alimenter en courant continu ou alternatif certaines charges. Les charges à courant alternatif sont alimentées par l'intermédiaire d'un onduleur et celles à courant continu sont directement câblées sur le régulateur. A cet effet on distingue deux systèmes autonomes schématisés comme suit :

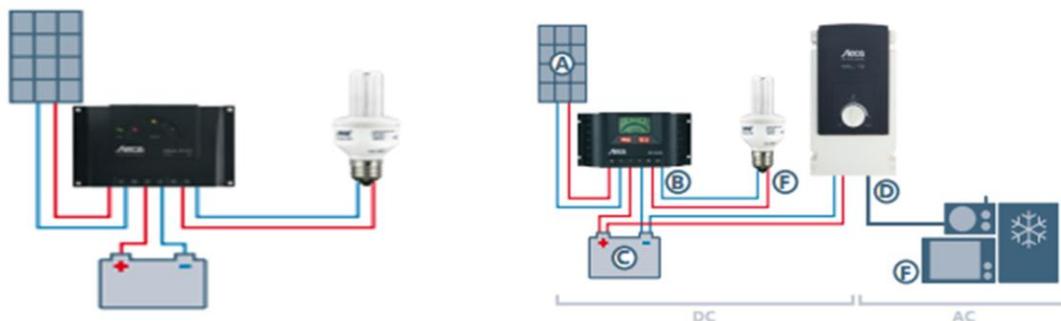


Figure 1: Schéma synoptique des systèmes dits autonomes

A : module PV ; B : régulateur de charge ; C : Batterie ; D : convertisseur CC/CA ; E : charge à courant continu ; F : charge a courant alternatif

Le stockage dans ces systèmes permet de décaler la période d'utilisation de l'énergie par rapport à l'apport énergétique solaire. L'effet combiné du stockage intermédiaire sur batterie et du fonctionnement au fil du soleil rend ces systèmes totalement autonomes.

Dans certains cas le générateur photovoltaïque fonctionne uniquement au fil du soleil : Ce sont des systèmes autonomes sans batteries qui n'alimentent que les charges continues et dont l'adaptation de la charge est parfois nécessaire pour obtenir un fonctionnement optimal.

Les systèmes photovoltaïques sans batterie sont habituellement utilisés dans les cas où l'on peut effectuer un stockage secondaire (stockage d'eau, de froid etc.) avec l'excès d'énergie qui aurait dû être stockée dans les batteries : C'est le stockage de l'énergie sous une autre forme, permettant ainsi de lisser la courbe de la production énergétique.

b) Les systèmes couplés au réseau

Un système photovoltaïque raccordé au réseau est un système capable de débiter l'énergie produite dans le réseau. Ce sont des systèmes suffisamment importants dont la connexion au réseau de distribution est possible. La représentation synoptique d'un système couplé au réseau est la suivante :

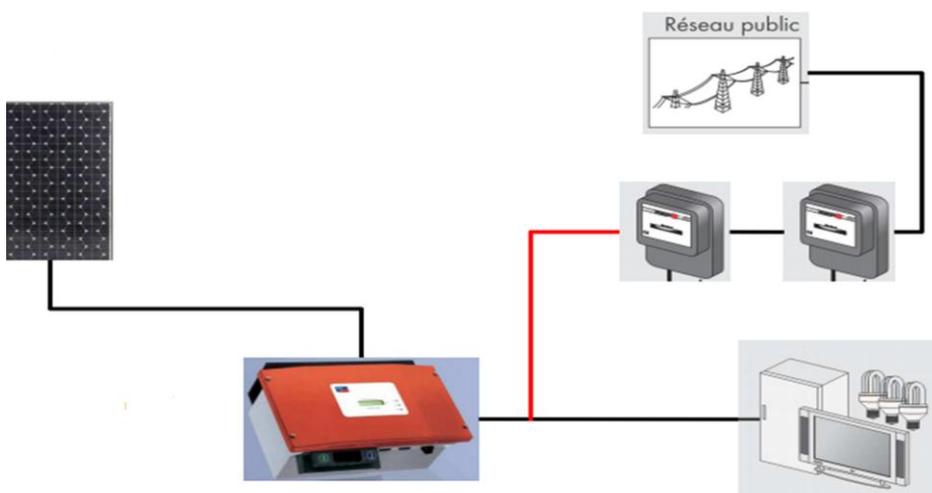


Figure 2: Schéma classique d'un système photovoltaïque raccordé au réseau

Pendant les périodes de forte irradiation, le système photovoltaïque injecte l'énergie produite excédentaire dans le réseau de distribution et peut en extraire lorsqu'il est déficitaire. Un système de compteur double ou triple direction comptabilise les kWh extraits et fournis sur le réseau. Dans la pratique, un système PV raccordé au réseau avec injection fait appel à deux installations différentes :

- ❖ Installation PV raccordée au réseau avec injection des excédents de production ;
- ❖ Installation PV raccordée au réseau avec injection totale de l'énergie produite.

Ce sont des installations complexes, assujetties à un certain nombre de contraintes technologiques, en particulier la qualité du signal électrique réinjecté sur le réseau.

Outre ces deux installations il existe une troisième installation plus flexible que les deux précédentes ; conçues de manière à ce que l'énergie générée par le PV constitue un appoint pour celle du réseau : On parle d'installation PV raccordée au réseau sans injection (« autoconsommation»). Le schéma synoptique de cette installation est le suivant :

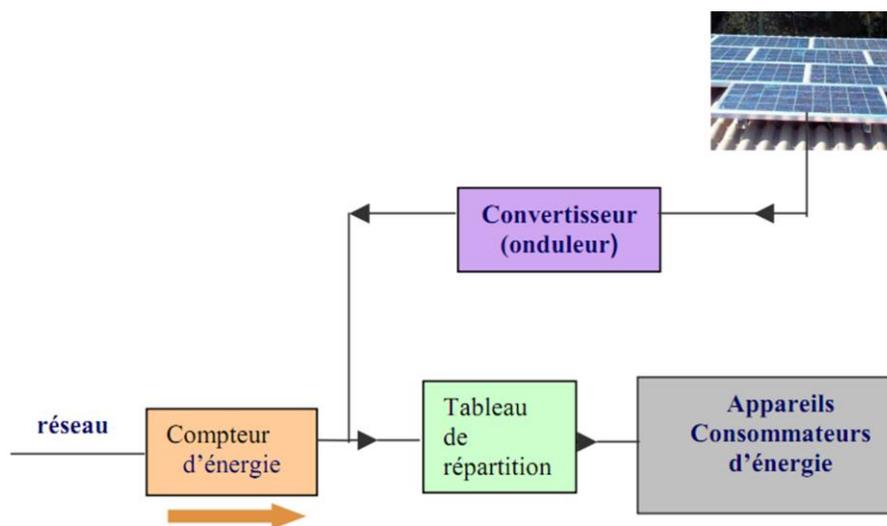


Figure 3: Schéma synoptique d'une installation PV raccordée au réseau sans injection

Remarque

Une installation photovoltaïque est raccordée au réseau par l'entremise des convertisseurs CC-CA (onduleurs) centraux mono ou triphasés.

Dans tous les cas, un système photovoltaïque raccordé au réseau ne permet pas d'être autonome. En cas d'absence du réseau, pour des raisons de sécurité l'onduleur cesse de fonctionner (se déconnecte du réseau) et l'énergie produite par les PV est injectée dans un stockage tampon prévu à cet effet. Ci-dessous les schémas de câblage mono et triphasé complet du système photovoltaïque raccordé au réseau :

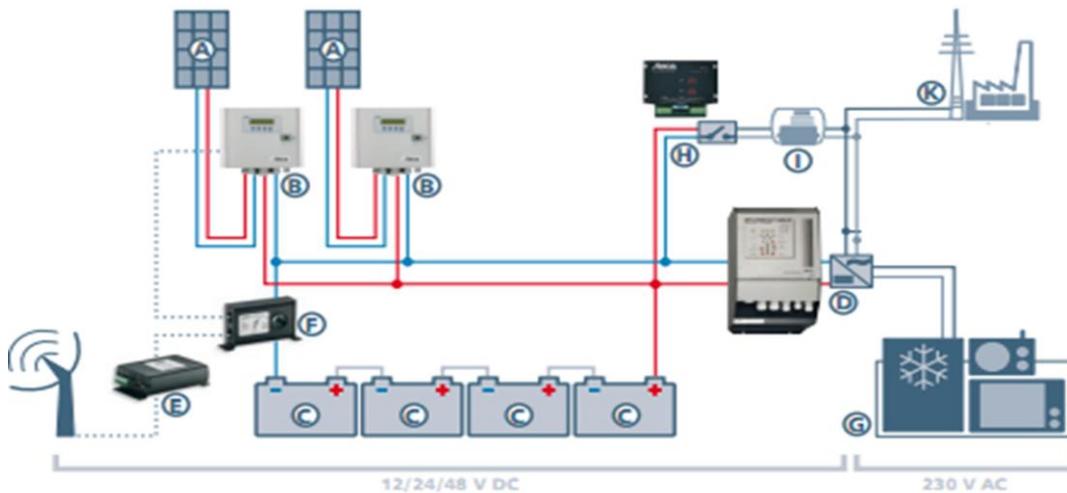


Figure 4: Schéma synoptique monophasé du système photovoltaïque raccordé au réseau

A : module PV ; B : Régulateur de charge solaire ; C : Batteries ; D : Onduleur sinusoïdal monophasé ; E : Enregistreur de données Steca ; F : Capteur de courant (Shunt) Steca PA HS200 ; G : Consommateur de courant (230V AC) ; H : Commande à distance Steca PA 15 ; I : Générateur diesel ; K : Réseau public.

Dans les installations triphasées, le couplage au réseau s'effectue grâce à trois onduleurs monophasés (un onduleur par phase). Toutefois il existe une gamme très variée d'onduleurs triphasés pour des installations à forte puissance. Ci-dessous le schéma synoptique de l'installation avec trois onduleurs monophasés :

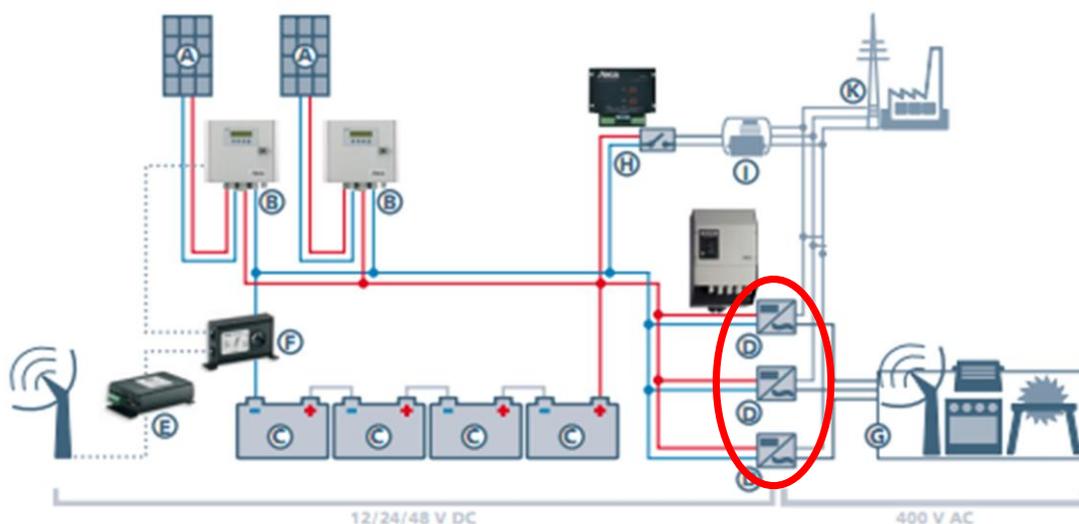


Figure 5: Schéma synoptique triphasé du système photovoltaïque raccordé au réseau

Un système raccordé au réseau n'est pas autonome en soit. En effet, avant que l'injection n'ait lieu il doit y avoir une présence de tension sur le réseau même en cas d'indisponibilité du générateur principal. C'est pour cette raison qu'il est souhaitable d'avoir dans les systèmes autoconsommation (sans injection) un groupe électrogène de secours à démarrage automatique capable d'injecter du courant en permanence sur le réseau en cas de délestage. Ainsi aucun stockage n'est plus nécessaire mais le système pourra assurer une continuité de service en cas de délestage.

Hormis le couplage PV-réseau, il existe d'autre concept de couplage. Dans la littérature ils sont connus sous le nom de systèmes hybrides. Les plus vulgarisés sont :

- ❖ PV- groupe diesel avec un stockage tampon ;
- ❖ PV- éolien avec un stockage tampon et ou couplé au réseau ;
- ❖ PV-éolien-diesel avec un stockage tampon et ou couplé au réseau.

2. Les Principaux composants d'un système photovoltaïque.

a) Le régulateur de charge

Encore appelé contrôleur de charge solaire, il constitue l'élément de commande central des systèmes solaires photovoltaïques autonomes. Un régulateur de charge solaire intègre un dispositif ou un algorithme intelligent qui lui permet d'assurer une gestion optimale et efficace de la batterie contre la surcharge et la décharge profonde. Pour cela il dispose de deux fonctions :

- ❖ Une fonction RC (Régulateur de charge) ;
- ❖ Une fonction LD (Limite de charge).

Pour exécuter ces deux fonctions l'algorithme utilise comme donnée de base la tension de la batterie. En effet une tension de fin de charge fixe est prédéfinie et un seuil de décharge est également fixé. Le chargement de la batterie prend fin chaque fois que la tension fixée est atteinte. Par ailleurs le régulateur se déconnecte du circuit une fois que la tension de la batterie passe en dessous de la valeur seuil de décharge.

Cette méthode quoique simple, ces paramètres sont tout autant insuffisant pour garantir un bon fonctionnement des régulateurs et donc une bonne protection des batteries. L'état de charge de la batterie ne dépend non seulement de la tension mais aussi de nombreux autres paramètres parmi lesquels nous avons :

- ❖ La capacité restante de la batterie à ne pas confondre avec l'état de charge ;

- ❖ Le courant de la batterie ;
- ❖ La température ;
- ❖ L'âge de la batterie ;
- ❖ L'historique d'utilisation de la batterie etc.

Seule une détermination exacte de l'état de charge permet au régulateur de charge solaire d'assurer une gestion optimale de la batterie, d'arrêter à temps un chargement via le module solaire et de ne pas déconnecter un consommateur trop tôt mais au moment opportun [3]. C'est le cas des régulateurs Steca qui utilisent un algorithme combinant tous ces paramètres pour déterminer l'état de charge précise de la batterie. La technique de charge de la batterie à travers le régulateur Steca est représentée par le graphe en [Annexe 2].



Figure 6: Régulateur de Charge Steca [12V/ 3-5A]

Le choix d'un régulateur solaire, se repose sur deux éléments principaux :

- ❖ la tension entre les modules et les batteries : le régulateur doit pouvoir accepter cette tension (en général 12V, 24V ou 48V). Les régulateurs acceptent des plages de tension plus ou moins larges ;
- ❖ l'intensité maximale du régulateur : l'intensité du régulateur doit être supérieure à l'intensité de court-circuit des modules solaires auxquels il est relié. Cette donnée est indiquée sur la notice de chaque module. Il est recommandé de prendre en plus une marge de sécurité de 10% à 20%.

b) L'onduleur

Un onduleur est un dispositif électronique et statique qui convertit le courant électrique continu en courant alternatif avec la fréquence souhaitée. L'utilisation d'un onduleur dans une installation photovoltaïque dépend non seulement des charges qu'alimentera le système mais aussi de la classe

de l'installation. Le courant délivré par les modules solaires étant un courant continu, l'onduleur a pour rôle de convertir ce courant continu en courant alternatif usuel 400V entre phase/50 Hz : c'est le cas des onduleurs typiques des systèmes photovoltaïques autonome avec stockage.

Outre ces onduleurs, il existe des onduleurs réseaux qui permettent non seulement de convertir le courant continu en courant alternatif mais aussi de l'adapter à la fréquence du réseau: C'est le cas de l'onduleur réseau ou des systèmes hybrides. L'une des fonctions importantes de l'onduleur réseau est la recherche du point de puissance maximum (souvent notée MPPT pour Maximum Power Point Tracking), c'est-à-dire l'adaptation permanente de l'impédance d'entrée afin d'optimiser à chaque instant le produit $P = UI$ sur la caractéristique du champ PV [4]. L'onduleur construit ensuite la sinusoïde des tensions en phase avec le réseau afin d'assurer un bon couplage et une synchronisation parfaite avec celui-ci.

