

## **CHAPITRE 4 MANUEL DE MISE EN OEUVRE DESTINE AUX INSTITUTIONS GOUVERNEMENTALES CONCERNEES**

Dans la préparation du manuel de mise en oeuvre destiné aux institutions gouvernementales, il est supposé que la mise en oeuvre de l'électrification rurale se fera sous l'initiative de l'ASER ; en sa qualité d'agence d'exécution du Ministère des Mines, de l'Energie, et de l'Hydraulique, selon les deux options que sont la méthode des "Concessions" appelée PPER et la méthode de la "Proposition" appelée ERIL.

Notre étude est basée sur l'électrification rurale par voie photovoltaïque qui sera principalement mise en oeuvre par la méthode ERIL. Dans ce même chapitre, la méthode d'évaluation durant la phase précédant la mise en oeuvre de la proposition appelée ERIL et la méthode de recherche et de monitoring durant la mise en oeuvre ont été abordées dans l'élaboration du manuel de mise en oeuvre destiné aux institutions gouvernementales concernées, notamment l'ASER.

### **Rappel des Procédures de l'ASER Relatives à la Mise en oeuvre de Projets ERIL**

Contrairement aux projets PPER, les projets ERIL sont initiés par les communautés de base elles-mêmes, et de ce fait suivent une approche ascendante qui ne tient pas compte de la planification géographique.

Pour la mise en oeuvre des projets ERIL, l'ASER lancera périodiquement des appels d'offres. L'objectif de ces appels d'offres sera :

- De promouvoir l'initiative locale, en ce qui concerne l'électrification rurale ;
- Apporter le soutien nécessaire aux initiatives locales, de sorte qu'elles puissent aboutir à des Projets d'Electrification Rurale viables et concrètes qui pourront bénéficier plus tard de financements appropriés.

### **Les Projets ERIL Concerneront**

- Tout Projet d'Electrification Rurale situé en dehors de la concession de la SENELEC et des zones couvertes par les projets PPER ;
- Toute option technique d'Electrification Rurale conforme aux minima Techniques établis par le PASER.

### **Critères de Sélection**

Pour qu'une demande de soutien pour la mise en œuvre d'un projet ERIL soit acceptée, il faut :

- Qu'elle soit conforme aux domaines couverts par l'appel d'offres
- Qu'elle soit soumise par un Promoteur de projet officiellement autorisé et offrant des garanties quant à sa solvabilité
- Qu'elle prouve l'adhésion réelle des communautés et populations locales cibles
- Qu'elle prouve l'engagement du Promoteur du projet en ce qui concerne le cofinancement sur fonds propres.

#### **4.1 Phase précédant la Mise en Oeuvre [Evaluation de la proposition]**

- Une première partie décrivant le contenu du dossier de requête pour l'éligibilité et/ou la concession ERIL : études préliminaires, résultats de la campagne de sensibilisation, de concertation ; dossier de requête
- Une deuxième partie décrivant les méthodes d'évaluation des informations contenues dans les dossiers de requête.

##### **(1) Rubriques et Contenu de la Requête adressée à l'ASER**

Le dossier de requête comportera les éléments suivants :

- Les résultats du PLE, campagne d'information et de sensibilisation
- Grandes lignes du projet et profil du Promoteur du projet
- Une étude de faisabilité et un plan financier permettant au Promoteur du projet de prétendre aux fonds alloués par l'ASER ou d'autres partenaires.

##### **1) Site du Projet**

- Choix d'un site objectif
- Justification du site choisi

##### **2) Promoteur/Opérateur du projet**

- Nom et raison sociale du promoteur du projet

- Background
- Cadre légal, principaux membres, partenaires et/ou actionnaires
- Objectifs immédiats et à long terme
- Type d'activités
- Périmètre de concession envisagé
- Capacités en gestion disponibles
- Nom et raison sociale de (des) l'opérateur (s) potentiel(s), s'il est (sont) différent (s) du promoteur du projet
- Nature des activités menées par l'opérateur
- Compétences en gestion disponibles
- Compétences disponibles en matière d'exploitation technique
- Objectifs en matière de formation du personnel
- Différentes expériences de l'opérateur en matière d'installation et de maintenance des systèmes PV

### **3) Résultats de l'étude relative au PLE**

- Jeu de cartes au 1/50.000 de la zone cible ou plans détaillés pour les villages isolés. Le plan détaillé devrait permettre d'évaluer le niveau d'urbanisation du village cible
- Caractéristiques socio-économiques de la zone cible montrant les différentes catégories de ménages de la zone cible, réparties en strates homogènes: type d'habitat/revenus/équipement ;
- Estimation du nombre d'utilisateurs et prévision de son évolution future ;
- Type d'associations existantes au niveau de la zone cible (village);
- Caractéristiques principales des systèmes PV à installer ;
- Classification de la demande énergétique en groupes socio-économiques homogènes
- Gamme de services électriques proposés
- Gamme d'équipements photovoltaïques
- Politique tarifaire proposée

### **4) Information, sensibilisation et campagne de consultation des bénéficiaires**

Les objectifs de la campagne d'information et de sensibilisation seront :

- Pour garantir l'acceptation du projet par les populations cibles
- De faire participer la population cible aux grands choix techniques, financiers et organisationnels
- D'évaluer et d'intégrer la collaboration avec les associations suivant l'approche ascendante

La population cible doit être sensibilisée par rapport au service électrique proposé, et surtout ses limites.

