


Association des Pharmaciens de la République de Côte d'Ivoire (APRC)
Union des Pharmaciens de Côte d'Ivoire (UPCI)
Association des Pharmaciens de Côte d'Ivoire (APCI)
République de Côte d'Ivoire

Association des Pharmaciens de la République de Côte d'Ivoire
Union des Pharmaciens de Côte d'Ivoire
Association des Pharmaciens de Côte d'Ivoire
République de Côte d'Ivoire

Pharmacie de Côte d'Ivoire

JICA LIBRARY

J1167795(2)

MAR 1980

APCI - Union des Pharmaciens de Côte d'Ivoire
Maison des Pharmaciens de Côte d'Ivoire - B.P. 178 - Abidjan

526
643
MPH

APCI
Maison des Pharmaciens de Côte d'Ivoire
B.P. 178 - Abidjan

**Agence Japonaise de Coopération Internationale (JICA)
Ministère des Mines, de l'Énergie et de l'Hydraulique (MMEH)
Agence Sénégalaise d'Électrification Rurale (ASER)
République du Sénégal**

**L'Étude du Plan d'Électrification
Rurale par voie Photovoltaïque
en République du Sénégal**

Projet Pilote

Mars 2002

**KRI International Corp.
The Institute of Energy Economics, JAPAN**

Cours de change

(Février 2002)

US\$=¥ 133.74

US\$=7.54 FF

Euro=US\$ 0.87

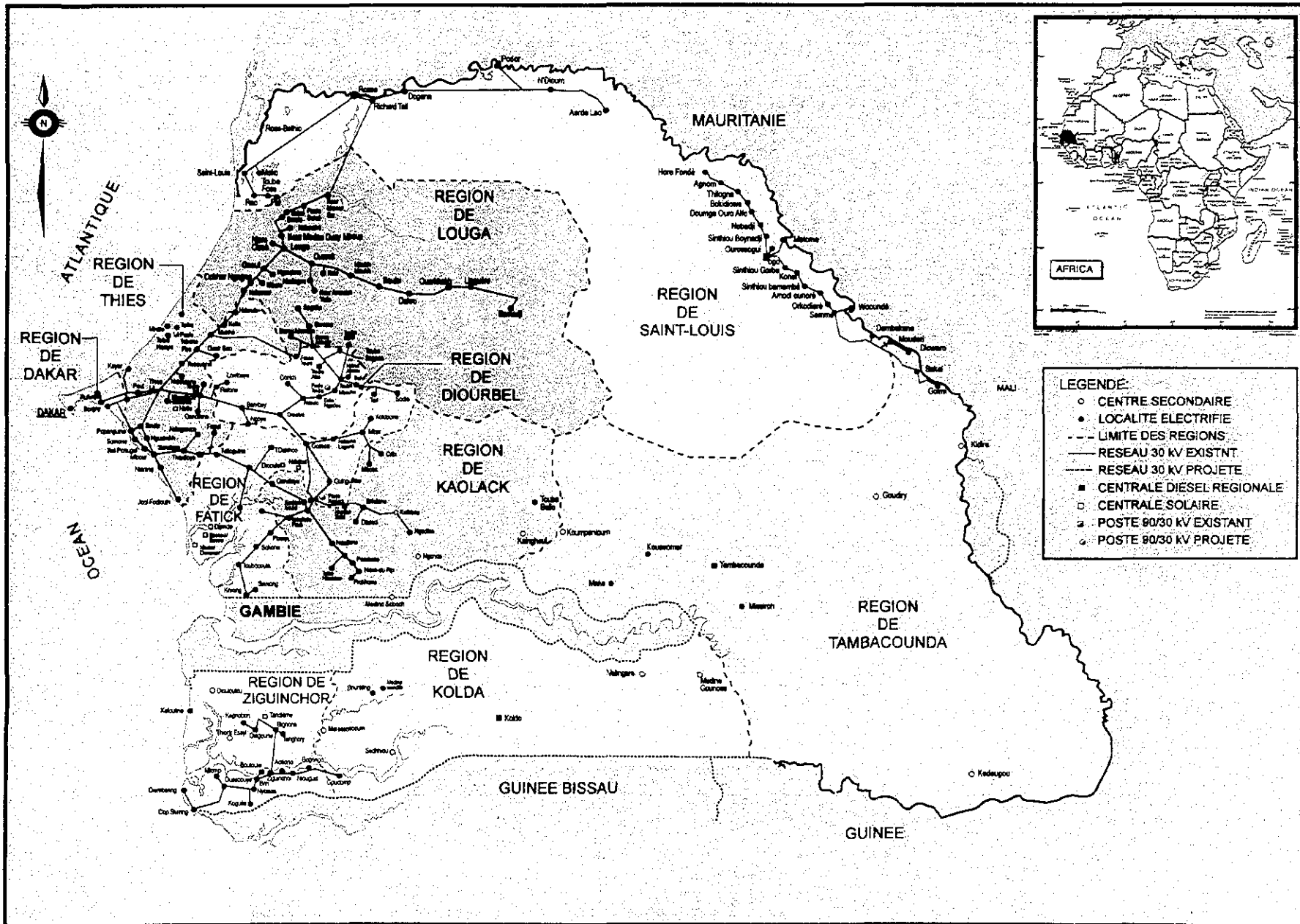
(Euro=6.56 FF)

FF=100 CFA (FF: French francs)

CFA=¥ 0.177



1167795 [2]



CARTE L'EMPLACEMENT

Table des Matières

	<u>Page</u>
1. Objectifs du Projet Pilote	1
1.1 Problèmes recensés à travers les Projets d'Electrification Rurale par voie Photovoltaïque antérieurs.	1
1.2 Objectif du Projet Pilote	2
2. Sélection du Site du Projet Pilote	3
3. Conception du Projet et Calendrier de mise en œuvre	5
4. Spécifications Techniques des SPF	10
4.1 Résumé	10
4.2 Dimensionnement du système et Choix des Composantes	11
4.3 Spécifications Techniques relatives aux travaux d'installations (SPF).	32
5. Appels d'Offres et Travaux d'Installation	43
5.1 Appels d'Offres	43
5.2 Procédure d'acquisition des SPF	45
5.3 Installation des SPF	49
6. Choix de l'Opérateur	76
7. Problèmes Rencontrés dans la Mise en oeuvre du Projet et Solutions adoptée	79
8. Séminaires	83
8.1 Objectif et Méthodologie.....	83
8.2 Questions abordées lors des séminaires.....	83
9. Evaluation	97
9.1 Evaluation du Projet Pilote	97
9.2 Evaluation Technique	101

10. Recommandations et Leçons capitalisées	114
10.1 Acquisition des SPF.....	114
10.2 Le Technicien Local Chargé de la Maintenance.....	114
10.3 Recommandation relative au Projet Pilote (système PV combine au Groupe électrogène du forage)	115
Annexe A Contrat Relatif au Projet Pilote	A-1
Annexe B Résultats de l'Enquête	B-1
Annexe C Evaluation des Infrastructures Publiques Electrifiées	C-1
Annexe D Grandes Lignes de la Planification du Projet par Objectifs	D-1
Annexe E Maintenance Périodique	E-1

Liste des Tableaux

Tableau 2.1	Caractéristiques des Sites proposés	4
Tableau 5.1	Résultats des Evaluations Techniques des Offres relatives à la fourniture de SPF LOT-2, 3 Centrale d'acquisition de données.....	44
Tableau 5.2	Résultats des Evaluations Techniques des Offres relatives à la fourniture de Centrale d'acquisition de données	44
Tableau 5.3	Calendrier des Installations.....	49
Tableau 5.4	Distance admissible entre le Régulateur de Charge et les Charges (sens unique).....	54
Tableau 5.5	Longueur de câble admissible pour chaque ligne, en vue de l'inspection ...	54
Tableau 5.6	Electricité Produite et Consommée [kWh]/Terme.....	69
Tableau 5.7	Electricité Produite et Consommée [kWh]/Terme.....	69
Tableau 5.8	Consommation réelle et production énergétique prévue	70
Tableau 5.9	Rayonnement journalier moyen réel et électricité produite par le Module PV	70
Tableau 5.10	Efficacité du Circuit de la Batterie	71
Tableau 5.11	Seuils de Tension du Régulateur.....	74
Tableau 7.1	Difficultés et Mesures (1-3).....	80
Tableau 8.1	Feuille de Présence du de l'île Mar (1-3) (Contractants de Mar Lothie).....	94
Tableau 9.1	Résultats de l'Evaluation (1-8).....	104
Tableau 9.2	Cadre Logique de l'Evaluation à mi-parcours (1-2).....	112

Liste des Schémas

Schéma 2.1	Emplacement des Trois Sites Proposés.....	3
Schéma 2.2	Carte de Localisation du Site du Projet Pilote	5
Schéma 5.1	Schéma Simplifié du SPF	52
Schéma 5.2	Exemple de câblage des charges.....	53
Schéma 5.3	Câblage	55
Schéma 5.4	Correction de l'inclinaison des Lampes à LED	56
Schéma 5.5	Composantes Intérieures (prises radio et lampes à LED).....	56
Schéma 5.6	Renforcement du Support des modules PV	57
Schéma 5.7	Relation Typique entre la densité de l'électrolyte et l'Etat de charge	59
Schéma 5.8	Centrales d'acquisition de données	62
Schéma 5.9	Présentation de la centrale d'acquisition de données.....	63
Schéma 5.10	Pyranomètre et Capteur de température Installé.....	63
Schéma 5.11	Manuel de l'Usager.....	64
Schéma 5.12	Schéma d'ensemble de la centrale d'acquisition de données	66
Schéma 5.13	Amplificateur de shunt	66
Schéma 5.14	Point de captage des données	67
Schéma 5.15	Détermination du courant du module	68
Schéma 5.16	Tendance énergétique et Rayonnement journalier	72
Schéma 5.17	Moyenne mensuelle des consommations enregistrées toutes les 20 minutes Figure	73
Schéma 5.18	Moyenne mensuelle des cycles de charge/décharge de la batterie, enregistrés par séquences de 20 minutes	75
Schéma 5.19	Moyenne mensuelle de la tension de la batterie enregistrée par séquences de 20 minutes.....	75
Schéma 5.20	Rayonnement mensuel moyen par séquences de 20 Minutes.....	76

Abréviation

AC	: Alternative Current
ADER	: Association Senegalaise pour le Developement de l'Electrification Rurale
ASER	: Agence Senegalaise d'Electrification Rurale
BCEAO	: Banque Centrale des Etats de l'Afrique de l'Ouest
CERER	: Centre d'Etudes et Recherches sur les Energies Renouvelables Center of Study and Research on Renewable Energy
CFL	: Compact Fluorescent Light
CMS	: Senegalease Mutual Credit Fund
CNCAS	: Caisse Nationale de Credit Agricole
CNES	: Confederation Nationale des Employeurs du Senegal
CNQP	: Centre National de Qualification Professionelle
CR	: Communaute Rurale
CRSE	: Commission de Regulation du Secteur de l'Electricite
DAST	: Scientific and Technical Affairs Delegation
DC	: Direct Current
DFI	: Decentralized Financing Institutions
DFS	: Decentralized Financing Systems
D/G	: Diesel Generator
ERIL	: Electrification Rurale d'Initiative Locale
ESCO	: Energy Service Company
FAO	: Food and Agriculture Organization
FEM	: Fonds de l'Environnement Mondial
F/L	: Fluorescent Light
FOPEN	: Federation des Organisations pour la promotion des Energies Nouvelles Federation of Organization for Promotion of New Energy
GDP	: Gross Domestic Product
GIS	: Geographical Information System
GPS	: Geographical Positioning System
GTZ	: Deutsche Gesellschaft fur Technische Zusammenarbeit GmbH
HVD	: High Voltage Disconnection
IDA	: International Development Agency
IEA	: International Energy Association
IPP	: Independent Power Producer
ISN	: Institute of Senegal National Standard