Les exigences d'entrée et de sortie requises pour les onduleurs sont extrêmement différentes selon que l'installation soit autonome ou couplée au réseau.

Ainsi le choix d'un onduleur se repose non seulement sur les impératifs techniques du champ PV mais aussi sur les caractéristiques du réseau si éventuellement il sera connecté à celui-ci. Concernant le réseau, les paramètres sur lesquels se repose le choix d'un onduleur sont entre autres :

- ❖ Déclenchement automatique en cas de coupure du réseau (pas de fonctionnement en îlot) ;
- ❖ Limitation de la tension de sortie à la valeur maximale admissible pour le réseau ;
- ❖ Ne pas occasionner de déphasage important ;
- ❖ Faible taux de fréquences harmoniques (signal proche de la sinusoïde) ;
- ❖ Insensibilité aux signaux de commande du réseau ;
- ❖ L'isolation galvanique (entre le champ et le réseau) est souhaitable ;
- ❖ Le rendement, au niveau de puissance usuelle de l'installation, doit être élevé ;
- ❖ qualité et précision de la recherche du point de puissance maximum ;

Du côté champ PV, les caractéristiques de l'onduleur doivent être en accord avec les données de sorties des module PV. On retiendra entre autres les critères suivants :

- ❖ Plage d'entrée en tension de l'onduleur ; elle conditionne le nombre de module à connecter en série dans le champ. Cette plage doit contenir la tension de fonctionnement du champ PV ;

- ❖ Le courant d'entrée maximal de l'onduleur (I_{max}) doit être supérieur à la somme des courants I_{sc} des chaînes de module en parallèle ;
- ❖ Le ratio Puissance nominale DC de l'onduleur et Puissance du champ PV doit être compris entre 2 et 3 pour tenir compte des appels de courant au démarrage des appareils (si l'installation comporte des moteurs, il est préférable de prendre 3) [5].

D'autres caractéristiques peuvent faire l'objet du dimensionnement d'un onduleur réseau telles que les conditions climatiques, la fiabilité, le niveau sonore, l'affichage des paramètres de fonctionnement et des pannes etc. C'est le cas des onduleurs SMA qui garantissent un meilleur rendement :



Figure 7: Onduleur réseau SMA [SB 2100 TL]

La puissance d'un onduleur se calcul par la formule :

$$\bullet P_r = \frac{P_{réc\ CA}}{\eta_{cc/cc} * \eta_{cc/cA}} \quad (1)$$

Ou $P_{réc\ CA}$; $\eta_{cc/cc}$; $\eta_{cc/cA}$ représentent respectivement : la puissance rectifiée des récepteurs alternatifs ; le rendement du convertisseur CC et le rendement de l'onduleur.

c) La batterie

La batterie est le composant électrochimique utilisé pour le stockage de l'énergie dans le cas des systèmes photovoltaïques autonomes. Les batteries les plus utilisées dans les systèmes photovoltaïques sont en général du type plomb-acide. Les types cadmium-nickel, bien qu'elles soient moins sensibles aux variations de température sont rarement utilisés à cause du coût très élevé et de la toxicité du cadmium. Les caractéristiques essentielles d'une batterie sont :

- ❖ Jours d'autonomie : nombre de jours pendant lesquels la batterie doit fournir la puissance requise sans être rechargée ni subir de dommages ;
- ❖ Capacité : quantité d'énergie évaluée en ampères-heures (Ah) qu'une batterie chargée peut fournir au cours d'un nombre d'heures précis, à une température de référence donnée ;
- ❖ Rendement : rapport entre la quantité d'énergie débitée à la décharge ; et la quantité d'énergie reçue par la batterie pendant la charge ;
- ❖ Autodécharge : le taux d'autodécharge d'une batterie représente la perte moyenne relative de capacité par mois et pour une température donnée. Elle dépend fortement de la température, du vieillissement et de la tension ;
- ❖ Profondeur de décharge : fraction en % de la capacité que la batterie atteint avant d'être rechargée pour une utilisation déterminée.
- ❖ Durée de vie : La durée de vie d'une batterie est la période après laquelle sa capacité à pleine charge n'est plus que de 80% de sa valeur initiale.

La batterie doit remplir trois fonctions essentielles :

- ❖ Autonomie : Répondre aux besoins de la charge en tout temps ;
- ❖ Courant de surcharge : fournir un courant plus élevé que celui que peut fournir le champ PV pendant quelques instants, notamment pour le démarrage des moteurs dont le courant de démarrage est de 3 à 5 fois le courant nominal ;
- ❖ Stabilisation de la tension : assurer une tension constante malgré les fluctuations de tension du champ PV et permettre aux appareils un fonctionnement à une tension optimisée [6].

La capacité d'une batterie s'évalue par la formule :

$$\bullet C_{batt} = \frac{E_j * J_{raut}}{V_{batt} * \eta_{batt} * DM} \quad (2)$$

Ou η_{batt} ; $V_{batt DM}$; J_{raut} ; E_j représentent respectivement : le rendement de la batterie d'accumulateur ; la tension nominale de la batterie d'accumulateur ; la décharge profonde des accumulateurs ; le nombre de jours de stockage et la charge journalière.

d) Les modules photovoltaïques

Un module photovoltaïque est un ensemble de photopiles assemblées pour générer une puissance électrique exploitable lors de son exposition à la lumière. Industriellement le matériau le plus

utilisé dans la fabrication des modules photovoltaïques est le silicium qui est un semi-conducteur. On utilise également l'arséniure de gallium et des couches minces comme de CdTe (tellure de cadmium) et le CIS (cuivre-indium-diséléniure) [7]. Les technologies les plus connues sont entre autres :

- ❖ Les modules monocristallins (rendement 15% - 22%) ;
- ❖ Les modules polycristallins (rendement 10%-13%) ;
- ❖ Les cellules amorphes (rendement 5%-8%) ;
- ❖ Les modules HIT
- ❖ Etc.

L'association série-parallèle de ces modules dans le but d'obtenir des puissances importantes (supérieure à la centaine de watts) forme un champ photovoltaïque. Les lois élémentaires de l'électricité sur la tension et le courant sont tout autant valable pour déterminer les caractéristiques du champ photovoltaïque. Pour imposer le caractère unidirectionnel au flux de courant, la mise en série-parallèle des modules sera assurée :

- ❖ Par une diode en série dans chaque branche (diode anti-retour) ;
- ❖ Par une diode parallèle (by-pass) sur chaque module.

Dans une installation photovoltaïque la puissance du champ solaire se détermine par la formule :

$$\bullet P_{Cmini} = \frac{B_j}{H_i * R_{batt} * R_{gen}} \quad (3)$$

Ou P_{Cmini} ; B_j ; H_i ; R_{batt} ; R_{gen} représentent respectivement la puissance crête minimale du champ photovoltaïque ; la charge journalière ; le rayonnement moyen journalier du mois sur le plan des panneaux solaires (plan incliné) ; le rendement de la batterie d'accumulateurs et le rendement du générateur photovoltaïque (pertes dues à la poussière, à l'échauffement des modules, au câblage, etc.).

e) Les accessoires

Les composants qui entrent accessoirement dans la conception d'un système photovoltaïque sont entre autres :

- ❖ Les équipements de sécurités (parafoudres et paratonnerres) ;
- ❖ Les équipements de protection (fusibles, les disjoncteurs et les interrupteurs sectionneurs) ;
- ❖ Les équipements de surveillance pour assurer le monitoring ;

- ❖ Les structures support permettant une fixation sûre et efficace (orientation, inclinaison, et la disposition par rapport aux masques éventuels) des modules solaires.

Chapitre 2 : ETUDE TECHNICO-ECONOMIQUE

I. Présentation du site de l'étude

Le siège de la filiale TOTAL-TOGO est situé dans la préfecture de golf, au sud de la ville de Lomé sur le boulevard de la paix en face de la clôture de l'aéroport internationale de Lomé. Sa position géographique obtenue par le logiciel Arc View se présente comme suit:

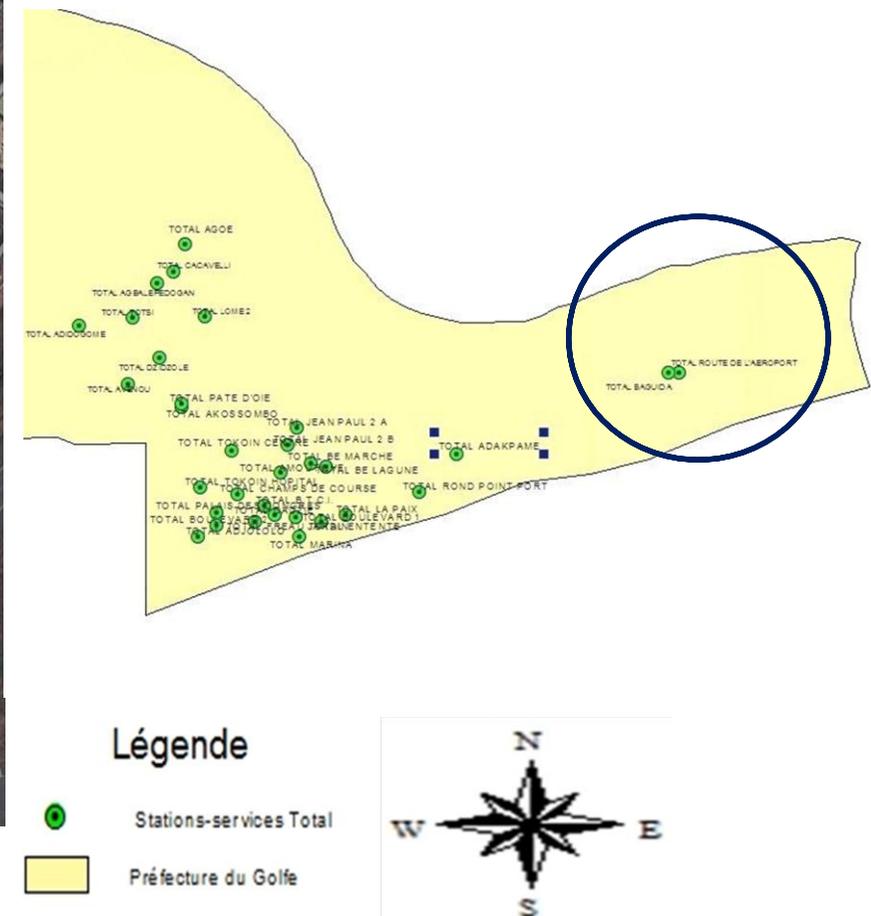
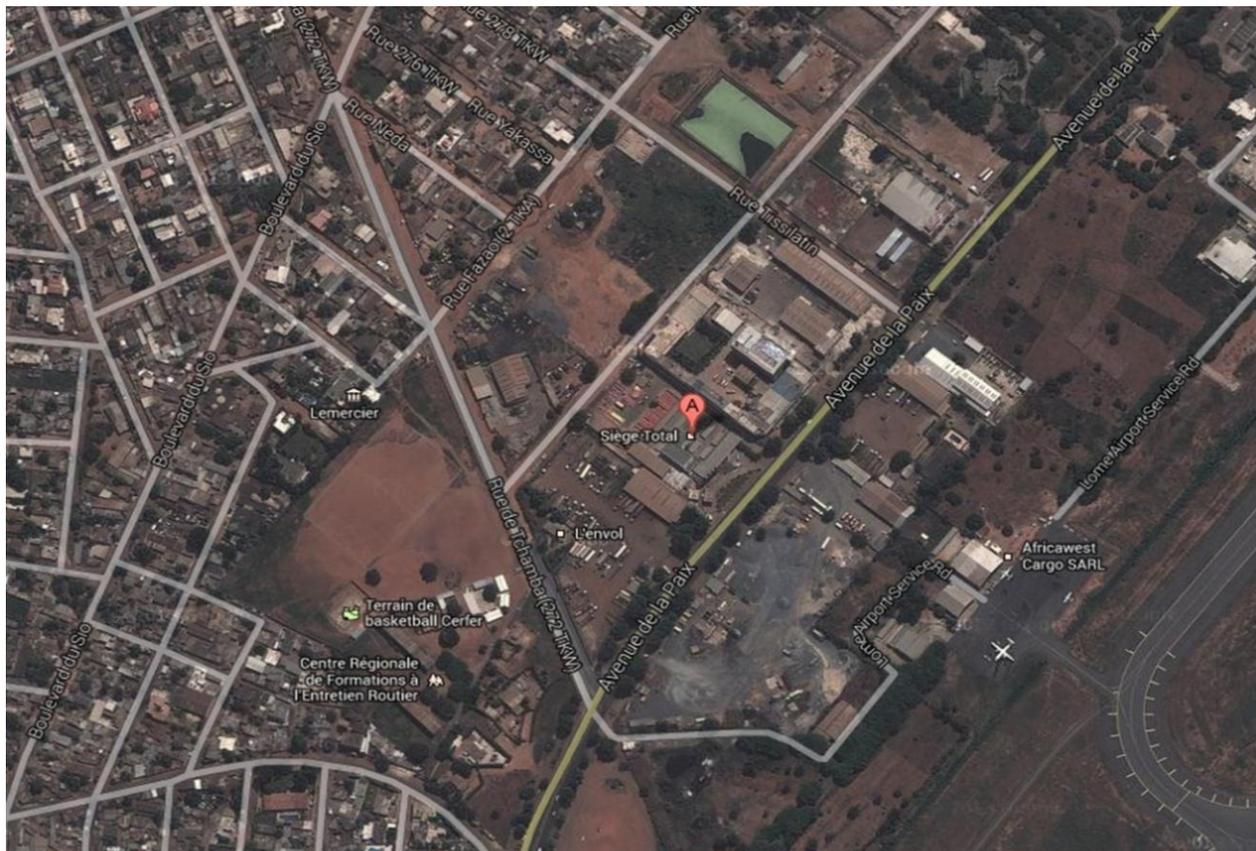


Figure 8 : Situation géographique du site d'étude obtenue par Google Maps et Arc View

II. Diagnostic énergétique de l'existant

Le diagnostic énergétique de l'existant consiste à faire l'état des lieux des installations, des aménagements et équipements présents, à faire le point sur la consommation énergétique actuelle des sites et à évaluer les espaces disponibles. De ce fait, il constitue une base d'analyse préalable nécessaire à l'élaboration du cahier de charge de toute nouvelle conception. Pour ce faire, des enquêtes auprès des usagers et des gestionnaires ainsi que plusieurs visites et examens techniques sur les sites ont été effectués, en vue de collecter un maximum de données et informations qui seront utilisées dans la seconde partie.