Un modèle de contrat devant lier l'opérateur et les usagers ; préalablement discuté avec ceux-ci, devra être joint au dossier de requête.

#### **5) Produits et Services Proposés**

Les produits et services proposés devront tenir compte des grandes lignes du PLE

- Niveau de demande énergétique considéré  
Le niveau de demande devra tenir compte de la demande solvable des différents modules socio-économiques définis dans le PLE
- Gamme de puissance d'équipements proposés  
Différentes gammes de puissance peuvent être proposées en fonction des niveaux de demande identifiés. Cette gamme ne devra toutefois pas excéder trois niveaux de puissance.
- Justificatifs des gammes de puissance considérées  
Les gammes de puissance retenues seront justifiées au plan technico-économique. Le Promoteur du projet devra démontrer que les gammes de puissances proposées sont conformes aussi bien aux besoins des usagers concernés qu'à leur capacité de payer les services fournis par les différentes gammes de puissance.
- Caractéristiques techniques des équipements photovoltaïques proposés  
Les composants des systèmes d'électrification mis en place dans le cadre des Projets ERIL doivent être conformes aux standards communément admis

( minima techniques du volume II du manuel des procédures de l'ASER)

Le Promoteur du projet ERIL devra joindre à sa demande de concession les informations relatives aux spécifications des équipements photovoltaïques proposés.

#### **6) Impact des Systèmes PV Proposés sur l'Environnement**

Les équipements installés ne devront constituer en aucun cas une menace pour l'environnement .Le Promoteur de projet fera des propositions pour la collecte et le recyclage des composants susceptibles de porter atteinte à l'équilibre environnemental : batteries; composants électroniques etc....

#### **7) Plan de Mise en Œuvre Proposé**

- Choix de la méthode de dissémination
- Justification de la procédure de dissémination
- Calendrier de mise en œuvre du projet
- Modalités d'acquisition, d'installation, d'exploitation, de maintenance et de recouvrement de fonds du projet.

Pour ce qui est de la mise en œuvre du projet, le Promoteur du projet proposera :

##### **Un planning d'acquisition des équipements**

Le promoteur proposera les modalités d'acquisition des équipements si l'opérateur n'est pas le fournisseur des équipements. Il proposera en outre les modalités de réception au magasin du fournisseur.

##### **Un planning d'installation des équipements**

Le Promoteur proposera le planning de l'installation des équipements, l'organisation des installations ainsi que le personnel prévu pour ces installation. IL proposera en outre le plan de qualité retenu, afin d'assurer la traçabilité des travaux d'installation.

##### **Un planning de réception provisoire**

La réception provisoire qui fait suite à la mise en service des équipements doit permettre :

- De vérifier la conformité au schéma fonctionnel proposé par le Promoteur du projet

- De vérifier la conformité aux caractéristiques du service proposé
- De vérifier la conformité des équipements
- De vérifier la conformité aux normes et règles de l'art

Un planning de réception provisoire sera proposé par le Promoteur du projet. La réception sera effectuée par un Bureau d'étude proposé par l'ASER

### **Les modalités des interventions de maintenance**

La maintenance renvoie à toutes les actions qui servent à:

- Eviter les pannes à travers l'entretien des équipements en état de marche
- Eviter la dégradation des équipements, en vue de pouvoir les utiliser sur la durée de vie pour laquelle ils ont été conçus
- Le mode opératoire de la maintenance des installations sont des travaux d'ordre électrique, des travaux d'ordre non électrique, des interventions,, des mesurages, des essais, des vérifications.
- Le Promoteur du projet proposera le mode opératoire qu'il compte mettre en œuvre afin d'assurer le fonctionnement nominal des équipements.
- Le Promoteur du projet proposera le profil du personnel devant effectuer les opérations de maintenance des équipements ainsi que le plan de qualité qui permette d'assurer la traçabilité des ces opérations ( fiche de maintenance).

### **Systèmes de recouvrement des redevances et de gestion des fonds**

Lesdits systèmes devraient comporter :

- Des modalités de recouvrement des redevances ;
- Le personnel chargé du recouvrement des redevances,
- Le système de gestion des redevances recouvrées ;
- La méthode de sécurisation des redevances collectées ;
- La justification des coûts relatifs au recouvrement des redevances et à la gestion des fonds.

## **8) Etudes de Faisabilité**

- Tarification

La tarification du service proposé doit permettre :

- Le renouvellement des composantes
- La gestion des installations
- La maintenance des installations.