LV	: Low Voltage
MMEH	: Ministere des Mines, de l'Energie et de l'Hydraulique
NGO	: Non Governmental Organization
ODA	: Official Development Assistance
OJT	: On the Job Training
O&M	: Operation & Maintenance
PASER	: Plan d'Action Senegalais d'Electrification Rurale
PCM	: Project Cycle Management
PDM	: Project Design Matrix
PLE	: Plan Locale d'Electrification (LEP)
PPER	: Programme Prioritaire d'Electrification Rurale
PPMC	: Pilot Project Management Committee
PTIP	: Programme Triennal d'Investissements
PV	: Photovoltaic
RESCO	: Regional Energy Service Company
ROE	: Return on Equity
SEMIS	: Services de l'Energie en Milieu Sahelien
SFD	: Systemes Financiers Decentralises
SHS	: Solar Home System
SPF	: System Photovoltaïque familial
UCAD	: University of Dakar
UNDP	: United nations Development Program
VUA	: Village Users Association
WB	: World Bank
WHO	: World Health Organization

Unit

mm	: millimeter
m	: meter
km	: kilometer
El.m	: Elevation in meter
l/s	: liter per second
m/s	: meter per second
m ³ /s	: cubic meter per second
mm ²	: square millimeter

km ²	:	square kilometer
mg	:	milligram
ton, t	:	metric ton
V	:	Volt
W	:	Watt
kW	:	kilowatt
MW	:	Megawatt
Wp	:	Watt peak
kWp	:	kilowatt peak
GWh	:	Gigawatt hour
kWh	:	Kilowatt hour
MVA	:	Megavolt ampere
KVA	:	Kilovolt ampere
Ah	:	ampere hour
Hz	:	Hertz
RPM	:	Revolution (revs) per minute
%	:	Percentage

Currency Unit

CFA	:	Senegalese Currency
US\$:	US Dollar
M.US\$:	Million US Dollar
Euro	:	European Currency
Yen	:	Japanese Currency

1. Objectifs du Projet Pilote

1.1 Problèmes recensés à travers les Projets d'Electrification Rurale par voie Photovoltaïque antérieurs.

L'électrification rurale par voie photovoltaïque n'a été lancée au Sénégal que dans les années 1980, avec l'assistance de bailleurs étrangers comme la France, l'Italie et l'Espagne. Le projet qui s'est distingué le plus fut le projet Sénégal-Allemand qui a démarré en 1987.

Les SPF étaient vendus à crédit dans le cadre du projet Sénégal-allemand en coopération avec des associations locales dont l'activité principale était l'agriculture. Parallèlement des comités de gestion constitués de villageois avaient également été mis sur pied avec la collaboration de la SENELEC. D'après le "Plan Directeur D'électrification Urbain et Rural", plus de 2000 SPF ont été installés dans le cadre du projet Sénégal-allemand.

Avant la dévaluation du FCFA en janvier 1994, il y avait encore des possibilités d'achat du SPF à crédit, le prix à l'époque en était 185.000. FCFA. Cependant, à cause de la dévaluation et du faible taux de recouvrement des crédits accordés, il fallait payer un montant forfaitaire compris entre 325.000 FCFA et 500.000 FCFA (prix dans le marché) pour l'acquisition d'un SPF.

Dans la troisième phase, il y a eu un transfert du rôle de diffusion du projet Sénégal-allemand au secteur privé. Le projet Sénégal-allemand s'est ensuite concentré sur la normalisation des SPF. Cependant, la diffusion des SPF a été freinée par la hausse drastique du prix des SPF ayant suivi la dévaluation du FCFA. De plus les possibilités de crédit pouvant permettre l'acquisition de SPF étaient limitées, parce que la plupart des crédits accordés dans le cadre du Projet Sénégal-allemand n'avaient pas été recouverts. Si l'on se réfère aux Projets d'Electrification Rurale par voie Photovoltaïque antérieurs, les spécifications techniques des SPF étaient déjà pratiquement établies. La principale contrainte de la diffusion du photovoltaïque n'est pas technique mais réside plutôt dans l'exploitation, la gestion et les aspects financiers. La plupart des structures ayant assuré le rôle d'opérateur ont fini par faire face à des difficultés liées au recouvrement. Il y avait également que les opérateurs ne parvenaient pas à maintenir les SPF en bon état, du fait de la dispersion d'un nombre important d'utilisateurs.

1.2 Objectif du Projet Pilote

Parmi les problèmes recensés à travers les projets d'électrification antérieurs, la contrainte majeure réside dans l'exploitation et la maintenance mais elle concerne également les aspects financiers. La mise en place d'un dispositif d'exploitation et de gestion des SPF est particulièrement difficile lorsque les usagers sont géographiquement disséminés. Nous en avons déduit que l'aspect le plus important pour la réussite du Projet Pilote est la mise en place d'un dispositif d'exploitation et de gestion adéquat. De plus, la mise en place d'un dispositif d'exploitation et de gestion contribue à l'amélioration des performances de recouvrement. D'après les informations recueillies sur les projets antérieurs, la plupart des cas de refus de paiement été liée à des pannes non réparées privant l'utilisateur d'électricité.

Le Projet Pilote a été conçu avec les paramètres suivants, à savoir le "système de concession" et la "privatisation du secteur de l'électricité" qui correspondent à la politique du Gouvernement sénégalais.

- Une société privée (Opérateur) met en œuvre l'exploitation et la gestion du projet ;
- Une zone bien déterminée (1 à 2 villages) devra constituer le site du projet. Alors le Projet Pilote offre ses services à un certain nombre d'utilisateurs.

2. Sélection du Site du Projet Pilote

(1) Trois sites proposés

Dans la phase préliminaire de l'Etude de la JICA, l'Etat sénégalais avait présenté trois sites potentiels pour la mise en oeuvre du Projet Pilote. Ces trois sites étaient localisés respectivement dans les régions de Fatick, Thiès et Kaolack. La localisation de ces trois sites est représentée par la Figure 2.1.

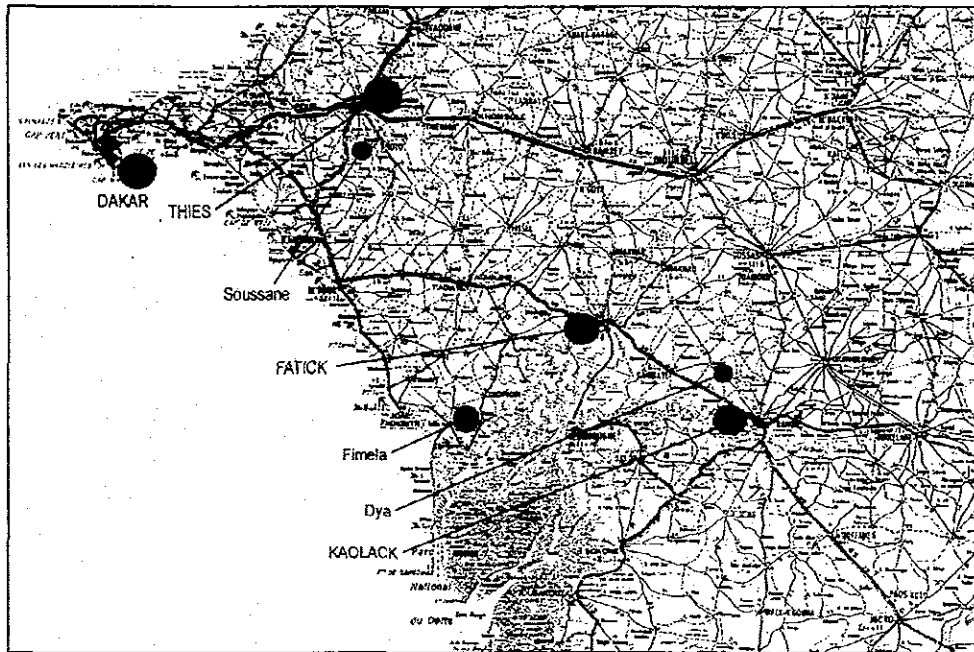


Schéma 2.1 Emplacement des Trois Sites Proposés

Les sites qui sont constitués d'un village central et d'autres villages de taille relativement petite ont été choisis de façon établie une certaine corrélation entre la taille du village (population et superficie) et les fonctions d'exploitation et de maintenance à travers la mise en oeuvre du projet.

Le Tableau ci-dessous présente les principales caractéristiques de ces villages.

Tableau 2.1 Caractéristiques des Sites proposés

Fatick			
Sous-Préfecture	Fimela		
Communauté Rurale	Fimela		
Village	Mar Lothie	Mar Soulou	Mar Fafako
Population	1,550 (1999)	886 (1999)	2,172 (1999)
Nombre de Concessions*	197	39	186
Activité Economique	Agriculture, Elevage, Pêche, Transfert	Agriculture, Elevage, Pêche, Transfert	Agriculture, Elevage, Pêche, Transfert
Nbr. de SPF existant			
Thiès			
Sous-Préfecture	Ngékokh	Fissel	
Communauté Rurale	Malicounda	Ndiagianio	
Village	Mboulème	Soussane	
Population	814 (1999)	1,079 (2000)	
Nombre de Concessions*	53	12	
Activité Economique	Agriculture, Elevage, Pêche,	Agriculture, Elevage	
Nbr. de SPF existant			
Kaolack			
Sous-Préfecture	Sibassor		
Communauté Rurale	Dya		
Village	Dya	Ngothie	
Population	785 (2000)	1,550 (2000)	
Nombre de Concessions*	67	34	
Activité Economique	Agriculture, Elevage	Agriculture, Elevage	
Nbr. de SPF existant			

* la concession est définie comme étant un ensemble de ménages appartenant à une même famille et partageant le même habitat. D'habitude il y a un chef de famille qui est le patriarche du groupe (chef de concession) dont les enfants (fils) tiennent leurs propres ménages au sein de la concession.

Source: FAO (1999), Recensement National de l'Agriculture et Système Permanent de Statistiques Agricole, et autres

(2) Situation Socioéconomique des trois sites proposés

Dans la phase initiale de la première étude locale, une étude socioéconomique sommaire avait été menée afin d'évaluer la situation socio-économique prévalent dans ces trois sites proposés afin de pouvoir opérer un judicieux choix de site pour le Projet Pilote. Les résultats de cette étude sont décrits dans ce chapitre. Les données issues de l'enquête sont en train d'être analysées.

(3) Site retenu pour le Projet Pilote

Dans la sélection du site de projet, les critères suivant ont été considérés :

- a) Le plan d'expansion du réseau interconnecté; Les zones où aucun plan d'expansion du réseau n'est prévu d'ici 10 ans;

- b) Niveaux de revenus et de dépenses des ménages; La capacité des ménages à supporter l'investissement initial ainsi que les coûts d'exploitation et de gestion.