1. Recensement des équipements et évaluation des surfaces.

Les visites des stations nous ont permis de recenser tous les équipements électriques [Annexe3] (les pompes de distribution, les compresseurs d'air, les lampes et lampadaires, tous les équipements électriques des superettes et des baies), d'évaluer les surfaces exploitables puis de déterminer le profil de consommation de chaque équipement. Bien que la plupart des données soient techniques leur collecte s'avérait très utile dans la suite du diagnostic

a) Site de la Direction

✓ Equipements électriques

Nous avons recensé sur le site de la direction les équipements électriques dont la liste exhaustive se présente comme suit :

Tableau1: Equipements électriques recensés sur le site de la direction

Unités	Equipements	Quantité	Puissance unitaire (W)
Les distributeurs	Pompe (Tokheim)	6	550
	Compresseurs d'air (Fiac)	1	2200
Superette 1	Réfrigérateur(Xper)	3	200
	Ventilateur	3	60
	Lampe fluorescente ¹	3	36
Eclairage extérieur	Lampadaire	2	100
	Lampe fluorescente ¹ auvent	8	36
	Lampe fluorescente cours	3	36
Eclairage intérieur	Lampe fluorescente ¹	4	36
	Lampe fluorescente ²	2	18

✓ Surface exploitable

Les surfaces à exploiter sont celles de l'avent, la toiture de la supérette et la toiture du magasin. Il y a un espace sur la toiture du local mais beaucoup trop ombragé. Les valeurs des différentes surfaces sont consignées dans le tableau suivant :

Tableau 2: Surface de captage disponible sur le site de la direction

Toitures	Longueur (m)	Largeur (m)	Surface (m ²)
Auvent	12,6	8,1	102,06
Toiture superette 1	8,45	7,96	67,262
Toiture magasin	6,30	3,70	23,31

b) Site de BTCl

✓ **Equipements électriques**

Sur le site de la BTCl, les équipements que nous avons observés ne sont pas très différents de ceux recensés sur le site de la direction hormis quelques-uns qu'on retrouve dans la superette comme les Climatiseurs, les brasseurs, les ordinateurs les frigidaires double battant et les Vitrine Comptoir réfrigéré. Tous ces équipements, leur nombre et leur puissance sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau3: Equipements électriques recensés sur le site de la BTCl

Unités	Equipements	Quantité	Puissance unitaire (W)
Les distributeurs	Pompe	9	550
	Compresseur d'air (Parise)	1	2200
Superette 2	Frigidaire (Frestech)	1	280
	Frigidaire (Westpoint)	3	200
	Frigidaire (Coca cola)	1	200
	Frigidaire (Signal)	1	200
	Vitrine Comptoir réfrigéré LMC	3	490
	Ventilateur	1	60
	Brasseur	1	76
	Ordinateur	2	80
	Climatiseur (Sharp)	3	1500
	Lampe fluorescente ²	24	18
Eclairage extérieur	Lampe fluorescente ¹	4	36
	Lampe avent	8	36
	Lampadaire	8	36
Eclairage intérieur	Lampe fluorescente ¹	2	36
	Lampe fluorescente ²	7	18

✓ **Surface exploitable**

Nous disposons dans cette station d'un auvent bien exposé au soleil ne faisant l'objet d'aucun ombrage, d'une superette ayant une toiture bien dégagée au soleil et de la toiture du magasin des pompistes. Le tableau suivant renferme les valeurs de toutes ces surfaces :

Tableau4: Surface de captage disponible sur le site de la BTCI

Toiture	Longueur (m)	Largeur (m)	Surface (m ²)
Auvent	12,6	8,10	102,06
Toiture superette 2	11,7	9,5	111,15
Local du groupe	2,5	7	17,5

2. Temps de fonctionnement des équipements

a) L'éclairage et les superettes

D'après un sondage que nous avons réalisé dans les stations-services et confirmé par les gérants, nous nous sommes rendu compte que la plupart des stations-services cessent leurs activités à 23h et ne les reprennent qu'à 6h 30' du matin. Ces heures d'ouverture et de fermeture sont d'ailleurs celles fixées par la société nous a confirmé un gérant. Tous les luminaires extérieurs (lampadaires, lampe des auvents et alentours) s'allument manuellement à partir de 18h.

A la fermeture des stations toutes les lampes des bureaux, magasin, local des pompistes, et les équipements électriques des superettes sont éteints à l'exception des équipements réfrigérants. Quant à l'éclairage extérieur, les lampadaires, les lampes des auvents et quelques luminaires restent allumées jusqu'au petit matin (6h 30').

Suite à ce sondage nous avons évalué le temps de fonctionnement de chaque luminaire et des équipements des superettes. Ces valeurs ont été rassemblées dans le tableau ci-dessous :

Tableau5 Estimation du temps de fonctionnement moyen des équipements recensés

Unités	Equipements	Tps de fonctionnement (h)
Eclairage extérieur	Lampadaire	12,5
	Lampe auvent	12,5
	Lampe cours	5
Eclairage intérieur	Lampe fluorescente ¹	5
	Lampe fluorescente ²	5
Superette	Frigidaire	24 ¹
	Comptoir	24 ¹

	réfrigéré	
	Climatiseur	16,5 ²
	Brasseur	16,5
	Ventilateur	16,5
	Ordinateur	16,5
	Luminaire	7

b) Les pompes et les compresseurs

Afin de déterminer le temps de fonctionnement des pompes nous avons dans un premier temps établi le relevé journalier du carburant débité par chaque distributeur sur tous le mois de Mars [Annexe 4 et 5], puis déterminer les débits standards moyens de chaque pompe [Annexe 5 bis].

Les distributeurs à la base sont des groupes de pompages conçus pour réaliser deux débits standards maxima de 3 m³/h et 5 m³/h [8]. Cependant, afin d'arrondir au centime près la quantité de carburant désiré par le client, ils sont doté d'un pistolet équipé d'une poignée qui grâce à l'action des pompistes permet de diminuer leur débit jusqu'aux deux valeurs extrêmes minimales standards de 3l/min et 8l/min. Ce sont d'ailleurs ces valeurs minimales qui seront retenues compte tenu des résultats peu réalistes obtenus après plusieurs calculs avec des valeurs supérieures à ces deux dernières.

Partant de ces deux données nous avons tracé les courbes ci-dessous représentant le temps de fonctionnement respectivement des pompes de gasoil et du super en fonction des jours.

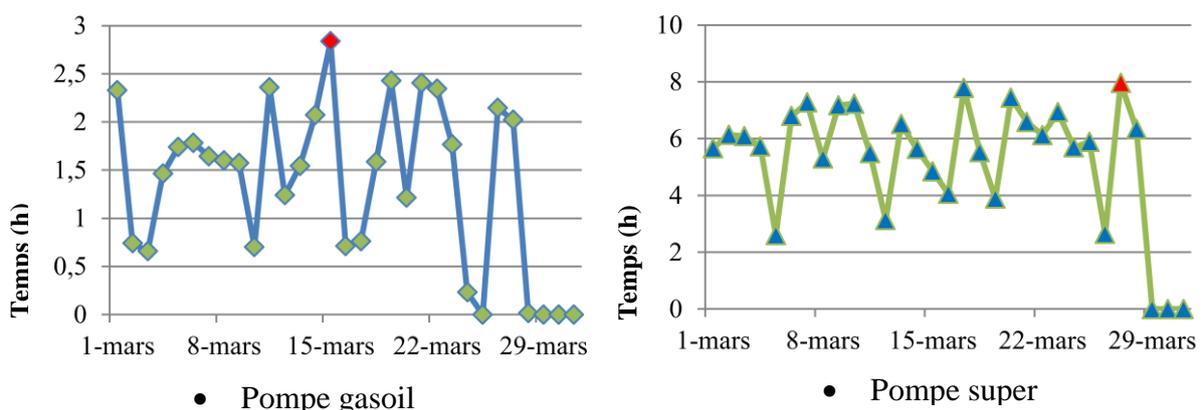


Figure 8: Variation du temps de fonctionnement (heure) des pompes de gasoil et du super en fonction des jours

Les deux courbes montrent que le temps de fonctionnement des pompes varie de façon très disparate en fonction des jours. Le temps de fonctionnement des pompes est donc

intrinsèquement lié à la demande de la clientèle. Néanmoins un maximum se dégage de chaque côté et ce sont ces maximums que nous allons utiliser pour effectuer le bilan énergétique.

Une approche similaire a été faite pour les pompes à pétrole lampant et à mélange. Les deux graphes ci-dessous montrent que le temps de fonctionnement de ces deux pompes est relativement faible confirmant ainsi que ce sont des pompes peu sollicitées sur une station-service.

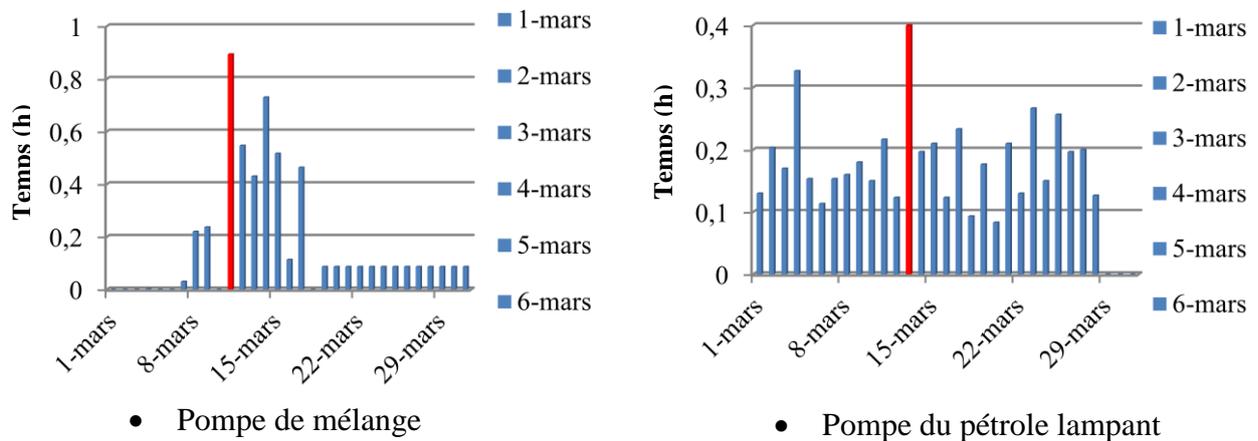


Figure 9: Profil du temps de fonctionnement (heure) des pompes de mélange et du pétrole en fonction des jours

Tous ces résultats en plus de ceux des compresseurs évalués à une heure de fonctionnement journalier ont été rassemblés dans le tableau suivant :

Tableau6: Temps de fonctionnement moyen des différentes pompes et des compresseurs

Compresseur et les pompes	Temps de fonctionnement maximal journalier(h)
Compresseur	1
Super	8
Gasoil	3
Mélange	1
Pétrole lampant	0,5

3. Consommation énergétique et rapprochement avec les factures d'électricités

Afin de connaître le profil de consommation électrique des différents postes, trois possibilités s'offraient à nous :

- ❖ Utiliser un analyseur de réseau ; ce que nous n'avons pas pu avoir au cours du stage

- ❖ S'adresser directement aux usagers et aux gestionnaires (techniciens de l'entreprise, pompistes, et gérants) : Certes ces résultats ne sont pas aussi précis mais permettent d'avoir une idée, une vue d'ensemble.
- ❖ S'aider des fiches techniques et des plaque signalétiques des équipements et utilisé la formule classique de calcul de l'énergie :

- $B_j(Wh) = P(W) * t(h)$ (4)

Ou B_j ; $P(W)$; $t(h)$ représentent respectivement : L'énergie journalière consommée par les équipements, la puissance rectifiée de chaque équipement, le temps de fonctionnement de chaque appareil.

C'est cette dernière option que nous avons choisie dans la mesure où le temps de fonctionnement des appareils est bien connu. Toutefois les équipements comme les frigidaires, les Comptoirs à vitrines réfrigéré, les climatiseurs n'ont pas fait l'objet de ce calcul classique d'énergie. Un tel calcul pourrait surévaluer la consommation de ces équipements puisque ce sont des équipements qui fonctionnent 24h sur 24 et son doté d'un système d'autorégulation. Nous nous sommes donc contentés des valeurs lues sur les plaques signalétiques et sur les fiches techniques.

a) Site de la direction

Le bilan énergétique du site de la direction se présente comme consigné dans le tableau ci-dessous :

Tableau7: Consommation énergétique journalière et mensuelle des équipements du site de la direction

Unités	Conso journalière (kWh)	Conso mensuelle (kWh)
Les distributeurs et le compresseur	6,37	191,39
La superette 1	8,91	250
Eclairage extérieur	6,64	200
Eclairage intérieur	0,9	25

❖ Analyse des consommations et des puissances installées

L'analyse de la répartition des consommations et des puissances (camemberts ci-dessous) permet d'avoir une idée sur les points susceptible d'être les plus énergivores de la station et

dont l'amélioration ou qui soumis au mesure d'économie d'énergie peuvent avoir un impact significatif sur la facture d'électricité. En effet contrairement à ce que prévoyait la répartition des puissances, l'énergie consommée par les équipements du site de la direction est plus ou moins équitablement répartie entre les différents postes (Distributeurs, supérette et éclairage)

Cette analyse nous a permis de mettre en évidence le fait qu'un équipement avec une grande puissance ne consomme pas forcément beaucoup d'énergie, tout dépend de sa période d'utilisation.

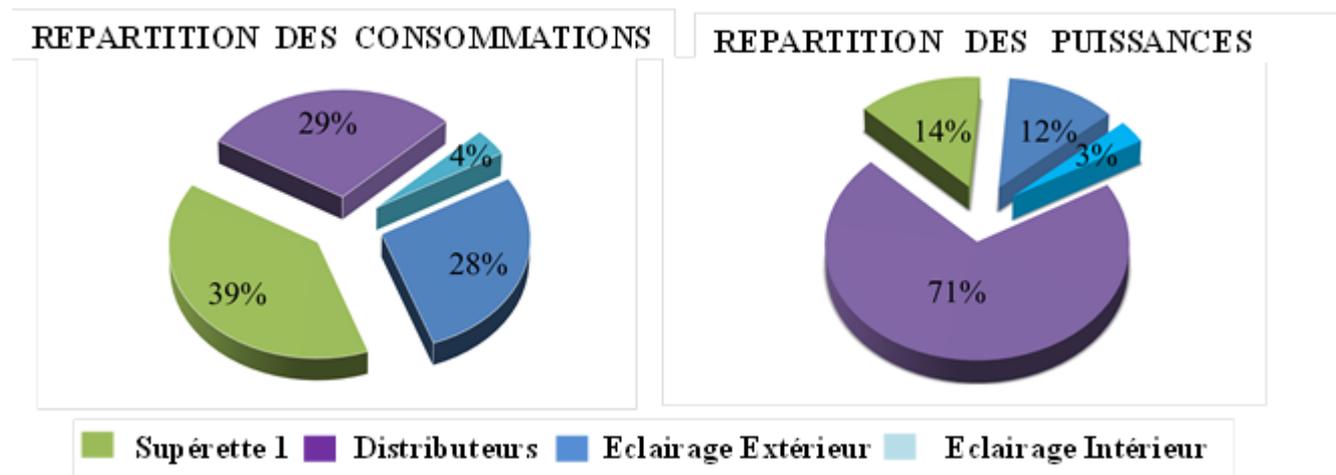


Figure 10: Répartition des consommations énergétiques et des puissances installées sur le site de la direction

b) Site de la BTCI

Les résultats du bilan énergétique effectué dans les mêmes conditions que précédemment ont été rassemblés dans le tableau suivant :

Tableau8: Consommation énergétique journalière et mensuelle des équipements du site de la BTCI

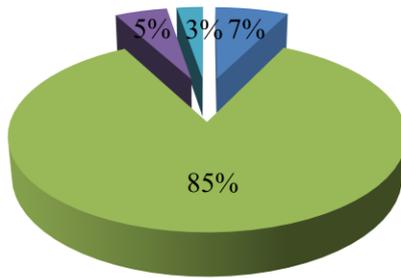
Unités	Conso journalière (kWh)	Conso mensuelle (kWh)
Les distributeurs et le compresseur	11,21	336
La superette 2	130,214	3910,45
Eclairage extérieur	7,91	240,6
Eclairage intérieur	4,014	120,42

❖ Analyse des consommations et des puissances installées

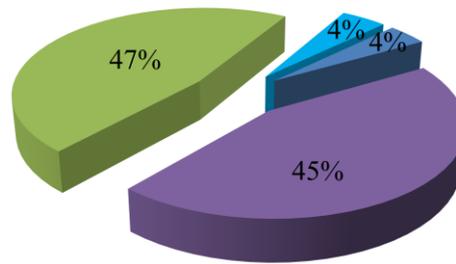
Nous avons effectué dans cette partie une approche similaire comme dans le cas précédent. Il en ressort que bien que la puissance installée dans la supérette ne représente que 47% de la puissance installées, sa part dans la consommation totale est de 85%. Par ailleurs la part de

consommation des distributeurs n'est que de 5% du total. Ce résultat est d'autant plus surprenant dans la mesure où selon le partage des factures enregistrées jusqu'ici sur la station, 2/3 de la consommation est réservée au poste des distributeurs. Cependant nous nous sommes vite rendu compte que ce partage est effectué par les gérants eux-mêmes sans avis des techniciens de la société qui pourraient s'ils étaient interpellés prévoir une marge de fraction plus ou moins acceptable comme nous venons de le voir.