Les besoins suivants devraient être pris en compte dans le calcul du coût de renouvellement des composantes :

- Le coût d'investissement
- La durée de vie des différentes composantes du système PV ; estimée de façon raisonnable

Les coûts de gestion du système doivent permettre de couvrir :

- Les frais de gestion des usagers ;
- La facturation et les frais de recouvrement des redevances
- Les frais de collecte des fonds d'investissement
- Les frais de fonctionnement de l'association

La maintenance doit comprendre :

- Les salaires des techniciens locaux
- Les salaires des techniciens externes (Si on a fait appel à eux)
- La possibilité de rémunération d'un ingénieur
- Le coût des pièces de rechange

- Calcul du cash flow à long terme
- Garantie de la viabilité du projet

## 9) Plan Financier

- Plan financier pour la mise en œuvre du projet  
Décrire le capital fourni, la contribution de l'utilisateur, la subvention escomptée et le prêt bancaire

- Justification du montant de la subvention demandée

**La subvention est accordée dans le but :**

- D'alléger l'Investissement initial de l'Opérateur
- De faciliter l'accès des usagers au service électrique
- D'adapter le système tarifaire à la capacité de paiement des usagers

**Le niveau de subvention proposé doit tenir compte :**

- Du tarif maximal pouvant être supporté par les Usagers cibles
- Du paramètre de rentabilité optimal( taux de rentabilité interne; Valeur actuelle nette de l'opération) qui permette de maintenir le prix du service proposé sur la durée de la concession demandée

Le Promoteur du projet fera des suggestions sur les différentes formes de subvention requises pour rentabiliser l'opération proposée. IL proposera les modalités de décaissement de la subvention.

## **(2) Evaluation des Dossiers de Requête**

### **1) Site du projet**

- Adéquation du site pour la mise en œuvre d'un projet ERIL  
S'assurer que le site du projet est en dehors des concessions de la SENELEC et qu'il n'a pas déjà été proposé en tant que zone de concession PPER.

### **2) Promoteur/Opérateur du projet**

- Les Promoteurs de projet peuvent être une entité administrative, une collectivité locale, un opérateur dans le cadre de l'électrification, un projet de développement, un partenaire. L'opérateur du projet peut être un fournisseur d'équipements PV, un expert PV et une ONG.
- Cadre institutionnel du promoteur/opérateur du projet  
Examen de l'organigramme ou de la composition de l'organisation, en vue de déterminer si elle est éligible pour la mise en œuvre du projet
- Principales activités de l'organisation  
Le background et les principales activités de l'organisation sont examinés, de sorte à déterminer si cette dernière est éligible pour la mise en oeuvre du projet
- Expériences du promoteur/opérateur du projet  
Les expériences de l'organisation en matière de projet d'électrification par voie photovoltaïque ou tout autre projet de développement rural sont bienvenues
- Expérience du chef de projet  
Il est préférable que le chef de projet ou la personne clé du projet aie une expérience en matière d'électrification rurale par voie photovoltaïque
- Plan de formation et d'édification  
Le plan de formation des membres de l'organisation et d'édification des usagers sera exposé dans la proposition

### **3) Résultats du PLE**

- Donner les raisons qui justifient l'introduction des systèmes PV dans cette zone



- Relations d'autres projets  
Toute relation avec un autre projet de développement sera mentionnée
- Ces informations seront confirmées par celles issues de la banque de données de l'ASER
- La demande et les équipements mentionnés dans ce plan seront évalués en prenant en compte les caractéristiques des systèmes PV.

#### 4) Information, Sensibilisation et Campagne de concertation avec les Bénéficiaires

- Les résultats de la campagne de sensibilisation seront confirmés ;si besoin est, par une mission de l'ASER
- Les engagements pris par les Usagers et ceux pris par l'opérateur devront être conformes exigences de l'ASER
- Plan de coopération avec la communauté
- Les résultats des négociations avec la communauté rurale, en vue de sa participation au projet et au développement futur seront mentionnés dans la requête
- Concertations avec les bénéficiaires/populations rurales  
Estimation du nombre d'usagers
- Vérifier la méthode d'estimation ou de sélection du nombre d'usagers

#### 5) Produits et Services Proposés

- Evaluation de la puissance du système  
Vérifier la méthode d'estimation de la demande et la méthode de calcul de la puissance appropriée du module PV et de la batterie
- Les paramètres permettant de définir la puissance du système sont :

Efficacité du module PV	:	95%
Efficacité de la batterie	:	80%
Efficacité du régulateur de charge	:	90%
Autonomie	:	Maximum 3 jours
Profondeur de décharge de la batterie	:	40 à 50%
Irradiation	:	5,5kWh/m <sup>2</sup> /jour

A titre de référence, les niveaux de demande suivants pourraient être pris en compte :

Les résultats du calcul de la taille du module PV/de la puissance de la batterie sont :

Pour 2 à 3 lampes : 100Wh/jour : 30Wc/50Ah

Pour 4 à 5 lampes, une radiocassette et une télévision N/B 170Wh/jour : 30Wc/85Ah

Pour 4 à 5 lampes, une radiocassette et une TV couleur 250Wh/jour : 70Wc/125Ah

- Evaluation de la qualité des composantes du système  
Vérifier les spécifications des composantes des systèmes PV proposés sur la base des "minima techniques" du Volume II du Manuel de l'ASER
- Evaluation des résultats du contrôle de qualité effectué sur les composantes figurent en Annexe-10
- Evaluation de l'acquisition des systèmes  
Vérifier les prix des composantes du système et l'existence de fournisseurs. Pour servir de référence, l'ASER devrait commanditer une étude, en vue de déterminer le prix approprié des composantes au Sénégal et au niveau international.
- Evaluation de la modalité de renouvellement des composantes du système  
Vérifier les modalités de renouvellement et d'acquisition des composantes du système

#### 6) Impact de l'introduction des Systèmes Proposés sur l'Environnement

- Evaluation de l'impact environnemental  
Etudier la méthode de lutte contre l'impact environnemental sur la base des "Règles environnementales" du Volume II du Manuel de l'ASER.
- Il faut sérieusement vérifier la méthode de recyclage ou de collecte des batteries usées.