Sur la base des critères ci-dessus, Mar Lothie et Mar Soulou dans la région de Fatick ont été d'abord choisis, c'est par la suite que Mar Fafako a été intégrée. La principale raison ayant guidé ce choix est que les trois villages choisis sont localisés sur une île (Schéma 2.2.) à 30 minutes en pirogue de Ndagane qui est connecté au réseau de la SENELEC. De plus il est présumé que les revenus y sont assurés, la pêche y étant une activité très répandue, il y a également des navigateurs qui passent la majeure partie de l'année à l'étranger. Par la suite une étude socioéconomique détaillée a été menée dans les villages, choisis comme site du projet pilote. En même temps, une consultation publique s'est tenue sur le site pilote dans la perspective de présenter aux populations le projet de la JICA, les fonctions du SPF et son utilité et enfin d'avoir un échange avec les villageois.

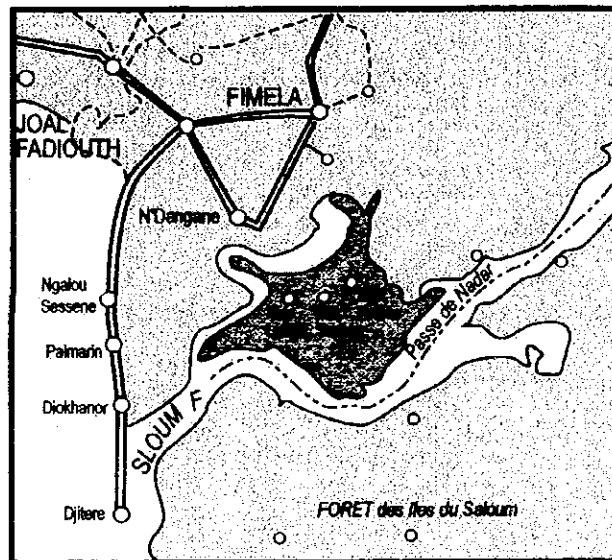


Schéma 2.2 Carte de Localisation du Site du Projet Pilote

3 Conception du Projet et Calendrier de mise en œuvre

(1) Le Projet Pilote

D'une manière générale, le Projet Pilote comprend deux phases, une phase préparatoire et une phase de mise en œuvre. Le Calendrier du Projet Pilote est présenté ci-dessous:

Période	Rubriques
Phase 1 d'étude sur site (janvier - mars 2000)	Sélection du Site, Conception du Projet (But du Projet, activités, etc), Conception des SPF et options, Souscriptions des usagers ;
Phase 2 d'étude sur site (juin - juillet 2000)	Elaboration des critères d'éligibilité de l'Opérateur, Appel d'offres relatives aux SPF, Elaboration du système de fonctionnement ;
Phase 3 d'étude sur site (sept. - octobre 2000)	Souscriptions définitives, Mise en place du Comité Villageois, Installation des SPF (à partir de novembre 2000)
Phase 4 d'étude sur site (nov. - décembre 2000)	Passation des contrats entre l'Opérateur et les Usagers, démarrage des activités du projet, notamment recouvrement, maintenance et gestion), tenue du 1 ^{er} Séminaire (Présentation du projet aux souscripteurs, mise en place du dispositif de maintenance et de gestion)
Phase 5 d'étude sur site (juin 2001)	Evaluation à mi-parcours du Projet Pilote, tenue du 2 nd Séminaire (Identification des contraintes et étude des mesures)
Phase 6 d'étude sur site (octobre 2001)	Evaluation finale du Projet Pilote, Tenue du 3 ^{ème} Séminaire (perspectives, leçons)

(2) Planification du Projet Pilot

Le Projet Pilote est planifié en trois phases. Dans la première phase, au mois de février 2000 une enquête a été menée sur l'île Mar. Ensuite l'analyse des problèmes a été faite lors de l'atelier sur la Gestion du Cycle de Projet (PCM) au cours de la seconde phase. Sur la base des résultats de l'enquête et ceux de l'analyse des problèmes, le projet pilote et les spécifications relatives aux SPF ont été conçus.

Lors de l'atelier sur la "Gestion du Cycle du Projet", l'analyse des problèmes avaient été faites par les participants issus du MMEH, des ONG, des consultants du secteur de l'électrification rurale et les membres de la JICA study team. Le concept du Modèle Commercial n'étant pas conçu à ce stade, par référence à l'expérience tirée des projets antérieurs (projet d'électrification rurale initié par la GTZ) et aux résultats des enquêtes menées à Mar, les débats se sont axés sur les questions liées à la gestion par un Comité.

Le Projet Pilote a été conçu à travers les enquêtes menées sur l'île Mar et l'analyse des problèmes en collaboration avec les partenaires du MMEH, des ONG, des consultants locaux intervenant dans le secteur de l'électrification et les membres de la JICA study team. A ce stade, l'idée du "modèle commercial" avait été intégrée. La conception du projet a été résumée par le Schéma de Planification du Projet (PDM) présenté au Tableau 3.1

Le but du Projet et les Résultats du projet sont les suivants :

[But du Projet]

Un Dispositif d'Exploitation et de Gestion des SPF est mise en place dans l'île Mar.

[Résultat]

- 1 On a installé des unités SPF pour les ménages désireux d'adhérer à l'électrification par voie de SPF.
- 2 Les Usagers font usage du manuel d'utilisation des SPF.
- 3 Le recouvrement auprès des usagers se fait comme prévu.
- 4 Les opérations de maintenance et de réparation sont menées à la perfection.
- 4-1 L'Opérateur assure l'entretien courant des SPF.
- 4-2 L'Opérateur s'occupe des SPF en panne.
- 5 Les unités SPF sont installées conformément aux spécifications.

(3) Tarif de Vente de Service

La redevance payée par les usagers, qui est une des conditions préalables de la "Vente de Services" a été calculée sur la base des hypothèses suivantes. Ces hypothèses devront être vérifiées Durant la phase d'exploitation.

- Nbr. d'unités 150 Unités
- Coût unitaire d'un système 450.000 FCFA
(Le coût initial est entièrement financé par la JICA)
- Contribution Initiale des souscripteurs 45.000 FCFA
(La contribution initiale représente 10% de l'investissement initial)
- Coût d'E & M estimé
 - Gérant 01 M/M 500.000 FCFA/mois
 - Comptable 02 M/M 200.000 FCFA/mois
 - Ingénieur PV 03 M/M 200.000 FCFA/mois
 - Technicien Local 10 M/M 50.000 FCFA/mois
 - Recouvrement & Comptabilité 02 M/M 200.000 FCFA/mois
 - Total Dépense mensuelle 240.000 FCFA/mois
 - Dépense annuelle 2.880.000 FCFA/an
- Période de renouvellement
 - Panneau PV 20 ans
 - Régulateur de Charge 10 ans
 - Batterie 4 ans

La redevance a été calculée sur la base d'un nombre initial de 150 unités à installer. Dans ce calcul, le coût de renouvellement (une baisse graduelle de 50% sur le prix du système est attendue dans 20 ans), et les dépenses relatives à l'exploitation et à la maintenance quotidienne sont prises en compte. Finalement, c'est 100 systèmes seulement qui ont été acquis dont 95 installés sur site. Les 5 systèmes restant, considérés comme pièces de rechange, doivent être utilisés de façon rationnelle pour les besoins de l'exploitation et de la maintenance.

Il y a un certain nombre d'éléments risquant d'influencer la viabilité de la gestion du projet pilote, notamment les dépenses liées au personnel, les dépenses d'E & M, etc., parmi ces facteurs, le recouvrement est le plus important. Par conséquent la viabilité de la gestion du projet dépend dans une large mesure de la qualité du service électrique fourni aux usagers, de l'efficacité du recouvrement et de la bonne gestion. Ces aspects devront être vérifiés à travers la mise en oeuvre du projet pilote.

(4) Dispositif d'Exploitation et de Gestion

1) Schéma Organisationnel du Projet Pilote

Le Projet Pilote est mis en œuvre par trois entités notamment le Comité de Pilotage (PPMC), l'Opérateur et le Comité Villageois (VAU). Le PPMC est constitué du MEH, de l'ASER et de la JICA Study Team.

Les rôles respectifs des acteurs du Projet Pilote sont présentés ci-dessus :

-
1. Comité de Pilotage du Projet Pilote (constitué de MEMI, ASER, JICA Study Team)
 - 1) Superviser les activités menées par l'opérateur et le comité villageois.
 - 2) Recueillir et analyser les données enregistrées par les centrales d'acquisition de données installées sur l'île de Mar.
 2. L'Opérateur du projet Pilote
 - 1) Entretien des systèmes PV installés au moins une fois par mois. La Maintenance se fera sur la base du manuel confectionné par le comité de pilotage du projet pilote PPMC, (voir Tableau 3.2)
 - 2) S'assurer de l'usage approprié des systèmes PV par l'Usager à l'occasion des opérations de maintenance.
 - 3) Donner des instructions et corriger les éventuelles erreurs de manipulation.
 - 4) Faire le recouvrement auprès des usagers.
 - 5) Procéder à la réparation des systèmes quand de besoin.
-

- 6) Répartir les montants collectés entre le fonds affecté au remplacement des batteries et les fonds destinés aux autres activités menées par l'Opérateur, notamment les frais de transport, le salaire du technicien, etc. Ces fonds sont déposés dans le compte bancaire géré par l'Opérateur.
- 7) Remplacer les batteries au terme de leur durée de vie (les coûts occasionnés par le remplacement sont couverts par les fonds sécurisés à cet effet).
- 8) Reprendre le système PV aux usagers faisant défaut au paiement de la redevance au-delà du délai admis par la réglementation fixée par le Comité de Pilotage. (les frais occasionnés par cette reprise ainsi que les redevances non-honorées sont déduit de la contribution initiale de l'utilisateur)

Remarque: les rôles 1,2,3 doivent être assurés par le technicien local recruté par l'opérateur. Ce technicien devra séjourner sur le site du projet pilote pendant la mise en œuvre dudit projet. Les rôles 4), 5), et 6) sont remplis par l'administration centrale de l'Opérateur et les rôles 7) et 8) sont remplis par le technicien externe dispatché sur l'île Mar par l'unité centrale de l'opérateur.

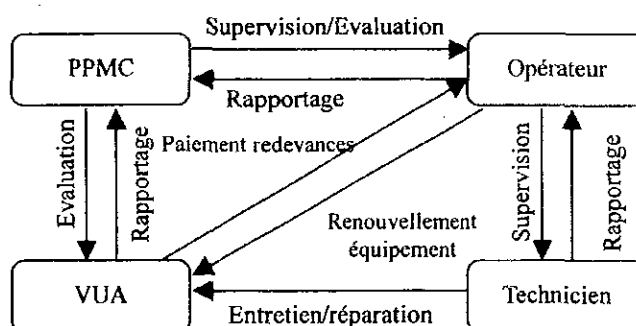
3. Le Comité Villageois (VMO)

- 1) Sensibiliser les usagers qui n'honorent pas les redevances.
- 2) Superviser et éclairer les usagers à l'occasion des réunions mensuelles.