REPARTITION DES CONSOMMATIONS



REPARTITION DES PUISSANCES



■ Supérette 2 ■ Distributeurs ■ Eclairage Extérieur ■ Eclairage Intérieur

Figure 11: Répartition des consommations énergétiques en fonction des différents postes du site de la BTCl

4. Analyse des factures d'électricité

Afin de mieux nous assurer de nos résultats nous avons procédé à l'analyse des factures d'électricité des deux sites qui ont fait l'objet de cette étude. En effet le diagnostic précédent montre que 650kWh et 5000kWh sont les consommations moyennes maximales mensuelles respectivement du site de la direction et de la BTCl. D'après les analyses, certes ces extrémums sont parfois dépassés mais nous estimons qu'une extrapolation peut être faite sur ces valeurs pour qu'elles constituent une source de données fiables dans une étude approfondie. Les besoins énergétiques d'une station-service sont beaucoup trop évolutifs, il serait très hasardeux de fixer avec exactitude la consommation électrique d'une station.

Comme le montre les graphes ci-dessous, bien que l'évolution des consommations soit liée aux activités réalisées au cours du mois, elles restent relativement stationnaires et plus ou moins en-dessous des deux valeurs seuils maximales

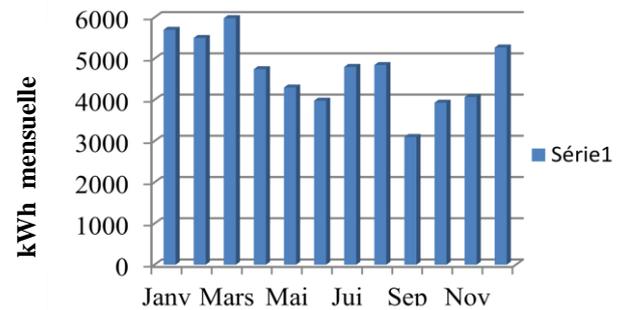
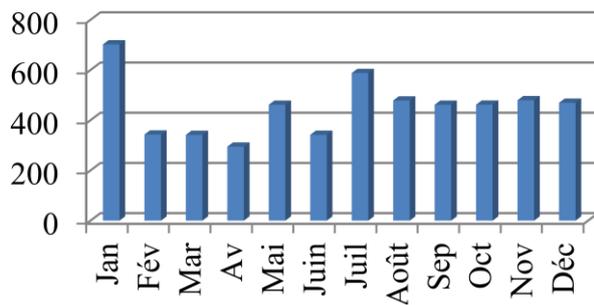


Figure 12: Graphique montrant l'évolution des consommations électriques de 2012 du site de la direction et de la BTCI

L'analyse de la facture du mois de mars, le mois dans lequel nous avons effectués nos travaux, montre que l'électricité consommée respectivement sur le site de la Direction et de la BTCI est de 600 kWh et 4900 kWh. Ces valeurs sont plus ou moins en parfaite corrélation avec nos résultats prévisionnels. C'est sur cette base que nous avons pu définir le cahier de charge qui a fait l'objet de la partie « dimensionnement du système PV ».

III. Dimensionnement du système PV pour la station

1. Données météorologiques

La production d'électricité à partir du soleil requiert la connaissance dès la base du potentiel en ressource solaire et les conditions susceptibles d'influencer cette ressource. En tout état de cause il est primordial de connaître les conditions météorologiques du site d'implantation du champ photovoltaïque. Dans le cadre du présent travail, les données météorologiques de la ville de Lomé (TOGO) utilisées sont obtenues à partir du logiciel Retscreen. Ces données sont résumées dans le tableau ci-dessous :

Tableau9: Données météorologiques de la ville de Lomé obtenues à partir du logiciel Retscreen

Altitude (m)	25											
Longitude	6,2°N											
Latitude	1,3°E											
Moi	Janv.	Fév.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept	Oct.	Nov.	Déc.
Ensoleillement (kWh/m ² /J)	5,43	5,61	5,52	5,36	5,06	4,47	4,48	4,34	4,56	4,95	5,08	5,22
Température (°C)	27,1	28,2	28,7	28,5	27,8	26,5	25,3	25	25,6	26,6	27,6	27,3
Humidité	79,3	79,8	81,4	82,4	83,8	86,8	88,1	87,6	86,5	85,4	83,4	81,1

Le logiciel donne les valeurs de l'ensoleillement par rapport au plan horizontal. Nous avons donc ramené ces valeurs sur le plan d'inclinaison des modules PV et ceci pour optimiser leur rendement. Par ailleurs le mois d'août a été retenu comme mois de référence dans tous nos calculs.

2. Définition du cahier de charge de l'installation

Avant de se lancer dans la formulation du cahier de charge, il faut tout d'abord bien définir les objectifs que l'on souhaite atteindre avec l'installation solaire et les contraintes technico-économiques auxquelles nous devons faire face. Pour ce faire nous avons effectué dans un premier temps grâce aux logiciels PVsyst 5.4 et Sunny Design plusieurs simulations [Annexe 6] pour évaluer la production énergétique au niveau de chaque toiture, ladite production est ensuite comparée au besoin réel des stations.

Notons par ailleurs que les surfaces utilisées ici sont les surfaces réelles du champ PV ; surfaces obtenues après que nous ayons prévu une distance minimale de 0,5m entre le bord des installations et les toitures puis un intercalaire de 2 cm entre les modules pour permettre une bonne aération du champ PV. Ci-après le récapitulatif des principaux résultats des simulations réalisées :

Tableau 10: Principaux résultats des simulations réalisées

Les toitures	Auvent	Supérette 1	Supérette 2	Auvent + superette 1	Auvent + supérette 2
Puissance installée (kW _c)	12	7,8	12	20	23,7
Nombre de module	45	30	45	75	90
Surface du champ (m ²)	89	59,3	89	148	179
Energie annuelle (kWh/an)	16200	10670	16200	26100	32100
Energie mensuelle (kWh/mois)	1350	889,16	1350	2175	2675
Productible (kWh/kW _c /an)	1385	1368	1385	1339	2685
Indice de performance (%)	76,2	75,3	76,2	73,7	75,4

A partir de ces simulations il en ressort que la production énergétique maximale mensuelle d'un système PV d'une station ayant une supérette est de 2675 kWh et celle d'une station ne

disposant pas de la supérette ou que les toitures de celle-ci son inexploitable est de 1385 kWh. On voit donc que seules les besoins énergétiques des stations ne disposant que d'une supérette de taille moyenne peuvent être couverts en totalité par une installation PV. D'autre part l'étude montre que pour les stations de petite taille, l'exploitation des toitures de l'auvent seule suffirait pour satisfaire tous les besoins électriques.

Après cette analyse, il parait évident que deux propositions de système PV s'imposaient à nous :

- ❖ Une installation PV raccordé au réseau pour les stations de grande taille ayant une supérette de grande taille et dont les besoins électriques ne peuvent qu'être couverts en partie.
- ❖ Une installation PV autonome pour couvrir tous les besoins et ceci pour les stations de petite taille ne disposant que des pompes, des luminaires et d'une petite supérette.

Toutefois nous avons jugé bon de proposer une troisième scénarii qui concerne l'éclairage solaire. Le choix de s'intéresser à l'éclairage solaire vient du fait que ces équipements sont de faible puissance, mais consomment beaucoup d'énergie du fait de leur longue période d'utilisation. De plus les besoins pour ce poste de consommation sont bien connus et facilement évaluables, et il y a peu de chance qu'ils évoluent beaucoup dans un futur plus ou moins proche, donc les installations proposées pourront répondre aux besoins d'aujourd'hui et de demain. Un troisième point positif pour ce poste réside dans le faite qu'on pourra facilement appliquer les mesures d'efficacité énergétique.

3. Scénarii 1 : Système PV raccordé au réseau « autoconsommation »

Il s'agit ici de dimensionner une installation PV pour couvrir une partie des besoins électrique de la station : On parle généralement des fractions solaires. Notre objectif est d'utiliser toutes les surfaces exploitables pour proposer une installation PV pouvant couvrir au moins 20% des besoins de la station. Les surfaces qui feront l'objet de cette partie sont celle de l'auvent 90 m² et de la superette évaluée à 95 m².

3.1.Champ photovoltaïque

✓ Choix des modules

D'après des enquêtes réalisées auprès des acteurs présents sur le marché local, ce sont les modules monocristallins qui sont bien adapté à notre climat. Les raisons qui sous-tendent le choix de tels modules résident dans le fait qu'ils offrent de meilleurs rendements et le ratio

coût/durée de vie est relativement acceptable. C'est ainsi que nous avons choisi les modules monocristallins Isofoton (260/24) dont les caractéristiques sont les suivantes.

Tableau 11: Caractéristiques des modules PV choisi

Fabricant	Isofoton
Technologie	Si-monocristallin
Puissance nominale P_n (W_c)	260
Tension à puissance nominale U_{mpp} (V)	35
Intensité à puissance nominale I_{mpp} (A)	7,43
Tension à vide U_{co} (V)	44
Courant de court-circuit I_{cc} (A)	8
Rendement	13,16
Surface (m^2)	1,977
Poids (kg)	26

✓ **Caractéristique du champ PV des deux toitures.**

Les caractéristiques des deux sous-champs obtenues à partir du logiciel PVsyst 5.4 sont identiques. Elles ont été rassemblées dans le tableau suivant :

Tableau 12: Caractéristiques des deux sous-champs PV des deux toitures

Données	Champ PV	
	auvent	Toiture supérette
Puissance de chaque module (W)	260	260
Nombre de modules en série	15	15
Nombre de modules en parallèle	3	3
Nombre total de module	45	45
Tension nominale du champ U_{mpp} (V)	474	474
Intensité nominale du champ I_{mpp} (A)	22	22
Puissance crête installée (kW_c)	12	12
Surface disponible (m^2)	90	90
Surface occupée par le champ PV (m^2)	89	89

3.2.Dimensionnement des onduleurs pour les deux sous-champs

Le choix d'un onduleur se repose sur les caractéristiques intrinsèques du champ PV, du réseau et des conditions climatiques du milieu. Dans la pratique, afin de rendre le dimensionnement plus flexible on fixe une marge de valeurs limites au-delà ou en-deçà de laquelle l'onduleur peut être endommagé ou ces performances peuvent être réduites. Certaines de ces conditions, d'ailleurs les plus problématiques sont :

- ❖ La tension à vide de la chaîne $V_{co} * N_{bre}$ de modules en série doit impérativement être inférieure à la tension maximale d'entrée de l'onduleur (V_{max}) ;
- ❖ La tension nominale d'une chaîne $V_{mpp} * N_{bre}$ de modules en série doit être supérieur à la tension minimale (V_{min}) d'entrée de l'onduleur ;
- ❖ La tension de fonctionnement du champ PV doit être dans la plage de tension de l'onduleur ;
- ❖ La somme des courants I_{sc} des chaînes en parallèle doit être inférieure au courant d'entrée maximal de l'onduleur (I_{max}) ;
- ❖ Le ratio Puissance nominale DC de l'onduleur et Puissance du champ PV doit être compris entre 70% et 120%.

En se référant au constructeur SMA, les calculs effectués grâce au logiciel PVsyst 5.4 ont conduit au choix de deux onduleurs Sunny Tripower 10000 TL dont les caractéristiques sont consignées dans le tableau ci- après :

Tableau 13: Données constructeur des onduleurs choisis

Données d'entrée	
Puissance $DC_{max}(kW)$	10,4
Plage de tension MPP (V)	150 - 800
Tension maximale d'entrée (V)	1000
Tension d'entrée assignée (V)	600
Nombre d'entrée MPP/ nombre d'entrée string	2 / 5 (A : 4, B : 1)
Courant d'entrée max $I_{max}(A)$	A : 22 ; B : 11
Courant de court-circuit max $I_{ccmax}(A)$	A : 33 ; B : 12, 5
Données de sortie	
Puissance AC nominale (kW)	10
Tension du réseau (V)	400
Fréquence (Hz)	50/60
Courant AC nominal (A)	14,5
Courant AC maximal (A)	16
Efficacité maximale (%)	98
Protection	-25 à +60°C, IP 65

3.3.Câblage et raccordement au coffret

L'ensemble des câbles que nous avons proposé d'utiliser se trouve sur le marché local. Ce sont des câble en cuivre unipolaires ou multipolaires double isolation (classe II) de type U1000RO2V. Ils répondent tous aux normes CEI 60228 en vigueur sur les câbles solaires

(isolement, déchirure, gainage extérieur, résistance aux ultraviolets, résistance mécanique, résistance thermique etc.) et ont une durée de vie acceptable. Ils sont facilement dénudable et son munis de connecteurs débrochables appropriés pour effectuer les connexions en courant continu.

Les raccordements des modules en série seront effectués par des diodes by-pass et en parallèle par des boîtes de Jonction (BJ) équipées de diodes anti-retour.

❖ **Chute de tension admissible dans les installations PV**

Les chutes de tension qui se traduisent par l'échauffement des contacts coutent très cher dans un système PV. En courant continu elle est évaluée par la formule :

$$\bullet \quad \Delta U = \frac{2 \cdot \rho \cdot L \cdot I}{S} \quad (5)$$

Ou ρ ; L ; I et S représentent respectivement la résistivité du matériau ($\Omega\text{mm}^2/\text{m}$) ; la longueur totale du câble (m) ; le courant maximal traversant la section (A) ; et la section du câble. Pour la partie courant-alternatif la chute de tension est déterminée par la formule :

$$\bullet \quad \Delta V = \sqrt{3} \left(\rho_1 \cdot \frac{L}{S} \cdot \cos\varphi + \lambda L \sin\varphi \right) \cdot I_B \quad (6)$$

Ou λ et φ représentent respectivement la conductivité du matériau (Ω/m) et le déphasage. La chute de tension peut être aussi évaluée en termes de perte puissance.

Selon les normes UTE C15-712 la chute de tension maximale admissible dans une installation PV partie courant continu est de 3% et la perte de puissance admise pour la partie courant-alternatif est de 1%.

❖ **Liaison Champ PV- Onduleur (partie courant continu)**

Lors du diagnostic nous avons évalué dans chacune des stations la distance séparant les auvents et les supérettes du local du coffret. Généralement les supérettes sont plus proches du local que les auvents. Bien que ces valeurs diffèrent d'une station à une station, nous avons retenu dans notre étude une distance de 15 m entre les auvents et le local du coffret et une distance de 8 m entre les supérettes et le local du coffret.

Dans le tableau suivant nous avons rassemblé les valeurs des chutes de tensions calculées et celles obtenues à l'aide du logiciel Sunny Design :

Tableau 14: Valeurs des chutes de tensions calculées.

Liaison	Entrée onduleur	Longueur (m)	Courant I_z (A)	Section de câble (mm^2)	ΔV admissible (%)	ΔV calculée (%)	Conformité
Champ PV Auvent - Onduleur (local coffret)	A	15	14,86	4	3	0,39	Ok
	B	15	7,43	4	3	0,19	Ok
Champ PV Toiture Superette - Onduleur	A	8	14,86	4	3	0,21	Ok
	B	8	7,43	4	3	0,10	Ok

Les chutes de tension obtenues après les calculs sont toutes dans la marge des valeurs admissible pour les installations PV. Le choix s'est donc porté sur les câbles de $4mm^2$ type U1 000-R02V chez le fabricant Nexans.

Tableau 15: Caractéristiques des câbles choisi

Désignation	marque	référence	Section (mm^2)	Longueur (m)
Câble solaire	nexans	U1000-R02V	4	100
Câble rigide	nexans	4x10Rond Câblé,	10	10

Les onduleurs et le coffret seront logés dans le même local. Nous avons donc supposé négligeable les chutes de tension relative à la partie courant-alternatif. Cette considération sera valable pour les deux autres scénarii et donc la chute de tension partie courant-alternatif ne fera l'objet d'aucun dimensionnement.