#### 7) Calendrier de mise en œuvre du projet

- Le calendrier concernant chaque aspect important du projet devrait être élaboré de façon raisonnable
- Organisation de la mise en oeuvre du projet  
Le personnel ou l'organisation responsable de la fourniture des composantes,

de l'installation, de l'exploitation, du recouvrement des redevances etc. sera clairement indiqué(e).

Les modalités de réception temporaire proposées doivent être appliquées conformément aux fiches 3 à 7 qui figurent en Annexe-11.

## 8) Etudes de faisabilité

Dans ce manuel, la requête est admise d'autant plus que le projet est basé sur le modèle ESCO et que des redevances sont collectées auprès des usagers.

- Paramètres de calcul de la "Redevance"

La "redevance" doit permettre de garantir:

- Le renouvellement des composantes
- Le coût de gestion du système
- Le coût de la maintenance du système PV et
- Le retour sur investissement raisonnable pour le promoteur du projet
- Vérifier les principes de calcul "coût", tels que l'investissement initial, le coût de renouvellement des composantes, la durée de vie des composantes du système, les frais d'exploitation et de maintenance, la période de concession et le taux d'intérêt en cas de remise, le taux d'inflation, le retour sur investissement (ROI), le taux d'intérêt en cas de prêt, etc.

- Méthode de calcul de la "redevance"

Il existe plusieurs méthodes standards de calcul de la redevance appropriée à recouvrer et nous en avons recommandé une dans le manuel de l'opérateur (3.1.16)

La tarification dépendra de la capacité des usagers à payer le service proposé et devra intégrer :

- Le coût d'investissement
- Le coût de la maintenance
- Le coût de gestion
- La provision pour le renouvellement des équipements. Les durées de viesuivantes seront retenues pour le calcul de cette provision :
  - Module PV 20 ans
  - Régulateur de charge 10 ans
  - Batterie 4ans
  - Accessoires d'installation 10 ans

Les consommables seront à la charge de l'usager ( tube des lampes, fusibles etc.)

Le niveau de redevance mensuelle pour un système PV de 55 Wc sera compris entre 4.500 et 6.000 FCFA

Le niveau de tarification retenu par l'ASER sera en suite soumis à l'appréciation de la Commission de Régulation du Secteur Electrique ( CRSE).

- Comparaison avec d'autres projets

Le montant de la "redevance" ne devrait pas connaître de grandes variations pour des projets qui proposent des systèmes PV, de capacité relativement égale.

- Cash-flow à long terme du projet

Le cash-flow à long terme devrait être indiqué et (devrait) prouver que le projet est faisable et viable

- Viabilité du projet

Evaluer le projet en considérant que même dans le cas de figure le plus pessimiste avec un taux de recouvrement de moins de 80%, le projet serait viable

- Méthodes de recouvrement des redevances et de gestion des fonds

Méthode de recouvrement des redevances

La méthode de recouvrement des redevances variera selon les projets et il est recommandé d'appliquer celle dont le coût est le plus abordable.

Action à l'encontre des mauvais payeurs

L'action à l'encontre des mauvais payeurs devrait être décrite (telle que la confiscation du système PV) dans la procédure, de sorte à maintenir élevé le taux de recouvrement des redevances.

Système de gestion des fonds recouverts

La gestion des fonds recouverts devrait s'effectuer de sorte à ce qu'une partie soit réservée au renouvellement des composantes.

La méthode de recouvrement et de gestion retenue sera celle qui induit le minimum de frais.

- Une gestion locale du recouvrement et des fonds collectés sera privilégiée
- Les fonds recouverts seront si possible placés dans une Institution financière locale

- Un compte séparé sera ouvert pour les fonds destinés au renouvellement des équipements l'ASER
- Un bilan annuel de l'opérateur sera joint aux rapports d'activités annuels de l'opérateur transmis à l' ASER.