4. L'Usager

- 1) Participer aux rencontres organisées par le Comité de Pilotage du projet pilote.
- 2) Nettoyer les systèmes conformément au manuel de l'utilisateur.
- 3) Payer les redevances à temps.
- 4) Se montrer coopératif lorsque le Comité de Pilotage mène des enquêtes.

La relation entre les différentes entités est la suivante :



Du fait de leur appartenance au corps administratif du Sénégal, le MMEH et l'ASER ne sont habilités à s'impliquer dans des activités commerciales. Donc, le Comité de Pilotage a retenu l'option selon laquelle il ne passerait pas de contrat direct avec les usagers. UN contrat relatif au recouvrement et aux services de maintenance a été signé entre l'opérateur et chaque usager. Le contrat a été signé en décembre 2000,

après l'achèvement des travaux d'installation. Le Contrat entre l'Opérateur et l'utilisateur est présenté dans l'Annexe A.

4. Spécifications Techniques des SPF

4.1 Résumé

Sur la base des données météorologiques et de l'estimation des besoins en électricité (pour l'éclairage et l'utilisation de TV N/B) les spécifications suivantes ont été élaborées. Etant donné la taille des familles à Mar, trois options permettant l'éclairage de six pièces ont été proposées (voir ci-dessous).

- 1) Rendement: 12V CD
- 2) Autonomie : 3 jours de pluie continue avec les charges énumérées.
- 3) Panneau PV : puissance max. 55W monocristallins (SX55, Solarex,USA)
- 4) Batterie : Solar Grade 12V 110AH/ C10, 120AH C/20, 145/AH C/100 (Type:M14sol, Accus National, Morocco)
- 5) Régulateur de Charge : 10A (AtonlCinside SLR1010, Uhlman Solarelectronic GmbH, Allemagne)
- 6) Régulateur de tension : 3/6/7.5/12V (Uhlman Solarelectronic GmbH, Allemagne)
- 7) Lampes fluorescentes : 8W (Thin-Lite,U.S.A) et 11W (SolsumESL,Steca, Allemagne)
- 8) Lampe à LED : 0.7W (SolsumESL,Steca, Allemagne)

CHARGE	TYPE 1	TYPE 2	TYPE 3
LAMPE F/L, 8W (kit)	5	3	2
LAMPE LED, 0.7W (kit)	aucun	aucun	4
Prise TV (DC. B/W)	aucun	1	1
Prise Radio	1	1	1

4.2 Dimensionnement du système et Choix des Composantes

(1) Module Photovoltaïque

a) Un module cristallin a été choisi

La presque totalité des grands projets photovoltaïques réalisés de par le monde utilise à ce jour des modules cristallins plutôt que des modules amorphes par ce que les modules en silicone amorphe sont sujets à dégradation causée par le temps. Pour nous assurer de la viabilité des systèmes, ce type de module n'a pas été accepté.

b) Un Module de 55W a été choisi

La plupart des projets d'électrification rurale par voie de SPF antérieurement initiés au Sénégal avaient préconisé des modules photovoltaïques de 50 Wc en vue d'une meilleure adaptation au style de vie dans les zones isolées. Grâce aux innovations techniques récentes, la puissance des cellules photovoltaïques a augmenté, réduisant ainsi considérablement la différence de prix entre les modules de 50 Wc et ceux de 55 Wc. Du coup, dans la classe de 50 Wc, les modules PV de 55Wc vont devenir les plus utilisés dans un avenir proche. Les spécifications techniques relatives aux modules ont été décrites dans le but de nous assurer que le fournisseur va nous livrer des modules PV de bonne qualité. Les spécifications d'un module PV portent essentiellement sur le type de cellule, la puissance crête, les performances dans des conditions de température élevée et la résistance à l'environnement extérieur.

D'après le dimensionnement du système, et afin d'assurer un rendement énergétique suffisant, les dossiers d'Appel d'Offres ont exigé un module PV de 55Wc. Pour le service proposé, le tableau x.1 présente la consommation énergétique initialement estimée. En partant de l'hypothèse d'une consommation journalière estimée à 130 Wh/jour, la taille du module a été calculée à partir de la formule ci-après.

$$130[\text{Wh/day}] \div \frac{4[\text{kWh/m}^2/\text{day}]}{1000[\text{W/m}^2]} \div 0.65 = 50[\text{W}]$$

Quatre (4) [kWh/m²/jour] représentant la plus faible moyenne d'irradiation estimée sur toute l'année pour l'île Mar, 1000 [W/m²] étant le rayonnement standard et 0,65 le facteur de perte total.

En multipliant par 1,1 le résultat du facteur de sécurité, on obtient une taille de module de 55Wc.

CHARGE	TYPE 1	TYPE 2	TYPE 3
LAMPE F/L 8W	3	3	3
LAMPE F/L 8W	3	2	3
LAMPE F/L 8W	3	2	aucune
LAMPE F/L 8W	3	aucune	aucune
LAMPE F/L 8W	3	aucune	aucune
LAMPE LED 0,7W	aucune	aucune	8
LAMPE LED 0,7W	aucune	aucune	8
LAMPE LED 0,7W	aucune	aucune	8
LAMPE LED 0,7W	aucune	aucune	8
TV 12W	aucune	4	3
Radio 5W	2	3	4
Consommation énergétique totale [Wh]	130	119	104
Production d'électricité attendue [Wh] : saison des pluies	154	154	154
Production d'électricité attendue [Wh] : saison sèche	214	214	214
Production d'électricité attendue [Wh] : annuelle	182	182	182

- c) La puissance crête ne doit pas être inférieure à 90% de la puissance crête nominale.

Cette spécification est indispensable pour s'assurer de la qualité des modules PV.

- d) Le courant de sortie maximal à 60°C de la température de jonction de cellules doit être supérieure à 85% de la puissance nominale

L'énergie délivrée par les modules PV dans des conditions de température élevée est importante, particulièrement dans les zones de grande chaleur, la batterie devant être chargée par le module PV.

- e) La tension au point de puissance maximale du module à 60°C de la température de jonction des cellules devra être supérieure à 16V

C'est une tension qui permet la pleine charge de la batterie dans des conditions de température élevées. Pour la charge d'égalisation des batteries au plomb-acide Typiques il faut entre 2,25[V/cellule] et 2,5[V/cellule] (13,5[V] à 15[V] pour des batteries de 12[V]). Par conséquent, le module PV doit générer une tension supérieure à 15[V] quand le soleil est au zénith.

- f) Les points de connexion du Module doivent être placés dans un boîtier étanche répondant à l'indice de protection IP54. Le boîtier sera doté de presse-étoupe pour permettre le passage des câbles. La polarité des bornes devra être indiquée de façon distincte sur le boîtier.

Le code IP est représenté par les lettres IP et deux autres chiffres, par exemple IP54. Ce nombre a sa propre signification. Par exemple, un appareil doté d'un indice de protection IP54 contre la poussière (premier indice) et contre les pulvérisations d'eau (second indice). Généralement, plus le degré de protection requis est élevé, plus le système est coûteux. Cependant, ici au Sénégal, pour les installations extérieures, du fait de l'abondance de la poussière en saison sèche et de la bonne pluviosité en saison de pluies, il faudrait un indice de protection d'au moins IP54.

1^{er} Indice	Protection contre les corps étrangers
0	Non Protégé
1	50mm diamètre et plus.
2	12,5mm diamètre et plus.
3	2,5mm diamètre et plus.
4	1mm diamètre et plus.
5	Protégé contre la poussière; les dépôts de poussière ne sont pas totalement empêchés, mais leur volume ne doit pas affecter le fonctionnement de l'appareil.
6	Complètement protégé contre la poussière.

Second Indice	Protection contre l'eau.
0	Non Protégé
1	Eau s'écoulant verticalement.
2	Eau s'écoulant de part et d'autre à partir d'un angle vertical de 15 degrés.
3	Eau Pulvérisée de part et d'autre, à partir d'un angle vertical de 60°.
4	Eclaboussement venant de toutes les directions.
5	Jet d'eau venant de toute part.
6	Jet d'eau violent venant de toute part.
7	Immersion temporaire sous 1 mètre de niveau d'eau dans des conditions standards de pression et de temps.
8	Immersion permanente dans des conditions qui seront fixées d'un commun accord entre le fabricant et l'utilisateur. Cependant, cela doit être des conditions plus drastiques que celles citées à la case 7.

- g) Chaque module doit être équipé de diodes by-pass.

Les diodes by-pass sont indispensables pour protéger le module contre le phénomène des points chauds pouvant résulter d'un ombrage partiel du module. Cependant, d'aucun considèrent que les dommages causés sur les modules par les points chauds sont négligeables pour un système en courant continu d'une tension inférieure à 24 [V]. Pour écarter toute incertitude quant à la fiabilité du système, nous avons exigé dans les dossiers d'appel d'offres des diodes by-pass.

- h) Chaque module photovoltaïque doit être muni d'une plaque signalétique contenant au minimum les informations suivantes:

- nom, marque déposée ou symbole du fabricant
- numéro ou référence du modèle
- puissance crête, courant de court-circuit (A), tension en circuit ouvert (V) dans des Conditions STC
- numéro de série
- pays de fabrication

Afin de nous assurer de la responsabilité du fabricant, nous avons demandé le label des modules.

- i) Les modules proposés seront testés par un laboratoire autorisé, conformément aux spécifications EUR 101 et 502 (501) publiées dans les rapports EUR 7078 et EUR 9414 ou spécification IEC correspondantes. Le document sera assorti d'une certification ISPRA (ou équivalent) démontrant que les tests ont réussi.

Il faudrait exiger des soumissionnaires la présentation certificats délivrés par un laboratoire autorisé, de leur choix. Puisque les procédures internationales de certification n'étaient pas encore finalisées, nous avons demandé dans les dossiers d'appel d'offres de soumettre les certifications sus-mentionnées.

- j) En cas d'incompréhension de ces prescriptions, se référer aux normes IEC61215, IEC61277, IEC61194, IEC60904.

Ces normes concernent la certification des modules PV. Nous avons demandé aux soumissionnaires de lire et d'essayé de comprendre les spécifications. En demandant aux soumissionnaires de bien lire et comprendre les normes, nous pouvons espérer des équipements de bonne qualité.

(2) Supports Module PV

L'île Mar étant entourée par la mer, les supports doivent être en matière résistant à la corrosion. D'après les spécifications, les supports doivent être en acier galvanisé, en acier inoxydable et en aluminium anodisé. Cependant, pour une meilleure fiabilité de l'équipement la study team a exclu les supports en plastic et en bois bien que disponible sur le marché.

- a) Le matériau constitutif du support des modules doit résister 10 ans sans subir aucune corrosion sérieuse. Les matériaux suivants seront acceptés:

- Acier inoxydable
- Acier galvanisé
- Aluminium Anodisé

Les supports peuvent être en bois ou plastique protégé contre les rayons ultraviolets. Cependant, ces matériaux ne sont pas recommandés car leur rigidité n'est pas prouvée. De plus, le support métallique est plus facile à munir de système antivol et résiste mieux au vent.

(3) Batteries

La taille de batteries proposées est de 100 Ah avec une capacité variant en fonction du taux de décharge. Pour le système proposé, il faut une batterie dotée d'un taux de décharge de 20 heures pour un ampérage maximal de 5A, correspondant à 20-heures de taux de décharge pour 100Ah.