3.4. Dimensionnement des dispositifs de protection.

a) Partie Courant-continu

Les dispositifs de protection des installations PV (partie courant-continu) sont de deux ordres : Les interrupteurs-sectionneurs et le parafoudre

❖ Les interrupteurs-sectionneurs

L'interrupteur sectionneur sert essentiellement à isoler les champs PV des onduleurs dans le cas où l'on interviendrait sur le champ solaire. Le dimensionnement d'un interrupteur

sectionneur fait généralement appel à deux paramètres : le courant de sortie des champs PV et la valeur du produit :

- $1,2 * V_{0C} * N_{bre}$ de module en série dans le string. (7)

Le calcul de cette valeur avec V_{0C} du module choisi et les caractéristiques du champ PV donne 792 V. Le courant de sortie du champ étant égal à 22 A, nous avons choisi deux interrupteurs CC de type IEC60947-3 dont les caractéristiques sont les suivantes :

Tableau 16: Caractéristiques des interrupteurs sectionneurs choisis

type	Interrupteur-sectionneur bipolaire CC de type IEC
Courant nominal d'utilisation	16 à 63 A
Tension d'emploi	800V

❖ Le parafoudre

Le parafoudre est un équipement qui a pour rôle de protéger les installations électriques contre les surtensions d'origine atmosphérique. Généralement ce sont la tension et le courant de sortie du champ qui entrent dans le choix des parafoudres. C'est ainsi que nous avons choisi 2 parafoudres CC bipolaire type 2 pour la protection des 2 onduleurs. Ces parafoudres seront installés en aval des interrupteurs-sectionneurs. Les caractéristiques du modèle choisi sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau 17: Caractéristiques du parafoudre

Marque	Reference	Courant assigné (A)	Tension assignée (V)
Eaton	SOL-SP1000U/2MC4	30	1000

b) Partie courant alternatif

En aval de l'onduleur certains dispositifs de protection sont nécessaires pour garantir sa sécurité et la fiabilité de toute l'installation. Les équipements de protection dont il s'agit ici sont entre autres les disjoncteurs différentiels, le parafoudre, l'interrupteur sectionneur, et le répartiteur. Afin de choisir les disjoncteurs différentiels, nous avons calculé le courant de sortie de chaque phase de l'onduleur (courant d'emploi). Le courant d'emploi :

- $I_b = \frac{P_{onduleur}}{U\sqrt{3}}$ (8)

Ou $P_{onduleur}$; U représentent respectivement la puissance de l'onduleur et la tension entre phase prise égale à 400V) étant égal à 18,04 A, nous nous sommes donc référé aux

disjoncteurs de calibre supérieur à cette valeur. C'est ainsi que nous avons choisis 2 disjoncteur DPX 125 Calibre : 20 A ; tension d'emploi : 500V et un disjoncteur bipolaire Type Multi 9 C60L Calibre : 40A ; tension d'emploi : 440V pour la protection de tête.

Pour ce qui concerne l'interrupteur sectionneur qui sera placé en aval du répartiteur nous avons évalué d'abord le courant susceptible de le traversé par la formule :

$$\bullet \quad I_a = \frac{P_T}{\sqrt{3}U \cos \rho} \quad (9)$$

Ou P_T , ρ représentent respectivement la puissance totale des deux onduleurs et la phase. Le calcul de cette valeur ($I_a = 50,20 \text{ A}$) nous a permis de faire le choix de l'interrupteur sectionneur puis du répartiteur qui pourra supporter l'intensité totale de service en amont des deux onduleurs. Les caractéristiques des interrupteurs sectionnaires et du répartiteur ont été rassemblé dans les tableaux suivants.

Tableau 18: Caractéristiques des interrupteurs et du répartiteur choisis

Interrupteur-sectionneur			Répartiteur		
Marque	Désignation	Calibre	Marque	Désignation	Calibre
MERLIN-GERIN	TETRAG FM	125 A	LEGRAND	REF 048-84	100

Le choix du parafoudre pour la protection contre les surtensions d'origine atmosphérique partie courant-alternatif s'est porté sur celle de la Classe 2 AC conformément à la norme NF EN 61643-11(faible niveau de risque de foudre) et au guide UTE 15-712. Ces caractéristiques sont spécifiées comme suit :

Tableau 19: Caractéristiques du parafoudre choisi

Parafoudre tétra polaire AC type C	
Tension nominale (V)	230/400
Calibre (A)	40
Désignation	REF. 039-23

Tous ces équipements seront placés dans un coffret AC dans lequel nous ferons le raccordement des sorties triphasées des deux onduleurs pour n'avoir qu'une seule sortie

triphasée. Par ailleurs toutes les masses métalliques de l'installation PV seront reliées par des conducteurs de protection à la borne principale de terre prévue pour toute la station.

3.5. Performance énergétique de l'installation PV

La performance énergétique de l'installation est déterminée par l'analyse de trois paramètres ; paramètres sur lesquels se focalise les deux logiciels (Sunny Design et PVsyst 5.4) utilisés au cours du dimensionnement. Il s'agit de :

- ❖ L'énergie annuelle produite (kWh/an) par chaque champ PV qui est fonction de la puissance crête, du rendement du champ PV, du rendement de l'onduleur, de l'ensoleillement, de l'inclinaison des modules, de l'azimut, du temps de fonctionnement journalier du système et des conditions climatiques telles que la température et la vitesse du vent.
- ❖ L'énergie spécifique produite ($kWh/kW_c/an$) : Le productible
- ❖ L'indice de performance du système (%)

La simulation faite sur PVsyst 5.4 et dont l'évolution mensuelle des trois paramètres est présentée en [Annexe 7] donne les résultats suivants :

Tableau 20: Principaux résultats de la simulation PVsyst 5.4

Paramètres	Champ Auvent	Champ supérette
Puissance installée (kW_c)	12	12
Energie produite (kWh/an)	16200	16200
Le productible ($kWh/kW_c/an$)	1385	1385
Indice de performance (%)	76,2	76,2

En moyenne le système PV injectera sur le réseau interne de la station une énergie mensuelle de 2700 kWh ce qui représente plus de 50% de la consommation électrique de la station.

3.6. Offre financière : Analyse économique

Le devis quantitatif et financier des équipements [Annexe 8] est effectué sur la base des prix hors taxe et hors douane. C'est Ainsi, qu'en considérant le coût :

- ❖ des modules et de leurs structures porteuses
- ❖ des deux onduleurs

- ❖ des câbles, des équipements de protections, des accessoires, la main d'œuvre et l'ingénierie, le devis estimatif de l'installation est de **46 671 310 FCFA TTC**.

L'analyse économique de l'offre qui a conduit à la détermination du TRI (temps de retour sur investissement), du prix du LEC (indice qui exprime le prix de revient brut du *kWh*) est faite sur la base des hypothèses suivantes :

- ❖ Coût d'exploitation et de maintenance est prise égal à 5% de l'investissement net dans les équipements ;
- ❖ Coût de l'ingénierie et de la main d'œuvre est pris égal à 15% du même investissement ;
- ❖ La TVA qui est prise égale à 18% ;
- ❖ L'énergie annuelle produite

L'évaluation de ces deux paramètres (prix de revient du *kWh*) :

$$\bullet \quad LEC = \frac{(I * K_a) + (I * K_{maint})}{E_a} \quad (10)$$

$$\bullet \quad \text{Ou } K_a = \frac{i * (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} ; \quad (11)$$

i ; I ; K_{maint} ; E_a représentent respectivement le facteur d'actualisation, le taux d'actualisation pris égal à 10%, le taux de maintenance pris égal à 1%, l'investissement net et l'énergie annuelle produite puis le TRI) est faite avec le logiciel PVsyst 5.4 et les valeurs ont été vérifiées par des calculs manuels [Annexe 8 bis]. Le récapitulatif des principaux résultats obtenus après la simulation se présente comme suit :

Tableau 21: Récapitulatif des principaux résultats de l'analyse économique

Economie mensuelle sur la facture d'électricité (FCFA)	Coût de revient brut du kWh (FCFA)	Temps de retour sur investissement (année)
400000	150,11	18

3.7. Etude d'impact environnemental

L'étude d'impact environnement qui est faite ici concerne essentiel le taux de CO_2 séquestré annuellement et sur tout le cycle de vie de l'installation ainsi que le bonus carbone correspondant. Les données qui ont fait l'objet de ces paramètres sont :

- ❖ Le facteur d'émission de GES du secteur de l'énergie au Togo $Q_{CO_2\text{évité}}$ (facteur exprimant le taux de CO_2 rejeté dans l'atmosphère par kWh d'électricité produite) pris égal à $0,72 \text{ kg } CO_{2eq}$ et
- ❖ Le crédit carbone selon le guide de l'Agence de l'Environnement et de la Maitrise de l'Energie (ADEME) pris égal à 13300 FCFA la tonne de CO_2 .

L'évaluation du taux de CO_2 séquestré annuellement est faite par la formule $Q_{CO_2\text{évité}} * E_a$ et le bonus correspond par la formule :

- $Q_{CO_2\text{évité}} * E_a * \text{credit carbone } CO_2$ (13)

Les différents résultats sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau 22: Principaux résultats de l'étude d'impact environnemental

Taux de CO_2 annuelle évité (tonne)	Bonus carbone annuelle (FCFA)
23,328	319200

Cependant ce bonus carbone n'a pas été pris en compte dans nos calculs de rentabilité car l'obtention de crédit carbone est trop difficile surtout dans nos pays où les réglementations en matière d'émission de CO_2 sont peut exigeantes.

4. Scénarii 2 : Système PV autonome pour la station

Dans cette partie l'installation que nous nous proposons de dimensionner servira à couvrir tous les besoins électriques de la station dite classique. Il est à noter que cette station ne disposera que des pompes, des luminaires et une petite supérette. Compte tenu de la très forte variabilité des besoins d'une station nous avons prévu à cet effet une marge de 20% soit un besoin total de presque 780 kWh par mois, l'équivalent de 26 kWh par jour.

4.1. Champ photovoltaïque

✓ Choix des modules

Les modules qui ont fait l'objet de ce dimensionnement sont de la technologie Si-monocristallin de marque Isofoton (210/24V). Ce choix est effectué sur la base de la disponibilité des modules sur le marché local. Les caractéristiques de ces modules sont indiquées comme suit :

Tableau 23: Caractéristiques du module PV choisi

Technologie	Si-monocristallin
Puissance nominale P_n (Wc)	210
Tension à puissance nominale U_{mpp} (V)	28,8
Intensité à puissance nominale I_{mpp} (A)	7,30
Tension à vide V_{co} (V)	36
Courant de court circuit I_{cc} (A)	8
Rendement	12,69
Surface (m ²)	1,657

✓ **Caractéristique du champ PV**

Nous avons commencé cette étude tout d'abord par le choix de la tension du générateur. En effet d'après les résultats des simulations réalisées un peu plus haut il ressort que la puissance susceptible de produire une énergie mensuelle de 889 ,16 kWh est de 7,8 kW_c. Il est donc évident que la puissance nécessaire pour produire une énergie mensuelle de 780 kWh soit inférieure à 7,8 kW_c et certainement supérieure à 2 kW_c. Avec le logiciel PVsyst 5.4 nous obtenons une puissance de 7,7 kW_c. Pour cette gamme de puissance (2-10 kW_c) la tension du générateur recommandée est 48V [1] et c'est cette valeur qui sera retenue dans la suite.

Le choix de cette tension est d'autant plus importante qu'elle conditionne non seulement la configuration du champ PV mais aussi celle du banc de stockage, le choix du régulateur et de l'onduleur. Une fois ce choix effectué, nous avons déterminé le nombre de module en série et le nombre de branche parallèle respectivement par les formules :

- $$Nms = \frac{V_{gen}}{Vm} \tag{14}$$

Ou Nms , V_{gen} , Vm représentent respectivement le nombre de module en série, la tension du générateur et la tension nominale du module dans les conditions réelles d'utilisation ici égal à 24V).

- $$Nbmp = \frac{P_{cmin}}{Pc * Nms} \tag{15}$$

Ou $Nbmp$, P_{cmin} , Pc représentent respectivement le nombre de branche en parallèle, la puissance crête totale installée et la puissance nominale d'un module

Après les calculs, nous obtenons au total 36 modules : 2 modules en série et 18 branches parallèles. Les caractéristiques du champ PV se présentent donc comme suit :

Tableau 24: Caractéristique du champ PV obtenue par PVsyst.5.4

Données du champ PV	Valeurs numériques
Puissance de chaque module (W)	210

Nombre de module en série	2
Nombre de branche parallèle	18
Nombre totale de module	36
Tension nominale du champ $U_{mpp}(V)$	50,4
Intensité nominale du champ $I_{mpp}(A)$	132
Puissance crête installée (kW _c)	7,6
Surface champ (m ²)	59,62
Surface disponible sur le toit (m ²)	90

4.2. Calcul du Banc de stockage

Généralement le dimensionnement d'un banc de stockage prend en compte plusieurs paramètres tels que : la capacité de l'accumulateur de charge, le nombre jour de stockage, la tension a ses bornes, sa capacité de stockage de l'énergie etc. Tous ces paramètres sont liés par la formule :

$$\bullet \quad C_{batt} = \frac{E_j * J_{raut}}{V_{batt} * \eta_{batt} * DM} \quad (16)$$

Ou η_{batt} ; $V_{batt DM}$; J_{raut} ; E_j représentent respectivement : le rendement de la batterie d'accumulateur ; la Tension nominale de la batterie d'accumulateur ; la décharge profonde des accumulateurs ; le nombre de jours de stockage et la charge journalière. Aussi la configuration de la batterie doit être de telles sortes que la tension à ses bornes soit rigoureusement celle du générateur (ici prise égale à 48V).

Le calcul de cette valeur avec le logiciel nous a permis de faire le choix de la batterie Electrona : 12 V 150 A C10,BTR, model Dural SC ,technologie Pb-acide, ouvert, tubulaire. Quant à la configuration du banc de stockage, elle se présente comme suit :

Tableau 25: Configuration du banc de stockage

Données	Valeurs numériques
Nombre batterie en série	4
Nombre de branche parallèle	16
Nombre total de batterie	64
Nombre de jour d'autonomie	4

Tension aux bornes du banc de stockage	48
Capacité du banc de stockage (Ah)	2400
Energie stockée pour 4 jours d'autonomie (kWh)	115
Efficacité (%)	97
Nombre de cycle à 60% de décharge profonde	1200

Lors de la sélection nous privilégierons la technologie plomb-acide compte tenu de son efficacité et pour limiter le coût de l'investissement. Par ailleurs elles seront placées dans un local bien aéré ou ventilé pour limiter l'effet d'autodécharge, nous augmenterons ainsi leurs durées de vie.

4.3. Choix du régulateur de charge

Le choix d'un régulateur de charge dans un système autonome est d'autant plus critique qu'il faut à priori connaître l'intensité nominale de la totalité (fonctionnement simultanée) des récepteurs qu'il alimentera. Par ailleurs sa tension nominale doit être impérativement celle du générateur (Champ PV) donc celle du banc de stockage. De plus l'intensité maximale de court-circuit générée par le générateur

- $I_{gen} = I_{sc} * N_{bp}$ (17)

et l'intensité de la batterie ne doit pas dépasser celle du régulateur. Toutes ces conditions sont résumées de la manière suivante :

- $I_{nominal\ du\ régulateur} \geq Max (I_{gen}; I_R)$ (18)

Ou $I_R = \sum I$ est la somme de l'intensité nominale des récepteurs alimentés par le régulateur. La valeur prévisible de cette somme obtenue avec le logiciel PVsyst 5.4 est de 90 A [Annexe 9]. Celle de I_{gen} calculée connaissant I_{sc} et N_{bp} donne 132 A. A partir de ces deux grandeurs nous avons choisi le régulateur Steca Power Tarom 4140 dont les caractéristiques se présentent comme suit :

Tableau 26: Fiche technique du régulateur choisi

Caractéristique	Valeurs numériques
Tension du système (V)	48
Courant de sortie du champ (A)	140

Courant du consommateur (A)	70
Protection contre la décharge (SOC/LCD)	≤ 30% / 44,4
Tension finale de charge réglable(V)	54,8
Tension de charge rapide réglable (V)	57,6
Point de réglage de ré-enclenchement	≥50% / 50,4
Charge d'égalisation (V)	58,8
Degré de protection	IP 65
Poids (kg)	10

4.4. Dimensionnement de l'onduleur

La sélection de l'onduleur requiert la connaissance de la puissance des charges en aval de celui-ci. La puissance apparente obtenue après que nous ayons effectué le bilan de puissance [Annexe 10] est d'environ 9 KVA. Les deux autres paramètres sur lesquels s'est basé le choix de l'onduleur sont entre autres la tension du générateur ici égale à 48 V et l'intensité d'emploi en aval de l'onduleur. Cependant cette valeur n'a pas été utilisée mais c'est plutôt celle obtenue par le logiciel (90 A) compte tenu du fait qu'elle est supérieur à l'intensité généralement souscrite sur ces type de station (60 A). Nous résumons tous ces critères comme suit :

- $I_{onduleur} \geq I_{aval\ calculée}$ (19)

Où $I_{onduleur}$, $I_{aval\ calculée}$ représentent respectivement l'intensité de l'onduleur et l'intensité nominale d'emploi ;

- $P_{onduleur}(VA) \geq k * P_{onduleur\ calculé}(VA)$ (20)

Où $P_{onduleur}$, $P_{onduleur\ calculé}$, k représentent respectivement la puissance nominale de l'onduleur choisie et la puissance calculée pour le choix de l'onduleur et le coefficient de sécurité compris entre 2 et 3.