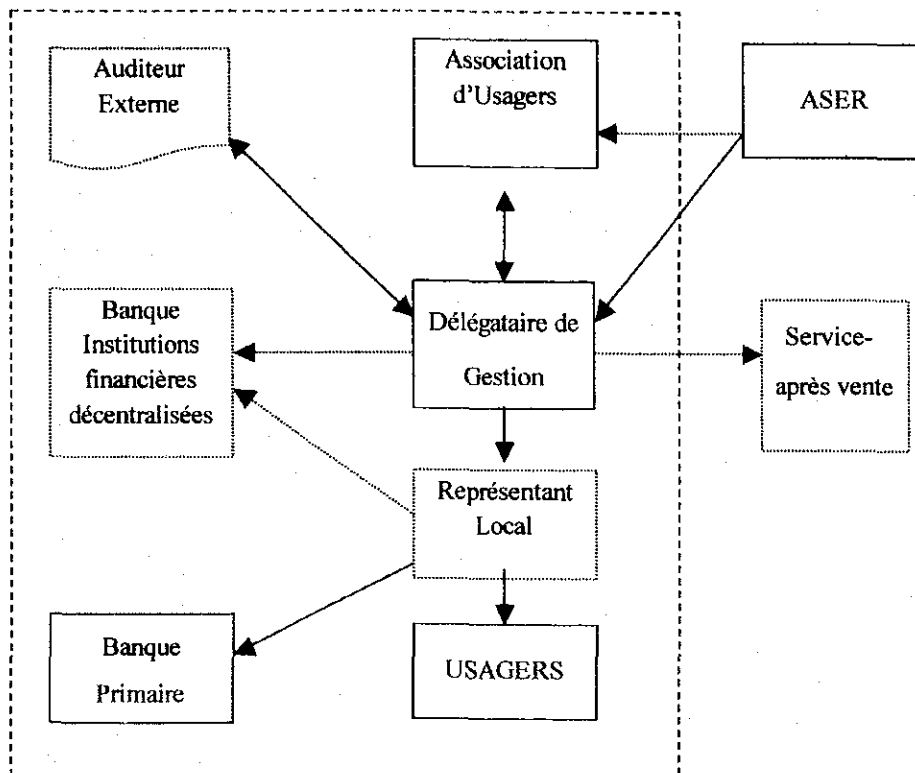


Schéma 4.1 Modèles de recouvrement et de gestion des fonds

## 9) Plan financier

- Justification du montant de la subvention demandée

### Coût objectif de la subvention

La subvention ne devrait être accordée que pour l'investissement initial et non pour les coûts d'exploitation.

La contribution initiale pourrait inclure les coûts de transport et d'installation.

### **Critères d'éligibilité des opérateurs aux subventions**

L'éligibilité aux subventions tiendra compte des principes ci-après :

- Le principe de la subvention minimale sera privilégiée
- Le niveau de subvention correspondant au niveau de paramètre de rentabilité minimale de l'opérateur sera privilégié
- Le taux de rentabilité interne de l'opérateur sera déterminé en tenant compte du taux d'intérêt appliqué auquel sera ajouté un taux de risque adéquat
- Le niveau de subvention corrélé à un paramètre de rentabilité donné de l'Opérateur tiendra compte du niveau de revenu des usagers ciblés
- L'allocation de la subvention sera basée uniquement sur des indicateurs de performance pour la période de référence de la mise en œuvre du Projet.

### **Montant et pourcentage de la subvention par rapport à l'investissement initial**

Les opinions à propos du montant ou du pourcentage de la subvention divergent, telles que :

- Accorder une subvention unique pour tous les systèmes PV quelle qu'en soit la taille
- Accorder un pourcentage fixe pour le coût d'investissement initial
- Accorder un pourcentage variable pour le coût d'investissement initial, selon la zone cible ; en vue de motiver le promoteur du projet et stimuler la création de projets dans les zones les moins développées ; par l'obtention de subventions plus élevées pour les villages comptant moins de ménages.
- Accorder des taux de subvention variant selon l'année de mise en œuvre du projet, par ex : que les premiers projets mis en œuvre bénéficient de subventions plus élevées
- Accorder des subventions selon la méthode d'électrification, par ex : les projets d'électrification par voie photovoltaïque bénéficient de subventions plus élevées que les projets d'électrification par voie conventionnelle.

Cet aspect est très compliqué et a été débattu dans le Volume III du Manuel de l'ASER.

Le taux de subvention maximum est limité à 35% de l'investissement initial.

- **Périodicité du remboursement de la subvention**

Les promoteurs du projet espèrent bénéficier du paiement de la subvention le plus tôt possible, compte tenu de leur cash-flow mais aussi de la disponibilité des fonds. Il est donc préférable de procéder au paiement après la confirmation par l'ASER de la fin des travaux d'installation des systèmes.

Quant aux projets qui s'étalent sur plusieurs années, la subvention sera payée à la fin de l'exercice budgétaire, sur la base du service offert par le promoteur du projet ; après confirmation de la réception par le responsable (L'organe de contrôle).

- **Evaluation du plan de financement**

Le capital du promoteur du projet, la contribution des usagers, la subvention accordée par l'ASER, les prêts des banques et autres sources de financement seront indiqués, 20 à 30% seront couverts par le capital du promoteur du projet et la contribution des usagers, 30 à 35% par la subvention et le reste par des prêts dont il faudra vérifier les conditions.

## **4.2 Phase de Mise en Œuvre [Inspection et Suivi du Projet]**

### **(1) Inspection de la qualité du matériel acquis**

#### **1) Méthode de Contrôle de Qualité**

Dans son Manuel l'ASER recommande le contrôle de la qualité du matériel et des travaux d'installation par une troisième entité appelée "bureau de contrôle" ou "organe de contrôle". Sa mission consiste à exécuter le contrôle de la qualité du matériel acquis et des travaux d'installation.