Les spécifications techniques des batteries ont été définies de sorte à s'assurer que les batteries pourraient avoir une longue durée de vie. De plus, puisque les batteries sont souvent placées à la portée des usagers, il y a quelques risques de modification non-autorisé sur le système, de choc électrique ou autres accidents. C'est pour quoi la study team a exigé des caissons à batterie. Les spécifications définissent les caractéristiques des batteries, notamment, le voltage, la capacité, la densité et le volume de l'électrolyte, le taux d'autodécharge.

- a) Tension nominale: 12V ;
- b) Capacité nominale: minimum 100Ah

Dans le dimensionnement des batteries destinées aux systèmes proposés, les hypothèses suivantes ont été adoptées :

- autonomie: 3 jours
- Facteur de perte de la batterie due aux cycles de charge - décharge: 0,75
- Profondeur de décharge: 50 %
- facteur de perte lié au câblage: 0,9

La taille des batteries a été calculée sur la base de ces hypothèses :

$$\frac{130Wh}{12V} \times 3days \div 0.75 \div 0.5 \div 0.9 \approx 96.3Ah$$

Au delà de ces hypothèses, puisque le courant instantané tiré de la batterie influe sur la durée de vie de de cette dernière, nous avons également tenu compte de la quantité maximale d'électricité tirée. Compte tenu de la capacité de la batterie, un taux de décharge aussi profond entraine une dégradation des plaques, ce qui réduit la durée de vie de la batterie.

Le courant maximal consommé par les charges prévues est de 4,67 A, 4,26 A et 3,67 A respectivement pour Type 1, Type2 et Type 3. Un courant électrique de 4,67 A correspond approximativement à une durée de décharge de 20 heures

pour une batterie de 100 Ah (5A). Pour le système proposé, une batterie d'une capacité de 100 Ah avec une durée de décharge assignée de 20 heures a été demandé.

Il est indispensable de préciser la durée de décharge assignée de la batterie (HR) parce que la capacité de la batterie varie en fonction de cette dernière. Une capacité de 100 HR (C100) est 20 à 30 % aussi grande que celle de 20 HR (C20), ce qui influe sur le coût de la batterie. Normalement, la capacité nominale de la batterie aurait due être indiquée par le code C20 ;

- c) Une batterie au plomb-antimoine à plaques plates ou tubulaires et les batteries stationnaires à électrolyte liquide, bien adaptée aux systèmes Photovoltaïques ;

- d) L'épaisseur de chaque plaque doit dépasser 2 mm

Contrairement au batteries au gel à cycle profond qui contiennent des plaques en plomb-calcium, les plaques contenues par la plupart des batteries industrielles à cycles profonds sont en plomb-antimoine. L'antimoine permet d'accroître la durée de vie des plaques ainsi que leur puissance, par contre elle augmente l'effet de gassing et les pertes d'eau. Il est essentiel d'exclure les batteries pour automobiles car celles-ci ne conviennent ni pour délivrer un faible courant sur une longue période ni pour les cycles de décharge profonde. C'est pour cette raison que des "batteries bien adaptées aux applications photovoltaïques" ont été exigées dans le dossier d'appel d'offres. Même si le dossier d'appel d'offres a bien préciser des "batteries bien adaptées aux systèmes PV", il y a des batteries automobiles pouvant s'adapter dans une certaine mesure aux usages photovoltaïques ; à conditions que certaines modification soient entreprises (certains les appellent batterie à "cycle semi-profond"). Ces modifications concernent principalement l'épaisseur des plaques et la quantité d'électrolyte. Plus la plaque de la batterie est épaisse, plus la décharge est longue ;

- e) Le taux d'autodécharge à 25°C ne doit pas excéder 6% de la capacité nominale en un mois ;

Le taux d'autodécharge de la batterie devrait être aussi faible que possible pour que son autonomie puisse être compensée lorsque l'ensoleillement est faible;

f) Le bac de la batterie doit être épais et assez résistant pour que cette dernière puisse être transportée et livrée sans aucun dommage ;

g) L'utilisateur doit pouvoir facilement vérifier le niveau de l'électrolyte: marquage minimum et maximum sur un bac translucide ;

Le bac des batteries au plomb acide doit être translucide pour que le remplissage puisse se faire facilement.

h) La densité de l'électrolyte ne doit excéder 1,25 kg/l à 20°C

La densité de l'électrolyte influe non seulement sur la capacité de la batterie mais également sur le taux d'autodécharge de la batterie. Plus la densité de l'électrolyte est élevée, plus le taux d'autodécharge l'est également, plus courte est la durée de vie de la batterie et plus grande est la capacité de la batterie. Les spécifications relatives à la densité de l'électrolyte devraient alors permettre d'avoir une durée de vie et une capacité à la fois raisonnable pour la batterie. Une densité relativement élevée sera exigée dans les régions froides (par exemple, supérieure à 1,27 kg/l à 20°C dans une zone où la température va en dessous de -40°C). Par contre, une densité relativement faible sera exigée dans les régions chaudes. La valeur décrite ici sera appropriée parce que la température ambiante est élevée. Donc pour le cas de Sénégal il faut prévoir que la température de l'électrolyte sera élevée.

i) Les batteries au gel ne sont pas acceptées.

L'avantage des batteries au gel est que tout risque d'écoulement de l'acide est écarté, même si elles sont cassées ou renversées. Cependant, elles sont sujettes à un certain nombre d'inconvénients, notamment elles doivent être chargées avec précaution pour éviter que le gassing n'endommage les plaques de la batterie ou n'entraîne une explosion. De plus, les batteries au gel ne doivent pas être surchargées car la surcharge crée à tout jamais des perforations bulleuses dans le gel ; lesquelles perforations entraînent une perte de capacité pour la batterie. Dans un climat chaud, une perte d'eau peut survenir, réduisant ainsi la durée de vie de la batterie. Le climat du Sénégal est chaud et les inconvénients cités ci-dessus peuvent constituer une bonne raison pour éviter les batteries au gel.

- j) Le volume d'électrolyte doit être supérieur à 1,15 litres par 100Ah de capacité nominale et par cellule.

Avec un volume d'électrolyte suffisant les batteries au plomb- acide peuvent avoir une longue durée de vie.

- k) Chaque batterie doit porter une plaque d'indication comportant au moins les informations suivantes:

- nom, marque déposée ou symbole du fabricant
- numéro ou référence du modèle
- capacité (Ah) avec une indication du régime de décharge
- date de fabrication

L'étiquetage est l'un des facteurs les plus importants permettant à porteur de projet de vérifier la fiabilité des composantes qui lui sont proposées.

- l) La polarité de chaque borne de la batterie doit être indiquée à l'aide d'un marquage indélébile.

Pour éviter d'inverser les connexions d'un appareil en DC, il est important d'en indiquer les polarités.

- m) Les cosses des batteries seront munies de couvercles de protection.

Bien que n'étant pas indispensables, ces couvercles permettent d'empêcher l'assèchement de la graisse sur les bornes de la batterie.

- n) La batterie sera chargée à sec et livrée avec la quantité d'électrolyte nécessaire. Le volume d'électrolyte doit être supérieur à 1,15 litres par 100Ah de capacité nominale à C20 et par cellule.

Pour faciliter le transport, les batteries au plomb acide devront être livrées avec une charge et l'électrolyte sera rempli une fois sur site. En plus de cela, les batteries devront être pleinement chargées sur site avant la mise en service.

- o) Les alliages en plomb-calcium ainsi que les batteries automobiles sont exclus.

L'avantage de l'alliage plomb-calcium est qu'il permet de réduire les pertes d'eau dues à la faible tension de gassing. D'autre part, du fait de la faiblesse de la cohésion des matériaux actifs des plaques, ces batteries ont une courte durée de vie. De plus ce type de batterie n'est pas convenable pour les cycles de décharge profonde et pour les usages dans des conditions de température élevée. C'est pourquoi l'usage des batteries à alliage plomb-calcium pour les systèmes PV ne devrait pas être autorisé.

Le SPF requiert une batterie délivrant un faible courant sur plusieurs heures, par conséquent des batteries munies de plaques plus épaisses. Les batteries automobiles ne possèdent pas ces caractéristiques, requises par le SPF.

- p) Les batteries devront être placées dans un caisson muni de trous d'aération, résistant à la corrosion, à l'acide et aux chocs, et fermant à clef. Ce caisson sera conçu de façon à permettre un accès facile aux cosses de la batterie, le contrôle sans difficulté le niveau d'électrolyte et un bon système d'aération.

Nous avons exigé un caisson fermant à clef pour empêcher les usagers d'avoir accès à la batterie. Pour éviter que les usagers ne tripotent les systèmes, il a été prévu dans le cadre du projet pilote de recruter un technicien local qui va s'occuper de l'entretien des batteries.

- q) En cas d'incompréhension de ces prescriptions, se référer aux normes IEC60896, IEC61056, NFC58510.

Ces normes définissent les exigences minimales concernant les batteries au plomb-acide.

(4) Spécifications Techniques relatives aux Régulateurs de Charge

La fonction du régulateur de charge est de protéger la batterie contre les surcharges ou décharges excessives. Le choix d'un régulateur approprié s'impose si l'on veut maximiser la durée de vie de la batterie car cela permet d'accroître la fiabilité du système. Les caractéristiques requises pour les régulateurs de charge sont les suivantes:

- a) Tension Nominale: 12V
- b) Courant Module: 8A minimum, 10A maximum

- c) Courant de fonctionnement: 8A minimum, 10A maximum

Un module typique de 55 Wc débite un courant maximal de 3 à 3,2A. Les régulateurs de charge vont être calibrés pour les modules PV dont la capacité peut être comprise entre 1,25 et 1,5 le courant maximal du module. Les spécifications décrites ici ont pour but de permettre l'installation d'un module PV supplémentaire de 55 Wp, a une période ultérieure. Ainsi, la taille mentionnée ci-dessus à été demandé.

$$3 \times 1.25 \times 2 = 7.5 \Rightarrow 8A$$

$$3.2 \times 1.5 \times 2 = 9.6 \Rightarrow 10A$$

- d) Le régulateur de charge doit être doté de PWM (Modulation en impulsion)

De manière générale, les régulateurs de charge sont dotés de deux types de fonctions : la simple interruption de la charge et de la décharge (régulateur) et la modulation en impulsions (PWM). A ce stade, il semblerait encore prématuré de dire quel type de schéma est bon ou non. Cependant, il est préférable d'avoir un commutateur électronique qu'un commutateur mécanique parce que les pièces mécaniques sont vulnérables.

- e) Les tensions de déconnexion et de reconnexion du module PV et les charges appliquées au régulateur de charge doivent être établies en fonction de l'environnement réel et du type de batterie. Les valeurs de référence s'appliquant à 20°C et à une densité d'électrolyte de 1,24 kg/l, sont présentées ci-dessous:

- Tension de fin de charge = 13,8v
- Tension de fin de décharge = 11,4v
- Tension de reconnexion = 12,6v

Chaque batterie au plomb-acide a son propre seuil de tension convenable pour la protection contre les surcharges et les décharges. De plus, la corrélation entre la tension de la batterie et l'état de la charge de la batterie varie en fonction des caractéristiques de chaque batterie. Le fournisseur de SPF doit choisir avec minutie son régulateur de charge pour pouvoir satisfaire aux recommandations faites par le fabricant des batteries proposées. Le fournisseur doit également

soumettre les fiches techniques détaillées des batteries et des régulateurs de charge, pour que la proposition puisse être évaluée de façon raisonnable.