C'est ainsi que nous avons choisi un onduleur sinusoïdal Steca XTH de puissance 11, 5 KVA et admet une surcharge de 21KVA pendant 5 seconde. Les autres caractéristiques se résumement comme suit :

Tableau 27: Fiche technique de l'onduleur Steca choisi

Caractéristiques (Steca HPC 8000- 48)	Valeurs numériques
Tension du système (V)	48

Puissance continues(KVA)	7
Puissance 30 secondes (KVA)	8
Puissance 5 secondes (KVA)	21
Efficacité maximale (%)	96
Coté entré AC	
Puissance maximale du système (KVA)	11,5
Tension d'entrée réglable (V)	150-230
Courant de charge réglable (A)	0-90
Fréquence du réseau (Hz)	50 +/- 0,05%
Poids (kg)	45
Degré de protection	IP 20

(Autres détails en [Annexe 11])

4.5. Câblage et raccordement

La sélection des câbles a été faite en tenant compte des chutes de tension ($\Delta U = 3\%$) généralement admises dans les installations PV. Dans cette partie les chutes de tension concerneront uniquement la partie courant –continu. Les deux paramètres sur lesquels nous sommes basé sont : la tension du générateur 48 V (identique à la tension aux bornes des autres composants du système) et le courant qui traverse tous les composants. Après les calculs nous avons opté pour le choix des câbles solaires souples de 6 mm^2 et de 4 mm^2 .

4.6. Dimensionnement des équipements de protection

✓ Partie courant-continu

Les équipements de protection dont il s'agit dans cette partie sont entre autres : les fusibles pour la protection du champ PV, le parafoudre pour la protection de toute l'installation et les interrupteurs-sectionneurs. Avant de dimensionner un équipement de protections il faut connaître le courant de court-circuit I_{sc} qu'il devra supporter et le courant de court-circuit qu'il devra interrompre puis la tension V_{co} qu'il devra supporter.

La protection du champ photovoltaïque sera réalisée à l'aide de fusibles installés sur chaque branche. Le choix des différents fusibles doit tenir compte de deux conditions :

- *assignée fusible* $\geq 1,15 * V_{co} * N_s$ et $1,5 * I_{sc} \leq \text{Calibre fusible} \leq 2 * I_{sc}$ (21)

Pour la protection générale du champ, il sera installé à la tête de tout le champ un autre fusible dont les caractéristiques vérifient les mêmes conditions ci-dessus. Le récapitulatif de ces conditions avec les valeurs numériques ($V_{co} = 28,8$; $I_{sc} = 7,3$ et $N_s = 2$) se présente comme suit :

Tableau 28: Récapitulatif des conditions de choix des fusibles

Conditions	Protection de branche	Protection de tête
Isc/chaîne (A)	7,3	132
1ère condition ($1,15 * V_{co} * N_s$)	66,24	66,24
2ème condition	$10,91 \leq I_n \leq 14,6$	$198 \leq I_n \leq 264$

En se référant aux valeurs du tableau ci-dessus, nous avons choisi 18 fusibles de marque Socomec, référence 60PV0012 de calibre 12A, de tension assignée 1000 UDC (V) et un fusible de calibre 200 A, de tension assignée 1000 UDC (V) référence 60PV0299 pour la protection de tête.

Dans la boîte de jonction du générateur ou sera placé le fusible de tête, nous proposons l'installation d'interrupteur-sectionneurs afin de pouvoir isoler le système du champ PV et intervenir en toute sécurité sur ce dernier. Par ailleurs dans le même boîtier il sera installé un parafoudre pour protéger les modules PV contre les risques de surtensions induites dans le circuit de la partie continue. Les caractéristiques de l'interrupteur et du parafoudre choisi sont consignées dans le tableau suivant :

Tableau 29: Fiche technique de l'interrupteur et du parafoudre

Interrupteur-sectionneur			Parafoudre		
Marque	Désignation	Calibre(A)	Marque	Désignation	Calibre (kA)
ABB diffusion	OETL 200 K 3	200	ABB parafoudre	OVR 15275P	15

✓ Protection AC

Conformément au guide photovoltaïque, il sera installé un interrupteur-sectionneur de tête en aval de l'onduleur, un dispositif de protection différentielle, d'une protection magnétothermique ainsi qu'un parafoudre AC. Pour ce qui concerne l'interrupteur-sectionneur, nous avons adopté une démarche similaire au cas précédant ; démarche qui consistait à déterminer le courant total susceptible de le traverser :

$$\bullet \quad I_a = \frac{P_T}{\sqrt{3}U \cos \rho} \quad (22)$$

Ou P_T , ρ représentent respectivement la puissance de l'onduleur et la phase) et de choisir un interrupteur de calibre supérieur à cette valeur. L'application numérique de cette formule avec la valeur de la puissance de l'onduleur choisi un peu plus haut nous donne $I_a = 36,08 \text{ A}$. C'est à partir de cette valeur que nous avons sélectionné l'interrupteur-sectionneur tripolaire DC21B de calibre 40 A.

Pour ce qui concerne le choix du dispositif de protection différentiel nous avons évalué comme dans le cas précédant le courant d'emploi par la formule :

$$\bullet \quad I_b = \frac{P_{\text{onduleur}}}{U\sqrt{3}} \quad (23)$$

C'est à partir de cette valeur numérique ($I_b = 16,6 \text{ A}$) que nous avons procédé au choix du disjoncteur Merlin Gerin, REF 92506F de calibre 20 A.

En fin nous proposons qu'il soit installé un parafoudre tétra polaire AC type C classe 2. Les caractéristiques de celui que nous proposons se résument comme suit :

Tableau 30: Caractéristiques du parafoudre AC

Fabricant	Référence	Courant maximal de décharge (kA)	Calibre (A)
Merlin Gerin	PRF1 92506F	65	50

4.7. Evaluation financière du système

Le devis estimatif du système PV autonome doit prendre en compte le coût des fournitures et accessoires (toute taxe confondue si celles-ci sont à importer), les prestations locales (étude, ingénierie et main d'œuvre) et la logistique. Les principales fournitures de cette étude sont :

- ❖ Les modules et de leurs structures porteuses ;
- ❖ L'onduleur ;
- ❖ Le banc de stockage (batterie) ;
- ❖ Le régulateur de charge ;
- ❖ Les câbles et les équipements de protections.

Toutefois il est à prévoir le coût d'investissement dans la construction d'un local spécial pour les batteries de stockage. Le coût total net à investir dans la réalisation du système autonome s'élève donc à **47 128 275 FCFA TTC**. D'autre part les résultats de l'analyse économique ainsi que celui de l'étude d'impact environnemental se présentent comme suit :

Tableau 31: Récapitulatif de l'analyse économique du scénario 2

Investissement net (FCFA TTC)	Coût de revient du kWh (FCFA)	Temps de retour surinvestissement	Taux de CO ₂ évité annuellement
47 128 275	251,75	20 ans	7 tonnes

5. Scénarii 3 : Eclairage solaire avec banc de stockage

Comme nous l'avons décrit dans le cahier de charge, ce système servira uniquement à l'éclairage de la station. En rappel, l'énergie journalière nécessaire pour l'éclairage d'une station avec une marge de 15% est de 12 kWh

5.1. Caractéristiques du champ PV

Nous avons choisi pour le dimensionnement le même module que dans le cas du système PV autonome. Les caractéristiques du champ PV obtenus grâce au logiciel PVsyst 5.4 sont consignées dans le tableau ci-dessous :

Tableau 32: Caractéristiques du champ PV pour l'éclairage solaire

Données	Valeurs numériques
Nombre de modules en série	2
Nombres de string	8
Total des modules	16
Tension nominale du champ U_{mpp} (V)	50
Courant nominal du champ I_{mpp} (A)	59
Puissance crête totale installée (kW)	3,4
Surface couverte (m ²)	26,5

5.2. Dimensionnement du régulateur

Dans la gamme de régulateurs que le logiciel nous propose c'est celui du fabricant Morningstar, modèle TRISTAR 60- 48 V RLT qui est le plus adapté compte tenu de sa tension (48 V) et de son intensité qui est supérieure à celle du générateur et de l'onduleur. Ces caractéristiques sont les suivantes :

Tableau 33: Caractéristiques du régulateur choisi pour l'éclairage solaire

Technologie	uP, série transistor
Courant maximal d'entrée (A)	60
Tension maximal d'entrée V_{\max} (V)	56,6
Tension minimale d'entrée V_{\min} (V)	50,4
Tension nominale de la batterie (V)	48

5.3.Choix des autres équipements

Le choix des autres équipements tels que : la batterie de stockage, l'onduleur, les équipements de protection, le coffret CC et AC, les câbles, et accessoire a été effectué par le logiciel PVsyst 5. 4) que nous avons utilisé pour le dimensionnement. Cependant toutes les données d'entrée et de sortie de chaque composant ont été vérifiées par des calculs manuels.

- ❖ Pour ce qui concerne la batterie de stockage ce sont sa capacité, sa tension et sa décharge profonde que nous avons vérifié. Après les calculs, nous trouvons pour la capacité 1106 Ah, 48 V pour la tension et 4jours d'autonomie mais avec le logiciel nous obtenons 1162 Ah pour la capacité, 48V pour la tension et 55,8 kWh comme capacité de stockage ce qui représente un peu plus de 4 jours d'autonomie. C'est ainsi que nous avons retenu la configuration suivante pour le banc de stockage :

Tableau 34: Caractéristiques du banc de stockage

Technologie	Pb-acide, ouverte, démarrage
Fabricant	MK battery
Modèle	MK 8A4D AGM
Tension (V)	48
Capacité (Ah)	1162
Autonomie (jours)	Un peu plus de 4
Nombre d'unité	4 séries et 7 parallèles

- ❖ L'onduleur que nous avons choisi a les caractéristiques requises pour supporter les appels de courant et sa tension correspond bien à celle du générateur. Il s'agit d'un onduleur sinusoïdal du fabricant Steca de puissance 3,7 KVA AC et admet une surcharge de 10,5kVA en 5 secondes. Les autres caractéristiques se résument comme suit :

Tableau 35: Caractéristiques de l'onduleur Steca 4000-48

Caractéristiques (Steca 4000- 48)	Valeurs numériques
Tension du système (V)	48
Puissance continues(KVA)	3,5
Puissance 30 secondes (KVA)	4
Puissance 5 secondes (KVA)	10,5
Efficacité maximale (%)	95
Coté entré AC	
Puissance maximale du système (KVA)	3,7
Tension d'entrée réglable (V)	150-230
Courant de charge réglable (A)	0-50
Degré de protection	IP 20

Les autres équipements ont été dimensionnés en prenant en compte les mêmes hypothèses développées dans la partie « système PV autonome ». C'est ainsi que nous avons choisi les équipements de protection (fusibles, le parafoudre et les interrupteurs sectionneurs) le coffret CC de même que les câbles.

5.4. Evaluation financière

Le devis de cette offre doit prendre en compte :

- ✓ Le frais d'achat TTC des équipements ;
- ✓ La main d'œuvre et l'ingénierie ;
- ✓ Le coût des accessoires entre autres : l'aménagement d'un local spécial pour les batteries de stockage.

L'évaluation économique de l'installation qui concerne essentiellement le coût de l'investissement net, le coût de l'énergie, le temps de retour sur investissement a été effectuée à l'aide du logiciel [Annexe 12]. A partir de ces paramètres nous avons pu évaluer l'économie mensuelle réalisable sur la facture d'électricité. Toutes ces valeurs sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau 36: Récapitulatif de l'évaluation financière de scénario 3

Investissement net (FCFA TTC)	Economie /mois (FCFATTC)	Coût du kilowattheure (FCFA TTC)	TRI (année)
16 318 314	93 000	266	20

Nous préconisons l'utilisation des lampes moins énergivore, l'allumage au strict nécessaire de manière à réduire la consommation pour augmenter l'autonomie du banc de stockage.

Conclusion

L'étude technique de réalisation d'une station-service fonctionnant à l'énergie solaire que nous avons effectuée nous a permis d'identifier clairement les alternatives adaptées à chaque station. En effet les préalables à cette étude entre autres : diagnostic énergétique de l'existant, évaluation des surfaces de captage, analyse des données météorologiques sur l'ensoleillement et les conditions climatiques, montrent que les sites dont le besoin électrique dépasse 2675 kWh le mois ne peuvent pas être couverts en totalité par l'énergie solaire. Cependant les sites dont le besoin n'excède pas 1350 kWh par mois peuvent être autonomes vis-à-vis du réseau électrique en exploitant uniquement les toitures de l'auvent. Les deux solutions envisagées (système PV injecté dans le réseau et le système autonome) sont techniquement réalisables, mais le temps de retour sur investissement reste problématique.

Le système autonome nécessite un coût d'investissement de 47 128 275 FCFA TTC et produit une énergie mensuelle de 780 kWh soit moins de 3,5 fois l'énergie produite par le système injecté dans le réseau (2700 kWh le mois) mais qui nécessite un coût d'investissement de 46 671 310 FCFA TTC. Ceci témoigne l'avantage du système injecté dans le réseau surtout dans les milieux où le réseau électrique existe déjà. La seconde option deviendra avantageuse dans les milieux où le réseau électrique n'existe pas et que le coût lié à l'amener du réseau électrique dans ce milieu peut compenser largement cet investissement.

Dans le cas du système autonome, l'étude ne doit pas se limiter à de simples calculs mais appuyée par une série de mesures effectuées sur les sites ou une identification claire des besoins de manière à adapter la production. Une démarche d'économie d'énergie est indispensable pour minimiser le coût d'investissement (par exemple remplacer les lampes de 36 W par les lampes à économie d'énergie de 18 W)

Sur le plan de développement durable, la fourniture d'énergie à partir du solaire constitue l'alternative plausible de sauvegarde de l'environnement contre les émissions de GES.