Le matériel devra être inspecté à l'entrepôt au Sénégal et après confirmation de sa qualité, il pourra être transporté sur le site du projet.

#### **2) Documents fournis pour certifier la qualité des composantes**

Les fournisseurs doivent soumettre des documents attestant la qualité de leurs produits et prouver qu'ils respectent les spécifications de la commande. Il appartient à la troisième partie de confirmer que les documents fournis respectent les spécifications de la commande.

### **3) Contrôle de qualité effectué au Sénégal**

Des échantillons de composantes de systèmes sont soumis à des tests de qualité au laboratoire de contrôle du Sénégal (CERER) et les résultats devront être considérés comme définitifs par le fournisseur et l'opérateur du projet.

Le système international de certification des systèmes est en cours d'élaboration. Ce qui fait que après la planification du système, les composantes dont la marque n'est pas certifiée devront être soumis à des tests de qualité.

## **(2) Inspection des Travaux d'Installation**

### **1) Modalité d'Inspection des Travaux d'Installation**

L'organe de contrôle inspectera les travaux d'installation en compagnie de l'opérateur du projet.

### **2) Rubriques à Vérifier lors de l'Inspection des Travaux d'Installation**

Les rubriques à vérifier lors de l'inspection des travaux d'installation sont :

- Vérifier la conformité du schéma opérationnel proposé par le Promoteur du Projet
- Vérifier la conformité des caractéristiques des services proposés
- Vérifier la conformité des équipements
- Vérifier la conformité aux normes et aux règles de l'art.

Les rubriques à vérifier lors de l'inspection des travaux d'installation sont mentionnés dans le manuel de l'opérateur.

Voire annexes 6 et 11

### **3) Indication des Travaux de Correction**

S'il y a des travaux de correction à réaliser, l'organe de contrôle les identifie et soumet la liste à l'opérateur du projet pour qu'il procède aux réparations ou corrections nécessaires.

### **4) Réception des Travaux d'Installation**

Après confirmation de la fin des travaux de correction, l'organe de contrôle signifie son acceptation de l'installation des systèmes.



### **5) En Cas de Projets Pluriannuels**

En ce qui concerne l'électrification rurale par voie photovoltaïque, il se peut que l'installation des systèmes PV s'étalent sur plusieurs années.

L'organe de contrôle sera présente durant tout le processus d'inspection des travaux d'installation. En cas de projet mis en œuvre dans les zones rurales, l'inspection sera conduite périodiquement par l'organe de contrôle.

### **(3) Suivi de l'Exploitation du Système**

Le suivi de l'exploitation et de la gestion des équipements a pour objet :

- De confirmer que le projet subventionné par l'ASER fonctionne et est géré normalement
- De capitaliser les expérience liées à l'exploitation des équipements
- De suivre les principaux indicateurs de gestion des équipements
- De suivre la performance des équipements
- De suivre la fiabilité des équipements
- De permettre à l'ASER d'assurer un retour d'expérience indispensable à la conception et à l'exploitation des équipements issus de projets futurs.

#### **1) Méthode de suivi**

L'opérateur du projet soumet à l'ASER des rapports périodiques sur la gestion et l'exploitation du projet

#### **2) Programmation du Suivi**

L'opérateur du projet prépare un rapport annuel à la fin de chaque exercice budgétaire et le soumet à l'ASER qui l'utilise pour actualiser la banque de données relative à l'électrification rurale de chaque projet ERIL.

### 3) Les rubriques à mentionner dans le rapport

#### i) Etat d'exploitation des systèmes

- **Combien de systèmes fonctionnent :**  
Combien de systèmes ont été installés et combien sont en marche ou sont tombés en panne. Si la taille des systèmes est différente, faire un rapport pour chaque catégorie de système.
- **Etat des travaux de maintenance**  
Un rapport sera relatif au nombre de techniciens locaux, à la fréquence des visites chez les usagers sera soumis. Il permettra d'estimer le nombre d'usagers dont les techniciens locaux peuvent prendre soin.
- **Nombre de composantes du système**  
Un rapport sur le nombre de composantes remplacées et la durée de vie de chaque composante remplacée pendant l'année sera soumis. Il permettra d'estimer la durée de vie probable de chaque composante.
- **Utilisation d'appareils électriques**  
Faire un rapport sur l'utilisation des appareils électriques et le temps d'utilisation moyen de l'échantillon d'usagers interviewé. Il permettra d'estimer le nombre d'appareils électriques et le temps moyen d'utilisation par catégorie de systèmes PV.
- **Formation des techniciens locaux**  
Faire un rapport sur le programme de la formation des techniciens locaux. Ce qui permettra d'identifier les domaines dans lesquels l'ASER pourrait apporter son soutien au promoteur/opérateur du projet.
- **Education des usagers**  
Faire un rapport sur le programme d'éducation et d'édification des usagers mis en œuvre par le promoteur/opérateur du projet. Ceci permettra d'acquérir une expérience en vue de la mise en œuvre de projets PV.