- f) Le régulateur de charge doit être doté d'une compensation en température de la tension de fin de charge; le facteur de correction devant être appliqué est -4 ou -5 mV/°C par cellule de Batterie (soit -24 ou -30 mV/°C pour une batterie de 12V).

La tension de fin de charge appropriée pour une batterie au plomb-acide varie en fonction de la température. Les spécifications ont établi une grille typique de variations en fonction des changements de température.

- g) Quelles que soient les conditions de fonctionnement, l'autoconsommation du régulateur de charge ne doit pas excéder 10mA.

Puisque le SPF ne fournit qu'une quantité limitée d'énergie, les pertes d'énergie doivent être minimisées, le maximum possible. Les nouveaux modèles de régulateurs de charge sont dotés d'un système de contrôle Sophistiqué et ont une faible consommation d'énergie.

- h) Le Régulateur de charge doit être protégé contre les accidents suivants:

- inversion des polarités lors de la connexion de la batterie ou du module PV au régulateur de charge ;
- Court-circuit en fonctionnement: pour ce type de protection, un fusible ou équivalent pouvant être facilement remplacé par l'utilisateur sans ouverture du boîtier du régulateur, doit être utilisé
- surtensions induites à l'entrée du module ou à la sortie utilisation (coup de foudre)
- toute situation de fonctionnement sans batterie, le module PV étant connecté au régulateur de charge.

Les mesures citées ci-dessus seront exigées en vue de la protection minimale du régulateur de charge

- i) Le Régulateur de charge doit être protégé contre des courants d'entrée 25% supérieurs au courant de court-circuit du module PV et contre des courants de

sortie 25% supérieurs au courant nominal maximal du système photovoltaïque (toutes charges en fonctionnement pendant une période de temps fixée par le fournisseur. Le Régulateur de charge doit protéger le module contre les décharges nocturnes de batterie.

Ces mesures de protections doivent être prises en vue de la protection des composantes électroniques du SPF.

- j) Quelles que soient les conditions de fonctionnement, le Régulateur de Charge ne doit pas créer d'interférences avec les ondes radio.

Pour les appareils électroniques, les interférences avec les appareils répondent à plusieurs normes. Les Régulateurs de Charge devront également obéir à ces normes.

- k) Le boîtier du Régulateur de Charge doit présenter les caractéristiques suivantes:

- une protection minimale IP54 ;
- être doté d'un système de fixation mural ;

Ce degré de protection devrait être exigé dans des zones sableuses comme le Sénégal. Les Régulateurs de Charge ne devraient être ni accrochés ni placés à même le sol mais plutôt fixé au mur de façon à éviter toute panne en cas d'accident.

- l) Le circuit imprimé du Régulateur de Charge devra être solidement fixé au boîtier avec de clips ou des vices.

Puisque le circuit imprimé est la partie la plus essentielle du Régulateur de Charge, il doit être placé hors de la portée des usagers.

- m) Le Régulateur de Charge doit être doté de lampe à LED indiquant l'état de charge de la batterie ou d'un système d'indication équivalent pour permettre aux usagers de disposer au moins des informations suivantes:

- prêt à l'emploi, le niveau de charge est insuffisant ;
- déconnecté, batterie très faible.

- n) Le Régulateur de Charge sera muni si possible, d'un système d'avertissement indiquant à l'utilisateur que la fin de la décharge est proche.

Il est très difficile pour les usagers de garder en permanence conscience du temps d'utilisation des appareils. Les indicateurs à LED du régulateur peuvent aider les usagers de voir l'état du système. Ces indicateurs à LED peuvent permettre aux usagers de comprendre les restrictions imposées par le système.

- o) Chaque Régulateur de Charge doit porter une plaque fournissant au moins les informations suivantes:

- nom, marque déposée ou symbole du fabricant ;
- numéro ou référence du modèle ;
- Tension nominale (V)
- Courant nominal du module et courant nominal de l'utilisation (A)

- p) Les polarités de chaque borne de connexion du Régulateur de Charge doivent être indiquées par un marquage indélébile..

Ces indications servent aussi bien à engager la responsabilité du fournisseur qu'à réduire les risques de mauvaise connexion.

- q) Les bornes doivent être hors de la portée des usagers.

Les bornes de la Batterie et du Régulateur de Charge sont des points par lesquels les usagers peuvent tripatouiller le système. Ce tripatouillage du système pourrait découler sur un usage inapproprié du système. Chaque borne doit être convenablement protégée pour éviter tout tripatouillage.

(5) Spécifications techniques relatives aux luminaires

1) Lampes Fluorescentes, Ballasts et fixations

Pour que les lampes puissent avoir une longue durée de vie, il faut accorder une importance particulière à la qualité du ballast des lampes fluorescentes. Tenant compte de cet aspect, les spécifications techniques étaient relatives à la tension, à la puissance nominale, à l'efficacité lumineuse, à la forme des ondes du ballast, à la fréquence du ballast, au rendement du ballast et à sa résistivité.

Les luminaires comprennent les ampoules, les inverseurs et le boîtier contenant les deux composantes. Deux types de luminaires ont été proposés:

- Les lampes fluorescentes constituées d'un ballast électronique et de tube néon ;
- Les lampes à Diodes électroluminescentes.

a) Tension nominale: 12V

b) Puissance nominale: 8W

Normalement, la luminosité d'une lampe fluorescente est proportionnelle à sa consommation énergétique. De plus, les préférences des gens en matière de luminosité varient en fonction de leurs milieux culturels. Certains peuvent penser que les lampes de 8W sont comparativement sombres alors que d'autres considèrent qu'elles offrent trop de luminosité. Dans la planification des SPF, la consommation énergétique des charges constitue le facteur restrictif du temps d'utilisation du système. Le choix de la taille des lampes dépend éventuellement de la taille prévue du système PV, du temps d'utilisation prévu et des différents appareils disponibles sur le marché. Au Sénégal, les fournisseurs ont la possibilité de satisfaire à toutes sortes de spécifications relatives aux lampes.

c) Fréquence du ballast: 16kHz au minimum.

La fréquence des ondes du ballast crée des interférences avec les ondes radio si elles sont trop faibles. Pour un ballast de bonne qualité, la fréquence minimale requise est 16kHz.

d) Le ballast doit assurer un fonctionnement normal de la lampe à une tension comprise entre -15 et +25% de la tension normale.

La tension de fonctionnement des composantes de SPF varie en fonction de la tension de la batterie qui varie en fonction de l'état de charge. Donc, le fonctionnement stable des appareils devrait être assuré dans l'intervalle de tensions ci-indiqué.

- e) L'efficacité lumineuse de l'ensemble ballast-lampe doit être au minimum 40 lumens par watt.
- f) Le rendement du ballast doit être au minimum de 80%.
- g) Les caractéristiques du courant du ballast doivent répondre aux conditions suivantes:
- h) La forme des ondes doit être symétrique.
- i) le facteur crête ne doit pas dépasser 1,7 fois le courant nominal de fonctionnement de la lampe à une tension comprise entre 11 et 12,5V.
- j) Le ballast doit être convenablement isolé

Pour éviter que la durée de vie de la lampe ne soit trop courte, les lampes de bonne qualité doivent se conformer au moins à ce niveau de spécifications techniques. Le facteur crête maximal (ratio entre le courant de pointe maximal et le courant de fonctionnement moyen des lampes fluorescentes) et l'efficacité du ballast sont particulièrement importants.

- k) Le ballast doit être protégé contre tout risque de destruction dans les cas suivants:
 - enlèvement du tube de son support alors que la lampe est sous tension ou lorsque l'interrupteur est mis en marche alors qu'il n'y a aucun tube ;
 - l'allumage de la lampe ne fonctionne pas ;
 - les polarités du courant d'alimentation sont inversées ;
 - les bornes du ballast sont court-circuitées ;

Ces mesures de sécurité doivent être observées pour assurer la sécurité de fonctionnement et la fiabilité de la lampe fluorescente.

- l) Le ballast ne doit pas créer d'interférence avec les ondes radio quelles que soient les conditions d'utilisation.

Toute interférence avec les ondes radio doit être évitée parce que le bruit de fond de la radio causé par les électrodes entraîne l'insatisfaction des usagers par rapport au système PV.

- m) Les lampes doivent être dotées d'un système de fixation murale .
- n) Les bornes de connexion électrique du ballast:
- doivent permettre une solide connexion du câble d'alimentation sans causer aucun dommage ;
 - doivent avoir une taille assez grande pour permettre la connexion du câble ;
 - doivent porter un marquage indélébile indiquant la polarité de chaque câble d'entrée, dont la section sera de 2,5 mm²;

Tout appareil destiné à un SPF doit être facile à installer et assez robustes pour résister aux forces externes.

- o) Puisque chaque système sera doté d'une lampe à l'entrée de l'habitation, les lampes devraient être protégées contre l'infiltration de l'eau.

Bien que nous l'ayant mentionné pour exprimer la nécessité de protéger les lampes extérieures, l'indice de protection requise pour les lampes, peut être exprimé en IP. Au Sénégal, il faut faire remarquer que la plupart des familles ont besoin d'une lampe à l'entrée de l'habitation pour éclairer leur cour où il reste tard la nuit pendant l'été

- p) Si la lampe est munie de couvercle de protection, ce couvercle doit être :
- empêcher la pénétration des insectes ;
 - facile à démonter lorsque l'utilisateur doit remplacer le tube;
- q) Les lampes extérieures doivent répondre à la norme de protection IP 54. il y a une autre possibilité d'utiliser le même type que les lampes intérieures ayant le même dispositif de protection répondant aux mêmes exigences d'étanchéité.

- r) Il devrait y avoir la possibilité de remplacer séparément le tube et le convertisseur de chaque lampe, à l'aide de pièces de rechange sans pour autant avoir à remplacer l'ensemble de la lampe

Des lampes constituées d'un tube et d'un ballast, solidaires l'un à l'autre et communément appelées "lampe compacte" sont disponibles sur le marché. Cependant ce type de lampe n'est pas très connu. Pour tenir compte de la convenance des usagers, lorsque ces derniers doivent remplacer les lampes, des lampes fluorescentes conventionnelles ont été demandées dans le dossier d'appel d'offres. Néanmoins, dans la perspective des projets futurs, il ne faudrait pas exclure les lampes compactes parce qu'elles offrent une haute efficacité et ont une longue durée de vie. La sélection des luminaires devrait se faire en fonction des types de projet et de la situation générale du marché.

- s) En cas d'incompréhension de ces prescriptions, se référer aux normes IEC458, IEC921, IEC924 et IEC925. relatives aux caractéristiques et performances des ballasts.

Ces normes s'appliquent à toutes les lampes fluorescentes tubulaires utilisées avec des installations photovoltaïques en CC.