Bibliographie

- [1] **Anne Labouret** ; Energie solaire photovoltaïque.
- [2] **Ahmed O. BAGRE** ; Energie photovoltaïque Cours 2IE, 2005.
- [3] **Jean-Marc Cottier, André Mermour, Jean Graf, Michel Vilo** ; Centrale photovoltaïque : Guide pour le dimensionnement et la réalisation de projet, à l'usage des bureaux d'ingénieurs.
- [4] **Maiouf BELHAMEL** ; Bulletin des énergies renouvelables, 2002
- [5] **Ahmed O. BAGRE** ; Conception et dimensionnement des systèmes photovoltaïques avec batterie Cours 2IE.
- [6] **Ahmed O. BAGRE** ; Energie photovoltaïque Cours 2IE, 2003.
- [7] **Ahmed O. BAGRE** ; Introduction à l'énergie solaire Cours 2IE, 2005.
- [8] **TOKHEMA SOFITAM** ; in Catalogue 2013

Site internet

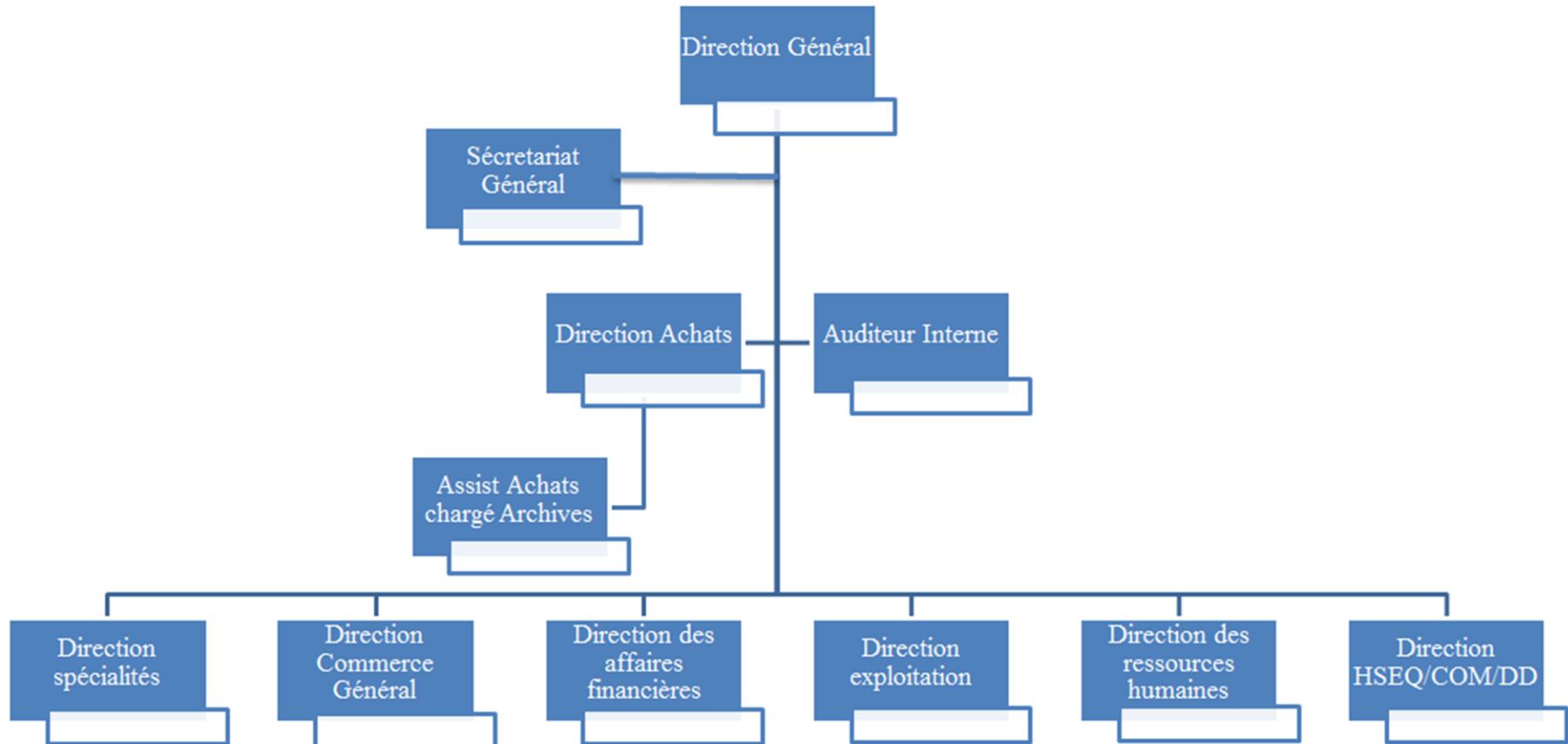
- ❖ [www. Steca.com](http://www.Steca.com)
- ❖ [www. Greenit.fr](http://www.Greenit.fr)
- ❖ [www. Leroymerlin.fr/compresseur](http://www.Leroymerlin.fr/compresseur)
- ❖ [www. Pleins gaz-Petro-Canada/](http://www.Pleinsgaz-Petro-Canada/) Comment fonctionne un distributeur

Logiciel

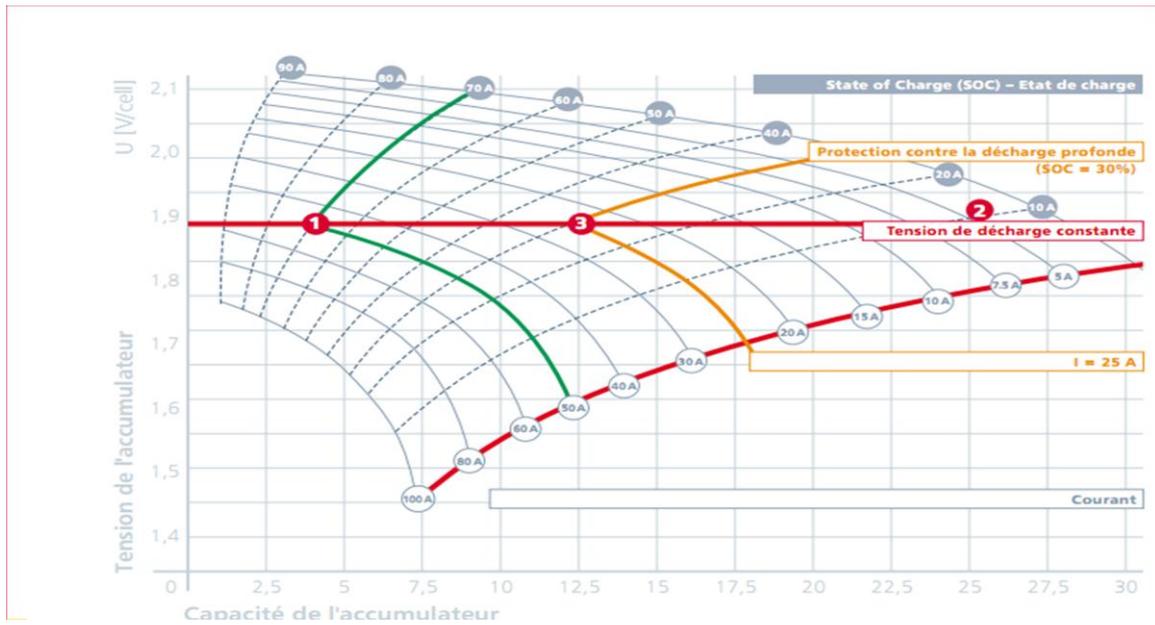
- ❖ Retscreen 4
- ❖ PVsyst 5.4
- ❖ Sunny Design 2.3
- ❖ Tecsol uniquement en ligne
- ❖ Arc ViewS 3.2a

Annexe

Annexe 1 : Organisation structurelle de la société filiale TOTAL - TOGO



Annexe 2 : La technique de charge de la batterie à travers le régulateur Steca



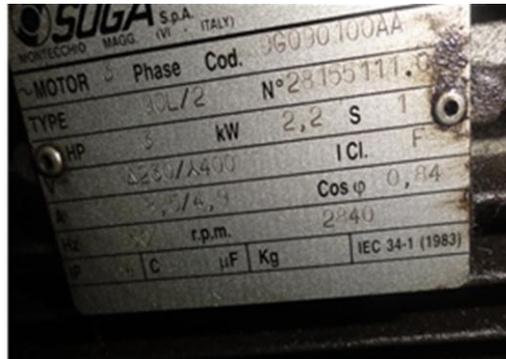
Annexe 3 : Les équipements récents sur le site de la direction

A : Les pompes de distribution SATAM et TOKHEMA



B : Les Compresseurs Fiac et Parise et leurs plaques signalétiques

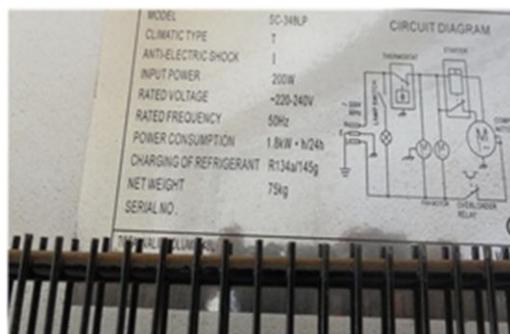
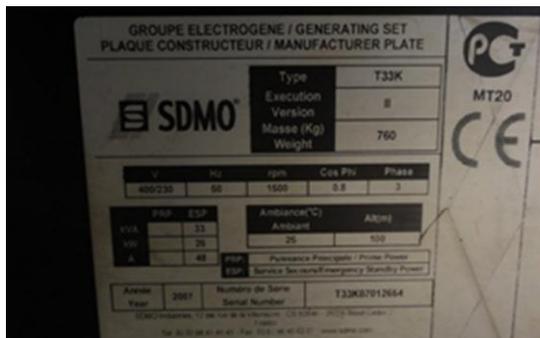
1. Compresseur Fiac et sa plaque signalétique



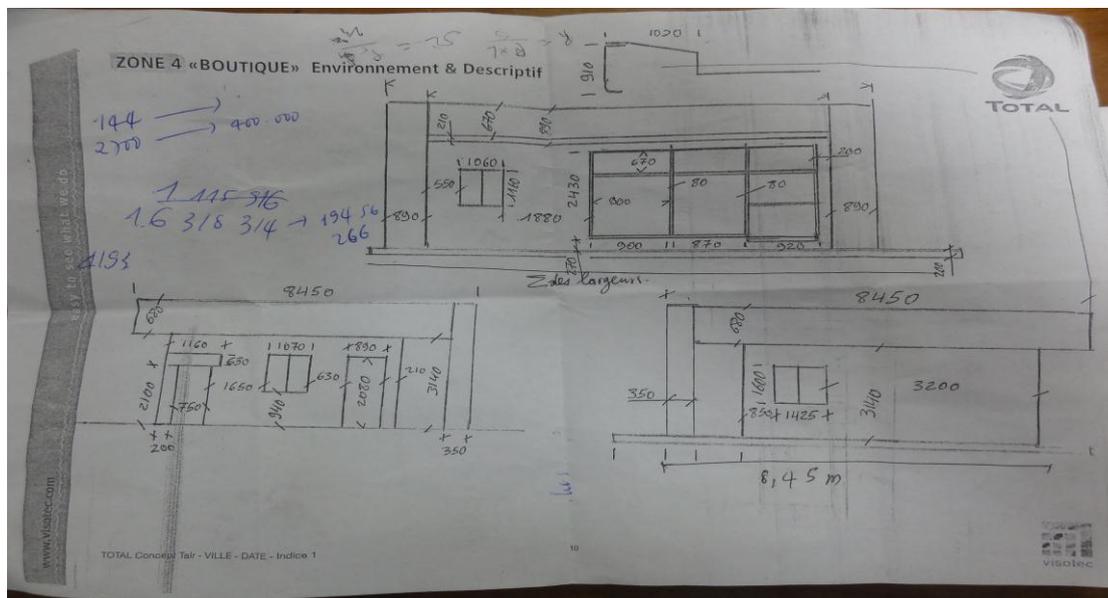
2. Compresseur Parise et sa plaque signalétique



C. La plaque signalétique du groupe électrogène et des réfrigérateurs



D. Fiche technique de relevé des surfaces



Annexe 4. Relevé journalier des pompes du site de la direction

Etude de réalisation d'une station-service fonctionnant à l'énergie solaire

Dates	Sortie P1S (l)	Temps (heure)	Sortie P2S (l)	Temps (heure)	Sortie P3S (l)	Temps (heure)	Sortie P4M (l)	Temps (heure)	Sortie P5P (l)	Temps (heure)	SortieP6G (l)	Temps (heure)
1-mars	1510	5,033	1140	3,80	939	3,130	0	0,000	0	0,000	391	0,815
2-mars	1725	5,750	0	0,00	0	0,000	0	0,000	0	0,000	325	0,677
3-mars	2918	9,727	61	0,20	1079	3,597	0	0,000	0	0,000	1140	2,375
4-mars	2755	9,183	255	0,85	486	1,620	1	0,003	0	0,000	895	1,865
5-mars	3344	11,147	0	0,00	0	0,000	0	0,000	0	0,000	925	1,927
6-mars	2683	8,943	473	1,58	216	0,720	0	0,000	0	0,000	339	0,706
7-mars	27	0,090	1148	3,83	2437	8,123	9	0,030	0	0,000	759	1,581
8-mars	2186	7,287	0	0,00	12	0,040	66	0,220	0	0,000	990	2,063
9-mars	2006	6,687	0	0,00	0	0,000	71	0,237	0	0,000	587	1,223
10-mars	329	1,097	0	0,00	0	0,000	0	0,000	0	0,000	771	1,606
11-mars	5465	18,217	39	0,13	74	0,247	268	0,893	0	0,000	1215	2,531
12-mars	2051	6,837	356	1,19	142	0,473	164	0,547	0	0,000	815	1,698
13-mars	1956	6,520	104	0,35	1274	4,247	129	0,430	0	0,000	422	0,879
14-mars	35	0,117	1442	4,81	2439	8,130	219	0,730	0	0,000	862	1,796
15-mars	1100	3,667	64	0,21	1102	3,673	155	0,517	55	0,183	674	1,404
16-mars	1957	6,523	0	0,00	0	0,000	34	0,113	0	0,000	485	1,010
17-mars	2967	9,890	62	0,21	0	0,000	139	0,463	0	0,000	1073	2,235
18-mars	3519	11,730	0	0,00	0	0,000	0	0,000	0	0,000	1059	2,206
19-mars	4008	13,360	10	0,03	71	0,237	26	0,087	0	0,000	1464	3,050
20-mars	5441	18,137	502	1,67	1727	5,757	26	0,087	0	0,000	819	1,706
21-mars	1	0,003	88	0,29	3623	12,077	26	0,087	0	0,000	576	1,200
22-mars	237	0,790	262	0,87	1765	5,883	26	0,087	0	0,000	163	0,340
23-mars	4120	13,733	990	3,30	1	0,003	26	0,087	0	0,000	1192	2,483
24-mars	3845	12,817	9	0,03	0	0,000	26	0,087	0	0,000	1552	3,233
25-mars	1270	4,233	0	0,00	0	0,000	26	0,087	0	0,000	501	1,044
26-mars	1587	5,290	486	1,62	1970	6,567	26	0,087	0	0,000	652	1,358

Etude de réalisation d'une station-service fonctionnant à l'énergie solaire

27-mars	1222	4,073	771	2,57	1391	4,637	26	0,087	22	0,073	876	1,825
28-mars	0	0,000	0	0,00	0	0,000	26	0,087	0	0,000	0	0,000
29-mars	0	0,000	0	0,00	0	0,000	26	0,087	0	0,000	0	0,000
30-mars	0	0,000	0	0,00	0	0,000	26	0,087	0	0,000	0	0,000
31-mars	0	0,000	0	0,00	0	0,000	26	0,087	0	0,000	0	0,000
Total	60264	200,880	8262	27,54	20748	69,160	26	5,310	77	0,257	21522	44,838
Energie (kWh)		110,484		15,147		38,038		2,921		0,141		24,66063

Annexe 5. Relevé journalier des pompes du site de la BTCl

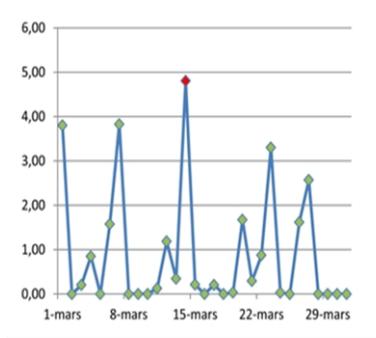
Dates	1- mars	2- mars	3- mars	4- mars	5- mars	6- mars	7- mars	8- mars	9- mars	10-mars	11- mars	12-mars	13- mars	14-mars	15- mars
Sortie P1S(l)	767	408	255	661	904	623	215	606	607	134	421	180	432	563	1035
Temps J (heure)	2,56	1,36	0,85	2,20	3,01	2,08	0,72	2,02	2,02	0,45	1,40	0,60	1,44	1,88	3,45
Sortie P2S(l)	1295	774	440	1265	1094	975	297	940	663	185	925	294	1022	952	1427
Temps (heure)	4,32	2,58	1,47	4,22	3,65	3,25	0,99	3,13	2,21	0,62	3,08	0,98	3,41	3,17	4,76
Sortie P3S(l)	1275	1265	1103	1500	1363	1009	660	1113	1113	397	1080	538	1449	899	1732
Temps (heure)	4,25	4,22	3,68	5,00	4,54	3,36	2,20	3,71	3,71	1,32	3,60	1,79	4,83	3,00	5,77
Sortie P4S(l)	789	517	1082	1384	1160	730	575	696	714	35	548	563	856	99	1097
Temps (heure)	2,63	1,72	3,61	4,61	3,87	2,43	1,92	2,32	2,38	0,12	1,83	1,88	2,85	0,33	3,66
Sortie P7S(l)	1124	180	110	559	711	621	761	105	292	551	1356	210	734	907	927
Temps (heure)	3,75	0,60	0,37	1,86	2,37	2,07	2,54	0,35	0,97	1,84	4,52	0,70	2,45	3,02	3,09
Sortie P8S(l)	1576	1318	335	1071	1173	1270	929	535	1002	1798	1798	474	1114	1873	1491
Temps (heure)	5,25	4,39	1,12	3,57	3,91	4,23	3,10	1,78	3,34	5,99	5,99	1,58	3,71	6,24	4,97
Sortie P2T2M(l)	136	147	61	164	172	112	14	105	100	67	158	47	135	126	145
Temps (heure)	0,45	0,49	0,20	0,55	0,57	0,37	0,05	0,35	0,33	0,22	0,53	0,16	0,45	0,42	0,48