#### ii) Principales causes des pannes du système et solutions à mettre en œuvre

Faire un rapport sur les principales causes des pannes du système classées par catégories et la méthode de réparations et de prévention récurrente. Ceci permettra de réduire la fréquence des pannes du système PV et le temps de réparation du système en vue de la mise en œuvre de projets PV.

iii) Personnel du projet

Faire un rapport sur le personnel chargé de la gestion et du fonctionnement du projet en terme de pourcentage de tâches accomplies dans le cadre du projet, par ex : le fait de travailler pour un seul projet sera représenter par 100%, la répartition égale des activités entre deux projets sera représenter par 50%. Ceci permettra d'évaluer le personnel nécessaire pour le fonctionnement du projet.

iv) Situation financière du projet

- Revenus

Faire un rapport sur le montant des redevances recouvrées et la contribution initiale, s'il a de nouvelles inscriptions. Faire la comparaison avec le montant escompté au début de l'année. S'il y a des redevances à recouvrer, indiquer la méthode à mettre en œuvre pour améliorer le recouvrement.

- Dépenses

Faire un rapport par rubrique sur :

- Les coûts de renouvellement : Coût de renouvellement descomposantes, Coût de la constitution d'un stock, Frais de renouvellement des composantes
- Coût de gestion : Coût de gestion des usagers, Coût de recouvrement des redevances, Coût de la collecte de fonds, etc.
- Coût de la maintenance : Coût du technicien local, Coût du technicien Externe, Coût des ingénieurs, Coût des réserves, etc.

- Financement

Faire un rapport sur l'état de financement du renouvellement des composantes ou des contributions initiales.

L'ASER peut se rendre compte que le projet fonctionne bien ou non en analysant ces chiffres et peut élaborer un modèle d'allocation de budget pour la mise en œuvre de projets PV.

Si l'ASER trouve que la situation du projet se dégrade, elle peut conseiller le promoteur/opérateur du projet de revoir sa gestion, de sorte à éviter la corruption du projet.

iv) Observation ou requête des usagers

Recueillir les observations et requêtes des usagers sur les systèmes PV et leur mode de fonctionnement.

Faire un rapport sur la réponse du promoteur/opérateur du projet aux observations et requêtes des usagers.

L'ASER sera chargée d'élaborer un modèle plus approprié d'électrification rurale par voie photovoltaïque en tenant compte des observations et requêtes des usagers.

Voire Annexe-12 pour le modèle du formulaire de rapport.

**4) Pénalité pour la non-soumission du rapport**

La soumission du rapport est une des conditions de l'approbation de la subvention.

Si le promoteur/opérateur du projet ignore la soumission du rapport sans raison valable, l'ASER peut le pénaliser. La pénalité sera étudiée plus tard.

## **Annexe**

# **Manuel de Gestion des Systèmes Photovoltaïques**

---

## Table des Matières

	<u>Page</u>
Annexe-1	Contrat relatif à l'Electrification Rurale par voie Photovoltaïque dans les Iles Mar ..... 1
Annexe-2	Contrat passé entre l'opérateur du projet et l'opérateur local..... 8
Annexe-3	Contrat passé l'opérateur du projet et le technicien local..... 10
Annexe-4	Spécifications Techniques Relatives aux SPF ..... 13
Annexe-5	Plan Sommaire..... 30
Annexe-6	Fiche de Réception des Installations..... 31
Annexe-7	Exemple des conditions d'Exploitation du Système (Interim Data Collection)..... 33
Annexe-8	Objet de la maintenance journalière et de la fiche de contrôle (Note concernant la Maintenance)..... 44
Annexe-9	Fiche de Spécification des Composantes du Système PV ..... 58
Annexe-10	Justification de la Qualité du Système Proposé..... 62
Annexe-11	Fiches de Réception..... 65

## **Liste des Tableaux**

Tableau 7.1-1	kWh Généré et Consommé en Terme .....	36
Tableau 7.1-2	Ah Généré et Consommé en Terme .....	36
Tableau 7.2	Consommation réelle et production énergétique prévue.....	37
Tableau 7.3	Irradiation Journalière Moyenne Réelle et Electricité Produite par le Module PV .....	37
Tableau 7.4	Efficacité du circuit de la batterie .....	38
Tableau 7.5	Seuils de Tension du Régulateur .....	41
Tableau 8.1-1	Identification des Pannes .....	52
Tableau 8.1-2	Identification des Pannes .....	53
Tableau 8.2-1	Exemple de Maintenance de routine et de Maintenance Périodique .....	54
Tableau 8.2-2	Exemple de Maintenance de routine et de Maintenance Périodique .....	55