2) Les lampes à diodes électroluminescentes

Les lampes diodes électroluminescentes ont été adoptées à titre expérimental pour l'éclairage rural parce que peu d'usagers ont exprimé le souhait d'avoir une lampe de sécurité pour la nuit. Les lampes à LED ont une faible consommation d'énergie (par exemple, 7Wh/jour pour 10 heures de fonctionnement par jour ; ce qui représente seulement 4% de la production énergétique journalière des modules PV 55Wc installés sur le site). Les lampes à LED étant un produit nouveau dans le marché, le dossier d'appel d'offres a pris référence sur les spécifications fournies par le fabricant.

- a) Type: Lampe à LED
- b) Tension nominale: 12V
- c) Puissance nominale: 0,7W
- d) Courant nominal: 60mA
- e) Efficacité lumineuse: 22 lumens/W
- f) Température de fonctionnement: entre +10 degC et +50 degC
- g) Socle: E27

(6) Prises

Les prises spéciales en courant continu (DC) ne sont pas très répandues dans le marché. Les prises en courant alternatif (AC) peuvent être adaptées aux systèmes en courant continu. Cependant, lorsque des prises AC sont utilisées, elles doivent être munies de détrompeurs pour éviter toute inversion des polarités. Par exemple le pôle négatif peut constituer une marque de protection contre l'inversion des polarités. Les spécifications établies par le dossier d'appel d'offres étaient les suivantes:

- a) Les prises TV sont destinées à des appareils 12V(radio, télévision, etc).
- b) Les prises pour télé seront dotées d'une indication permettant de mettre en relief la différence d'avec les prises en 220V. Elles doivent avoir au minimum un degré de protection IP 32 et les pôles + et – devront être matérialisés par un marquage indélébile.

(7) Régulateur de tension DC/DC

Pour faire usage de radio de 9V et de 6V, il faut nécessairement ajuster la tension du système qui est de 12 V. Le régulateur de tension DC/DC est un appareil permettant de convertir le courant continu 12V en courant plus faible. Les spécifications définies dans le dossier d'appel d'offres étaient:

- a) La prise radio devra être connectée à un régulateur de tension DC/DC pour permettre un ajustage en 6 et 9v.
- b) Le régulateur de tension DC/DC doit répondre aux normes techniques suivantes:
 - Tension d'entrée nominale: 12V
 - Tension de sortie nominale: 6V ou 9V
 - Courant nominal: 2A
- c) La tension fournie doit correspondre à la tension de sortie du Régulateur de Charge
- d) Le régulateur de tension doit être doté d'un système de conversion électronique.

Certains régulateurs de tension inefficaces sont munis de résistances pour réduire la tension. Pour éviter ce type de régulateur de tension inefficace, les

spécifications ont exigé des régulateurs de tension dotés d'un convertisseur hacheur.

- e) Le boîtier du régulateur de tension doit être doté d'un niveau de protection d'au minimum IP 32.
- f) Le boîtier du régulateur de tension doit être doté de fixation murale ou de crochet.
- g) L'interrupteur du régulateur de tension doit être clairement indiqué pour éviter toute confusion

Puisque dans les pays en voie de développement, les constructions ne sont pas aussi étanches qu'elles devraient l'être un niveau de protection minimale de IP 32 devrait être exigé pour les composantes intérieures.

(8) Câbles

1) Câblage entre le Module PV et la Batterie en passant par le Régulateur de Charge

- a) Le câble de connexion place entre le Module et le Régulateur de Charge et entre le Régulateur et la Batterie doit être adaptée aux usages externes, conformément aux normes internationales IEC60811.
- b) Le modèle H07 R-NF ou équivalent
- c) La section des câbles sera de 4 mm².
- d) La longueur maximale sera de 10 m/système.

Le câble entre le Module PV et le régulateur de Charge tout comme celui entre le Régulateur de Charge et la Batterie, devraient permettre de réduire autant que possible les pertes d'énergie dues au câblage. Pour cela, l'installateur devrait placer ces composantes le plus près possible et le connecter avec un câble ayant une section convenable. Puisque le câble reliant le Module PV et le Régulateur de Charge est exposé à l'air libre, la gaine de protection du câble devra résister à l'effet de l'eau, aux rayons ultraviolets et autre type de corrosion.

2) Câblage intérieur

- Câbles

Les câbles utilisés dans le câblage intérieur devront être disponibles sur le marché sénégalais:

- a) câble A03 VVF 2,5 ou équivalent
- b) Section de 2,5 mm²
- c) Longueur totale: 80 m par système

La section de câble décrite ici correspond au minimum requis. L'installateur devra dans la mesure du possible, utiliser des câbles de section plus grande et raccourcir la longueur du câblage pour éviter les chutes de tensions liées au câblage.

- Interrupteurs

- a) Les interrupteurs devront être disponibles dans le marché domestique.
- b) Les caractéristiques suivantes seront observées:
 - le niveau de protection sera de IP 43 pour les interrupteurs installés à l'intérieur et IP 55 pour ceux installés à l'extérieur.
 - Interrupteurs bipolaires.
- c) La position « ON/OFF » de l'interrupteur devra être clairement identifiée et devra correspondre aux sens suivants:
 - + ON:allumage, l'interrupteur allant de haut en bas.
 - + OFF: Extinction, l'interrupteur allant de bas en haut..

L'interrupteur est doté d'un mécanisme séparé de la façade par une fente. Donc, il faudrait une protection plus stricte que celle des autres composantes utilisées à l'intérieur. Pour empêcher les plus petits corps étrangers de pénétrer à l'intérieur de l'interrupteur, il faut un degré de protection de IP43 pour les interrupteurs utilisés à l'intérieur.

- Boîtes de dérivation

- a) Le degré de protection sera IP55.
Ce degré de protection est destiné aux boîtes de dérivation installées à l'extérieur, cependant, il faudrait également appliquer ce même degré aux boîtes installées à l'intérieur puisque dans les zones rurales sénégalaises les bâtiments peuvent souffrir de problèmes d'étanchéité.

- b) Pour que les installations soient conformes aux spécifications prescrites, il faudra fournir des attaches en nombre suffisant pour le câblage.

Tout le matériel d'installation nécessaire (vis, connecteurs, accessoires, etc.) doivent toujours être fournis avec le kit SPF.

4.3 Spécifications Techniques relatives aux travaux d'installations (SPF).

Description générale des spécifications relatives à l'installation des SPF:

L'installation complète du système devra se faire avec précaution. L'apparence esthétique de la totalité des installations doit respecter:

- a) La position verticale des câbles et des composantes fixées au mûr (charges, interrupteurs, Régulateur de Charge, attaches, etc.).
- b) L'équilibre et la bonne disposition des attaches (à intervalles réguliers de 25 cm).
- c) Rafistolage des mûrs après les avoir percés.

(1) Module PV

- Installation du Module PV

- a) Les supports des Modules PV devront être fixes.

Certains systèmes permettent l'utilisation d'un support orientable pour le Module PV, c'est ce que l'on appelle un « système amovible ». Cependant, le système amovible exige que l'utilisateur ajuste constamment la direction du Module PV, ce qui pourrait être compliqué pour ce dernier. Le système amovible ne semble pas applicable au commun des usagers sénégalais, parce que ces derniers doivent vaquer à leurs occupations et sont trop occupés pour prendre soin de l'orientation continue du Module PV. Il est donc préférable d'adopter le type de support conventionnel (fixe).

- b) L'inclinaison du Module PV par rapport à la position horizontale doit être d'un angle de 15° avec une marge de $+ \text{ou} - 5^\circ$

Pour optimiser l'irradiation à la surface du Module PV, son angle d'inclinaison devra être maintenu à une inclinaison égale à la latitude du site.

Cependant, l'angle d'inclinaison ne doit pas être inférieur à 10 degrés pour que l'eau de pluie puisse automatiquement rincer le panneau. Certains pensent qu'il faudrait un angle d'inclinaison de 15° pour que l'eau de pluie puisse automatiquement rincer le panneau. La latitude du site du projet pilote est d'environ 14°. L'angle d'inclinaison requis est l'angle permettant d'optimiser la quantité d'énergie captée sur le site du projet pilote.

- c) Le Module doit être orienté vers le sud, avec une marge de + ou - 10°

Pour optimiser l'énergie captée, le Module devra être fixé de façon à toujours faire face à l'équateur. Puisque le site du projet pilote se trouve dans l'hémisphère Nord, nous avons demandé que le module PV soit parfaitement orienté vers le sud.

- d) Sur chaque site spécifique, l'emplacement du module doit être choisi de façon à éviter toute ombre sur ce dernier, pendant une durée supérieure à 90 minutes après le lever du soleil ou avant le coucher du soleil.

Dans tous les cas, l'ombrage doit être évité parce que même une petite parcelle d'ombrage sur le module PV peut entraîner d'importantes pertes de puissance.

- Fixation de Modules PV

Pour chaque maison il faudra déterminer un mode spécifique de fixation parce que les conditions d'optimisation de l'installation varient en fonction du type d'architecture. Avant la soumission des offres ou avant les installations, l'installateur doit faire une visite sur site afin de déterminer le meilleur mode de fixation des modules PV. Il y a principalement trois types de montage de module PV, à savoir: le montage sur toit, le montage mural et le montage au sol. Sur le site du projet pilote, un montage mural a été adopté. Les exigences minimales pour chaque mode de montage sont décrites ci-dessous.

Montage sur toit

- a) Dans le cas du montage sur toit, il faut laisser une distance minimale de 0,1m entre la façade arrière du module et le toit. Le support du module doit

être fixé à la structure de la charpente ou à celle du bâtiment et non pas à même le toit. Si nécessaire il faut élaborer un plan de montage.

Pour assurer le refroidissement du module PV, il faut une distance minimale de 0,1m.

Montage mural

- b) Dans le cas d'un montage mural, le support du module PV doit avoir un minimum de deux points de fixation. Ce dispositif doit passer au travers du mur (écrous, boulons et plaques de fixation).

Montage au sol

- c) Dans le cas d'un montage au sol, le support du Module doit être installé dans un espace isolé. Le Module PV ainsi que les câbles doivent être placés hors de la portée des enfants. Les câbles enterrés doivent être placés dans une gaine de protection (gaine en PVC ou PE).
- d) Le pied du support du module doit être boulonné ou encastré dans du béton coulé dans le sol. Les dimensions minimales de ce béton devront être de 300mm x 300mm x 300mm.
- e) Une dalle unique de béton d'une dimension de 250mm x 250mm, ancrée sur la longueur pourrait également être acceptée.
- f) Quelle que soit l'option, le béton devra avoir un poids minimal de 350 kg. Le module devra se trouver au moins à 1m du sol.

Quel que soit le mode de montage, les matériaux utilisés dans le montage devront satisfaire aux exigences ci-dessous:

- g) Les accessoires utilisés pour la fixation du Module au support (écrous, boulons, rondelles) doivent être en matériaux inoxydables.
- h) La combinaison de plusieurs matériaux (à l'inclusion de boulons) sur un même système peut être acceptée à condition que des dispositions techniques empêchant la formation d'une réaction électrochimique entre ces matériaux soient spécifiées

- Câblage du Module

- a) Tous les câbles de connexion du Module devront être H07RNF flexible.

- b) Les câbles entre les modules devront être systématiquement rassemblés dans un tube de protection pouvant résister aux intempéries.
- c) Le câble entre le Module et le bâtiment sera mécaniquement protégé par une gaine ou un tube fabriqué à cet effet et enterré (si le Module est fixé au sol).
- d) La chute de tension admise sera de :
 - Entre le Module et le Régulateur de Charge: 2% au maximum
 - Entre le régulateur de Charge et la Batterie: 1% au maximum
 - Entre le Régulateur de Charge et les lampes (la lampe la plus éloignée), lorsqu'elles sont sous tension: 5% au maximum.