Etude de réalisation d'une station-service fonctionnant à l'énergie solaire

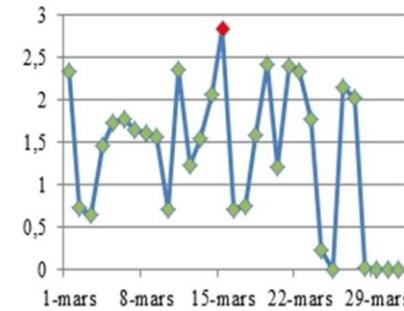
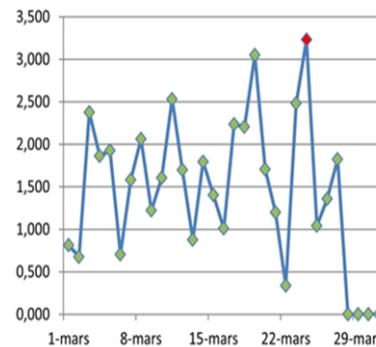
Sortie P1P(l)	99	197	56	132	146	94	98	79	56	51	92	13	198	55	74
Temps (heure)	0,33	0,66	0,19	0,44	0,49	0,31	0,33	0,26	0,19	0,17	0,31	0,04	0,66	0,18	0,25
Sortie P1G(l)	1117	355	315	702	835	856	789	768	755	337	1132	595	741	994	1363
Temps (heure)	2,33	0,74	0,66	1,46	1,74	1,78	1,64	1,60	1,57	0,70	2,36	1,24	1,54	2,07	2,84

16-mars	17-mars	18-mars	19-mars	20-mars	21-mars	22-mars	23-mars	24-mars	25-mars	26-mars	27-mars	28-mars	29-mars	30-mars	31-mars
467	0	536	570	604	479	755	615	32	484		758	718	0	0	0
1,56	0,00	1,79	1,90	2,01	1,60	2,52	2,05	0,11	1,61	0,00	2,53	2,39	0,00	0,00	0,00
835		596	963	1075	502	1137	768	40	281	0	1041	1192	0	0	0
2,78	0,00	1,99	3,21	3,58	1,67	3,79	2,56	0,13	0,94	0,00	3,47	3,97	0,00	0,00	0,00
1149	17	1121	1083	1649	879	1691	648	333	362	0	1180	1726	275	0	0
3,83	0,06	3,74	3,61	5,50	2,93	5,64	2,16	1,11	1,21	0,00	3,93	5,75	0,92	0,00	0,00
1089	23	1078	794	1098	959	1471	564	12	87	0	495	1398	205	0	0
3,63	0,08	3,59	2,65	3,66	3,20	4,90	1,88	0,04	0,29	0,00	1,65	4,66	0,68	0,00	0,00
34	1036	0	397	170	840	291	894	1238	1417	0	535	226	649	0	0
0,11	3,45	0,00	1,32	0,57	2,80	0,97	2,98	4,13	4,72	0,00	1,78	0,75	2,16	0,00	0,00
548	1215	0	720	924	884	538	1605	1815	1511	0	153	809	956	0	0
1,83	4,05	0,00	2,40	3,08	2,95	1,79	5,35	6,05	5,04	0,00	0,51	2,70	3,19	0,00	0,00
83	4	0	80	105	140	157	117	74	69	0	121	157	0	0	0
0,28	0,01	0,00	0,27	0,35	0,47	0,52	0,39	0,25	0,23	0,00	0,40	0,52	0,00	0,00	0,00
44	36	82	145	109	76	41	54	67	8	22	63	49	65	0	0
0,15	0,12	0,27	0,48	0,36	0,25	0,14	0,18	0,22	0,03	0,07	0,21	0,16	0,22	0,00	0,00
341	365	761	1165	583	1154	1125	847	111	0	1029	970	7	0	0	0
0,71	0,76	1,59	2,43	1,21	2,40	2,34	1,76	0,23	0,00	2,14	2,02	0,01	0,00	0,00	0,00

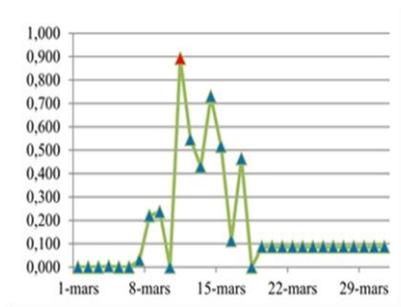
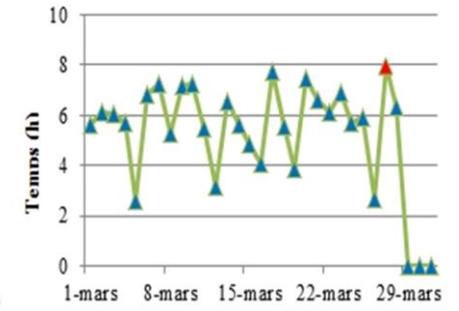
Annexe 5.bis Courbes de variation du temps de fonctionnement des pompes de la direction en fonction des jours (mois de mars)



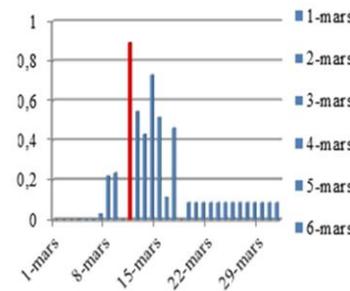
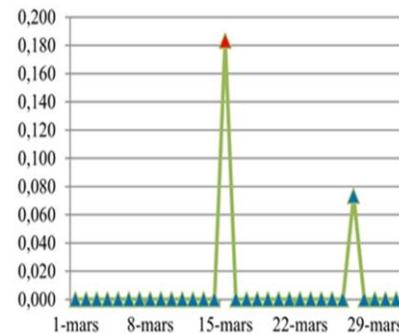
✓ Courbe des pompes gasoil des deux sites



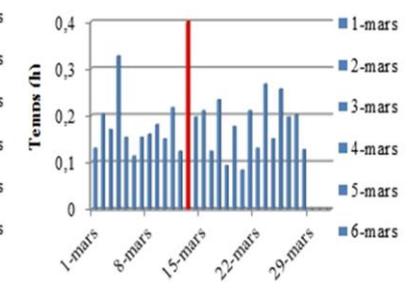
✓ Courbe des pompes gasoil et de Super



✓ Courbe des pompes pétrole lampant



✓ Courbe des pompes mélange et pétrole lampant



Annexe 6 Résultats des simulations

Toiture Auvent

Résultats principaux

Production du système	16284 kWh/an	Prod. normalisée	3.81 kWh/kWc/jour
Productible	1392 kWh/kWc/an	Pertes champ	1.08 kWh/kWc/jour
Indice de performance	0.765	Pertes système	0.09 kWh/kWc/jour

Toiture Superette 1

Résultats principaux

Production du système	10626 kWh/an	Prod. normalisée	3.73 kWh/kWc/jour
Productible	1362 kWh/kWc/an	Pertes champ	1.10 kWh/kWc/jour
Indice de performance	0.749	Pertes système	0.15 kWh/kWc/jour

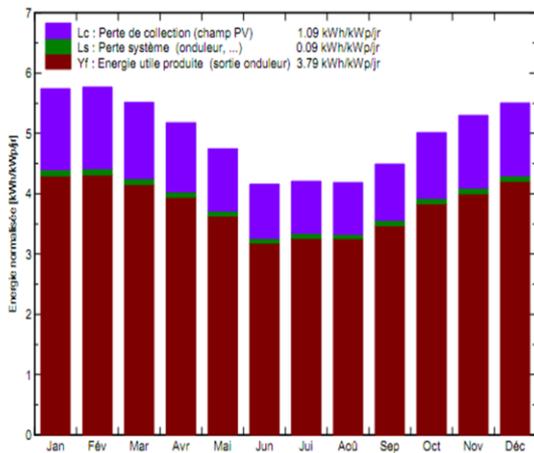
Auvent et Superette 1

Principaux résultats de la simulation

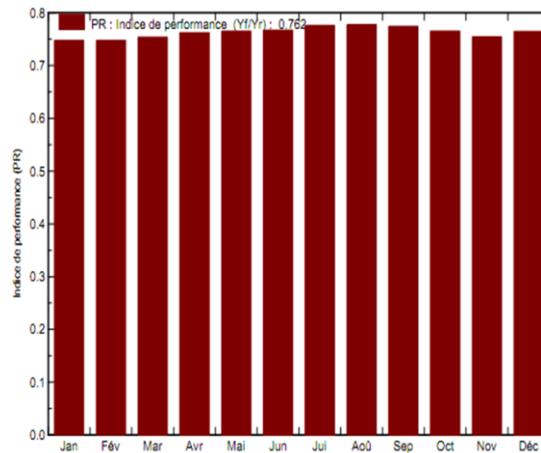
Production du système	Energie produite	26.10 MWh/an	Productible	1339 kWh/kWc/an
	Indice de performance (PR)	73.7 %		

Annexe 7 Evolution des paramètres de performance énergétique du scénario 1

Productions normalisées (par kWp installé): Puissance nominale 12 kWc



Indice de performance (PR)



Bilans et résultats principaux

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	%	%
Janvier	168.3	27.10	178.0	172.8	2654	2509	10.05	9.50
Février	157.1	28.20	161.4	156.7	2406	2277	10.05	9.51
Mars	171.1	28.70	170.9	165.3	2569	2429	10.14	9.59
Avril	160.8	28.50	155.3	150.3	2360	2234	10.25	9.71
Mai	156.9	27.80	147.0	141.7	2245	2121	10.30	9.73
Juin	134.1	26.50	124.5	119.7	1910	1795	10.34	9.72
Juillet	138.9	25.30	130.3	125.4	2022	1903	10.47	9.85
Août	134.9	25.00	129.8	125.0	2016	1896	10.47	9.85
Septembre	136.8	25.60	134.8	130.2	2083	1965	10.42	9.83
Octobre	153.5	26.60	155.5	150.6	2374	2241	10.30	9.72
Novembre	152.4	27.60	159.0	154.2	2394	2263	10.16	9.60
Décembre	161.8	27.30	170.6	165.3	2600	2467	10.28	9.75
Année	1826.5	27.01	1817.1	1757.2	27634	26101	10.26	9.69

Légendes:	GlobHor	Irradiation globale horizontale	EArray	Energie effective sortie champ
	T Amb	Température ambiante	E_Grid	Energie injectée dans le réseau
	GlobInc	Global incident plan capteurs	EffArrR	Effic. Eout champ / surf. brute
	GlobEff	Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages	EffSysR	Effic. Eout système / surf. brute

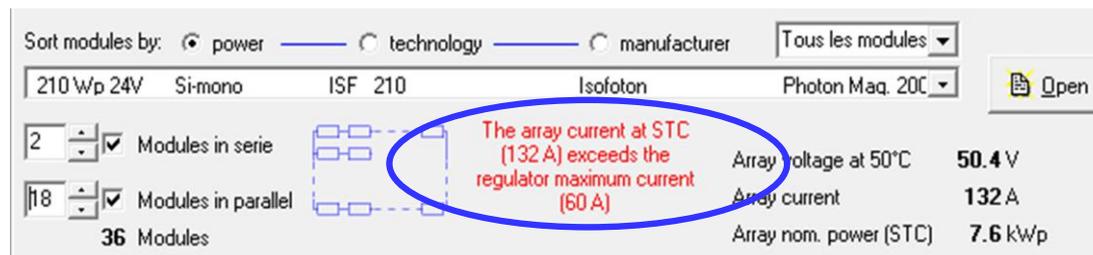
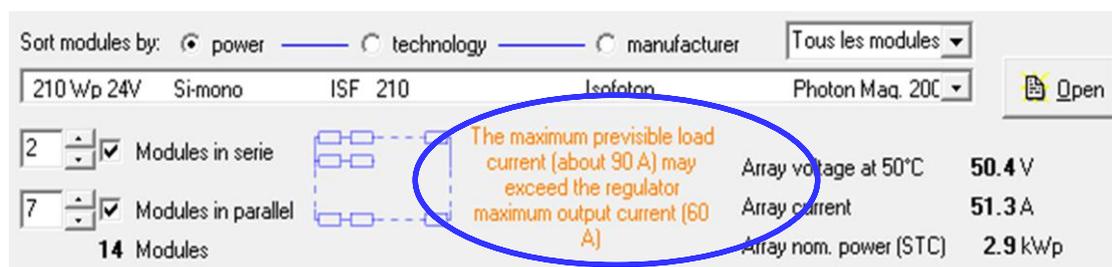
Annexe 8 : Offre financière du scénario 1

Appareil	Fabricant	Caractéristiques	Quantité	Prix unitaire HT (FCFA)	Montant HT (FCFA)
Module PV monocristallin	Isofoton	ISF260_24.PAN	90	326670	29400300
Support Module	TRITEC	TRI-STAND Aero	100	10000	1000000
Onduleur	SMA	Sunny Tripower 10000 TL	2	2585420	5170840
Parafoudre CC	EATON	SOL-SP1000U/2MC4	2	61192	122384
Parafoudre AC	Legrand	REF039-23	2	127812	255624
Câble Coté CC	Nexans	U1000-R02V	100	1500	150000
Câble Coté AC	Nexans	4x10Rond Câblé	10	3000	30000
Interrupteur sectionneur CC	Legrand	Bipolaire CC de type IEC 60947-3	3	120915	362745
Interrupteur sectionneur AC	MERLIN-GERIN	TETRA GK1 FM	1	32543	32543
Répartiteur	Legrand	REF 048- 84	1	9709	9709
Disjoncteur	Legrand	DPX 125/ Calibre 16	2	17084	34168
Disjoncteur	Legrand	Multi 9 C60L/calibre 32	1	41025	41025
Coffret CC	MERLIN-GERIN	REF 17720	1	17377	17377
Connecteur		MC4	10	2540	25400
Goulottes	Legrand	DLP 100x34 REF 30850	2	7543	15086
Accessoires	-	-	-	-	2000000
TOTAL (HTVA)					38667201

Annexe 8 bis : Analyse économique

Paramètre d'analyse	Valeurs numériques
Energie annuelle produite (kWh/an)	32400
Investissement HTVA (FCFA)	38667200
Main d'œuvre et ingénierie (FCFA)	5800080
Investissement avec la TVA (FCFA)	46671310,4
Coût d'entretien et de maintenance (FCFA)	2333565,52
Investissement net de la première année (FCFA)	45464311
Coût de revient brut du kWh (LEC) (FCFA)	148,11
Temps de retour sur investissement (année)	18

Annexe 9 : Courant d'emploi obtenu par PV Syst 5.3



Annexe 10 : Bilan de puissance du site de la direction

Les Unités	Equipements	Quantité	Puis Unitaire (W)	Puis Totale (kW)	cosφ	Puis apparente (KVA)
Unité de pompage	Pompe Super1	1	550	0,55	0,85	0,647
	Pompe Super 2	1	550	0,55	0,85	0,647
	Pompe Super 3	1	550	0,55	0,85	0,647
	Pompe mélange	1	550	0,55	0,85	0,647
	Pompe pétrole	1	550	0,55	0,85	0,647
	Pompe diésel	1	550	0,55	0,85	0,647
	Compresseur d'air	1	2200	2,2	0,85	2,588
Super marché	Réfrigérateur	3	200	0,6	0,85	0,706
	Ventilateur	3	60	0,18	0,85	0,212
	Lampe fluo	3	36	0,135	0,85	0,159
Eclairage extérieur	Lampadaire	2	100	0,25	0,85	0,294
	Lampe auvent	8	36	0,36	0,85	0,424
	Lampe fluo	3	36	0,135	0,85	0,159
Autres lampes	lampe fluo	4	36	0,18	0,85	0,212
Local Pompiste	Lampe fluo	2	18	0,045	0,85	0,053
TOTAL						8,688235294

Annexe 12 bis : Configuration des câbles scénario 3