Pour le projet pilote, afin que les chutes de tensions soient conformes aux maxima admis, la section de câble minimale requise, a été estimée à 2,5mm² pour le câblage intérieur (entre le Régulateur de Charge et les charges) et 4 mm² pour le câblage extérieur (entre le Module PV et la Batterie en passant par le régulateur de Charge). Cependant, dans la mesure du possible, pour limiter la chute de tension à la valeur maximale, l'installateur doit choisir la section de câble sur la base de l'équation ci-dessous.

$$\ell = \frac{1}{2} \cdot \frac{VS}{\rho I}$$

avec,

- ℓ : longueur du câble (tour complet)
- V : tension du système
- S : section du câble
- ρ : Facteur de résistance (=1/ χ , cuivre;0.018)
- I : courant traversant le câble

(2) Régulateur de Charge

Le Régulateur sera placé sous un abri à 1,5m du sol, dans un endroit aussi près que possible de la batterie.

Comme nous l'avons dit ci-dessus, les usagers peuvent intervenir sur les bornes du Régulateur de Charge; par exemple, rajout non autorisé de charges ou connexion directe

des charges à la batterie, etc. Par conséquent, il est préférable d'avoir un régulateur placé dans un boîtier.

L'indicateur à LED du régulateur de Charge constitue le seul moyen de contrôle de l'état du système. Le Régulateur de Charge devra être fixé sur le mur à une hauteur à partir de laquelle les usagers pourront facilement voir les indicateurs à LED.

(3) Batterie

- a) Les Batteries devront être placées dans une pièce bien aérées et non affectée à un usage de séjour (bureau, chambre à coucher, etc.) et hors de la portée des enfants.

Du fait de la réaction chimique, les batteries au plomb-acide émettent au moment du gassing de l'hydrogène qui est une substance très explosive. C'est pourquoi les batteries devraient être placées dans une pièce bien aérée.

- b) Les câbles de connection de la Batterie seront:

- soit sertis avec des embouts adéquats.
- soit sertis dans des cosses adéquates.

- c) Aucune soudure ne sera autorisée.

- d) Les cosses de la Batterie seront protégées par des capots remplis de silicone, qui les protégeront contre toute manipulation étrangère.

Les câbles de la batterie devront être bien fixés mais de façon assez raisonnable, afin de permettre le remplacement de la batterie le cas échéant. Il faudrait également éviter d'enrouler tout bonnement les câbles décapés autour des bornes de la batterie. La soudure n'est pas conseillée car il faut tenir compte de la nécessité de remplacer les Batteries lorsque cela est nécessaire

L'application de silicone ou de graisse permettent d'éviter la corrosion sur les bornes de la batterie. La corrosion sur les bornes de la Batterie devrait être évitée parce que la substance résultant de cette corrosion va augmenter la résistance électrique qui entraîne une inefficacité de charge du système.

- e) La charge préliminaire sera exécutée selon la procédure indiquée sur la fiche présentée en annexe.

La charge préliminaire (charge initiale) de la Batterie devra être exécutée hors connexion du Régulateur de Charge pour éviter une charge incomplète due à la régulation de fin de charge. La procédure de charge préliminaire conformément aux instructions du fabricant devrait être réalisée avant l'exécution de l'opération citée ci-dessus.

(4) Câblage Intérieur des bâtiments

Les câbles devraient être fixés assez solidement pour éviter tout risque de dommages causé par un accrochage ou un trébuchement involontaire des usagers. Donc:

- a) Les câbles seront fixes soit à la surface du mur soit sur la structure de la charpente du toit.
- b) Les attaches seront placées à un intervalle régulier de 25 cm. Les câbles devront être fixés horizontalement ou verticalement. Aux points de changement de direction, les courbes devra être 6 fois plus grande que le diamètre extérieur.
- c) La distance entre des composantes telles que les interrupteurs, les charges, les boîtes de dérivation, le Régulateur de Charge et l'attache le plus proche devra être de 5cm.
- d) Toutes les connexions se feront à l'aide des barrettes de connexion, à l'intérieur des appareils. Aucun domino ne devra être apparent.

Une borne nue peut être exposée à une manipulation par les usagers. Ces spécifications permettent d'éliminer tout risque de manipulation.
- e) Les connexions ou dérivations à l'aide d'épissure sont interdites. Toutes les connexions se feront à l'intérieur des boîtes de dérivation ou à l'intérieur des appareils électriques.
- f) L'entrée du câble dans un appareil se fera toujours par un presse-étoupe dont les dimensions seront adaptées aux sections des câbles.

Lors de la connexion des câbles, les épissures réalisées à l'extérieur des appareils entraînent des pertes d'énergie. Pour cette raison, toute connexion ou dérivation devra se faire à travers une borne métallique.

- g) Les câbles reliant les composantes placées à l'extérieur des bâtiments, notamment les interrupteurs, les prises et les lampes devront résister à l'eau. L'entrée du câble se fera à la base du niveau horizontal.

Il est nécessaire d'empêcher l'infiltration de l'eau dans les trous percés dans le mur pour le passage des câbles. La looping du câble va empêcher l'infiltration de l'eau.

- h) En vue de faciliter les réparations, la couleur des câbles sera standardisée pour toutes les installations, avec un code de couleur standard pour différencier les pôles positifs des pôles négatifs.

Ceci contribue non seulement à faciliter les réparations mais également à éviter les inversions de polarités.

(5) Interrupteurs

Chaque lampe sera dotée d'un interrupteur. Pour les portes à double battant, l'interrupteur sera placé à gauche de l'entrée, à 20 cm lorsque le battant est contre le mur.

Les interrupteurs seront fixés dans un emplacement auquel les usagers pourront accéder facilement même dans la pénombre. Par exemple, même si les usagers veulent actionner l'interrupteur à partir de leurs lits, cela risquerait d'être moins pratique de mettre l'interrupteur au dessus du lit, d'où il serait loin de l'entrée car tout usager doit d'abord entrer dans la chambre avant de s'allonger sur le lit.

(6) Lampes

Les réglettes devront être fixées sur le mur, verticalement à 1,80m du sol à moins qu'il n'y ait des spécifications contraires. Par conséquent, toutes les réglettes fluorescentes installées dans le même bâtiment seront de manière générale, fixées à la même hauteur, à moins qu'il n'y ait des spécifications exigeant le contraire.

A une hauteur de 1,80 m les usagers pourront facilement remplacer les ampoules et s'adonneront volontiers aux activités routinières. Dans la mesure où ce concept est observé, la hauteur des lampes pourra varier en fonction des contextes.

(7) Boîtes de dérivation

Les boîtes de dérivation seront solidement fixées à un mur. Elles seront placées assez haut pour être hors de la portée des usagers.

La boîte de dérivation est une composante contenant des connexions de câble et des dérivations. Comme nous l'avons dit ci-dessus, les connexions et les dérivations des câbles peuvent être des points par lesquels les usagers vont tripatouiller le système. Donc, les boîtes de dérivation devront être solidement fixées à une certaine hauteur hors de la portée des usagers.

(8) Prises

Les prises seront fixées à 25 cm du sol et seront munies de "détrompeurs" ceci permettra de les différencier des prises standards en 220V.

Particulièrement, lorsque des prises AC sont utilisées, il faudrait une protection contre les inversions de polarité.

(9) Documentation devant être soumise avec les offres

Les dossiers d'appel d'offres exigeaient aux soumissionnaires de remettre les documents cités ci-dessous lors de la soumission de leurs propositions. Les documents énumérés ci-dessous seront les conditions minimales pour toute soumission.

1) Module PV

Une fiche technique des Modules, fournissant les caractéristiques I-V et indiquant la durée de vie ainsi que la période de garantie des Modules devra être soumise. Les courbes seront établies en fonction des conditions standards suivantes:

- Le rayonnement: 1.000 W/m²; air - masse 1,5
- Température de jonction des cellules: 25°C; 40°C; 60°C
- Copie du certificat de test des Modules par l'ISPRA ou tout autre institut autorisé à tester les Modules selon les normes citées.

2) Batterie

- a) Les caractéristiques des batteries: nombre de cycles en fonction de la profondeur de décharge
- b) Les caractéristiques de charge et de décharge en fonction des différents régimes (courant) et températures.
- c) Les caractéristiques de décharge selon le temps assigné: 10h; 20h; 100h .
- d) Les caractéristiques de la durée de charge à plusieurs seuils de tensions de charge.
- e) Les caractéristiques de tension en fin de charge, selon la température.

3) Lampes

Une fiche technique pour les lampes: la durée de vie et la période de garantie devront être indiquées.

4) Régulateur de Charge

Une fiche technique relative aux Régulateurs: La durée de vie et la garantie seront indiquées.

ANNEXE: Charge préalable des Batteries

La charge préalable des batteries peut être réalisée selon la procédure ci-dessous. Si le fabricant recommande une procédure de charge spécifique elle devrait répondre à des normes supérieures à celles mentionnées ci-dessous.

(1) Préparation de la Batterie

- a) Mesurer la densité de l'électrolyte
- b) Remplir les batteries jusqu'au niveau "minimum"
- c) Attente d'au moins deux heures après remplissage de l'électrolyte
- d) Ajuster l'électrolyte jusqu'au niveau nominal, si nécessaire
- e) Mesurer la tension de la Batterie
- f) Mesurer la densité de l'électrolyte
- g) Mesurer la température de l'électrolyte
- h) Si la température de l'électrolyte est supérieure à 55°C ou si sa densité est en dessous de 1,20 kg/l, la charge préalable doit être reportée jusqu'au jour suivant.

(2) Charge

Pour éviter l'arrêt prématuré de la charge les appareils de contrôle de charge ne seront pas connectés. La Batterie devra être directement connectée au Module PV ou à un autre générateur.

La Batterie sera chargée selon le procédé suivant:

- a) Un courant constant devra si possible être utilisé dans la première phase jusqu'au stade du gassing
- b) Après cette phase, la valeur du courant sera réduite à environ 2,5A
- c) Dans le cas où le procédé ci-dessus ne pourrait pas être observé, la batterie sera chargée pendant 24 heures
- d) Mesurer la tension et la densité de l'électrolyte toutes les 30 minutes, après le début du gassing

- e) On peut considérer que la batterie a atteint la pleine charge;
- Durant la charge en courant constant, la tension et la densité de l'électrolyte n'évoluent pas à un niveau plus élevé que la précision de l'instrument de mesure pendant une durée de deux heures;
 - Durant la charge en tension constante, compte tenu des variations de la température de l'électrolyte (à moins que le fabricant ne fournisse des instructions spécifiques), le courant et la densité de l'électrolyte n'évoluent pas à un niveau plus élevé que la précision de l'instrument de mesure pendant une durée de deux heures.
- f) Les grandeurs mesurées seront reportées sur un formulaire approprié. La différence entre les grandeurs mesurées ne devra pas dépasser 0,005V par cellule et 0,01kg/l pour la densité
- g) A la fin du processus de charge, le niveau d'électrolyte doit être ajusté jusqu'au niveau "maximum" de chaque cellule.