### **Liste des Schémas**

Schéma 5-1	Plan d'Installation d'un système PV dans un ménage .....	30
Schéma 5-2	Plan d'Installation de deux systèmes PV dans un ménage .....	30
Schéma 7.1	Schéma d'Ensemble de la Centrale d'Acquisition de données.....	33
Schéma 7.2	Amplificateur de shunt.....	34
Schéma 7.3	Point de captage des données.....	34
Schéma 7.4	Détermination du Courant du Module .....	35
Schéma 7.5	Tendance Energétique et Irradiation Journalière.....	39
Schéma 7.6	Moyenne des Consommations enregistrées toutes les 20 minutes .....	40
Schéma 7.7	Moyenne mensuelle des cycles de Charge/Décharge de la Batterie enregistrées par séquences de 20 minutes .....	41
Schéma 7.8	Moyenne mensuelle des cycles de la tension de la Batterie enregistrées par heure.....	42
Schéma 7.9	Moyenne mensuelle d'irradiation enregistrée par séquence de 20 minutes .....	42
Schéma 8.1	Fiche de Report de la Maintenance de Routine .....	56
Schéma 8.2	Fiche de Report de la Maintenance Périodique .....	57



**Annexe-1**  
**Contrat relatif à l'Electrification Rurale par voie Photovoltaïque**  
**dans les Iles Mar**

**CONTRAT D'ELECTRIFICATION RURALE PAR VOIE**  
**PHOTOVOLTAIQUE DANS LES ILES MAR**

Il a été convenu ce qui suit entre les soussignés d'une part :

La Compagnie d'Applications Mécaniques MATFORCE dont le siège est au 10 avenue Faidherbe – Dakar, représentée par son Directeur Général M. Mamadou SOW agissant au nom et pour le compte de ladite société désignée ici comme l' "opérateur"

Et

Le souscripteur M. \_\_\_\_\_ demeurant à \_\_\_\_\_ (ci-après nommé l' "USAGER" d'autre part.

Il a été convenu ce qui suit :

**Préambule**

Le présent contrat est établi pour l'exécution d'une opération pilote de coopération dans le cadre de l'Etude du Plan d'Electrification Rurale par Voie Photovoltaïque entre le Gouvernement de la République du Sénégal représenté par le Ministère de l'Energie et de l'Hydraulique et l'Agence de Coopération Internationale (JICA).

Pour être en phase avec le nouveau dispositif de l'électrification rurale née de la réforme du sous secteur de l'électricité, le Gouvernement a décidé de confier par délégation de maîtrise d'ouvrage, la gestion de ce projet à l'Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale (ASER).

Cette opération vise la mise en œuvre d'un projet d'électrification par voie photovoltaïque sur l'île de Mar, arrondissement de Fimela, région de Fatick. Le projet concerne l'installation de systèmes PV. Le système PV, objet du présent contrat est divisé en deux parties :

***1) Première Partie***

La composition de la première partie est la suivante :

“Un module SOLAREX de 55W (SX55)”, “Un régulateur de charge/décharge de batterie UHLMANN SLR1010”, “Une batterie de 100Ah M14-SOL”, “Un casier batterie CPM-14” et des “Câbles et Fixations” (Ci-après désignés par “COMPOSANTE PRINCIPALE”).

## 2) *Deuxième Partie*

La deuxième partie est constituée de trois options parmi lesquelles, l' "USAGER" aura à faire un choix.

La deuxième partie se présente comme suit : (bien vouloir cocher l'option choisie)

- Option 1:  
“Cinq lampes fluorescentes de 8[W] en DC”, “Un régulateur de tension DC/DC”,  
“Une prise radio”, “Cinq interrupteurs” et “Une boîte de jonction, câbles et fixations”
  
- Option 2:  
“Trois lampes fluorescentes de 8[W] en DC”, “Un régulateur de tension DC/DC”,  
“Une prise radio”, “Une prise TV”, “Trois interrupteurs” et “Une boîte de jonction,  
câbles et fixations”
  
- Option 3:  
“Deux lampes fluorescentes de 8[W] en DC/DC”, “Quatre lampes à LED”, “Un  
régulateur de tension DC/DC”, “Une prise radio”, “Une prise TV”, “Six  
interrupteurs” et “Une boîte de jonction, câbles et fixations”  
(ci-après désigné par “COMPOSANTES INTERNES”)

## **Chapitre I : Dispositions Générales**

### *Article 1- Objet du Protocole*

Le présent protocole a pour objet de définir les conditions de mise en œuvre et de gestion du Projet Pilote d'Electrification Rurale sur l'île de Mar et de définir les obligations et responsabilités des parties impliquées.

### ***Article 2- Définition des Partenaires***

Le maître d'ouvrage de ce projet est le MEH qui en confie l'exécution à l'ASER. Le maître d'ouvrage délégué est l'ASER qui détient la propriété de l'équipement photovoltaïque installé et fait exécuter pour le compte du Maître d'ouvrage, par un opérateur privé la gestion du projet. L'opérateur du projet est chargé par l'ASER d'assurer la bonne gestion des équipements du projet.

L'“USAGER” est le bénéficiaire direct du service électrique offert.

### ***Article 3- Validité du présent contrat***

Le présent contrat prend effet pour une période de cinq (5) ans à compter de la date de signature. Les termes du contrat passé entre l'“USAGER” et l'“OPERATEUR” pourront être revus au terme du présent contrat. L'“USAGER” aura également la possibilité de ne pas renouveler son contrat au terme de ce dernier.

### ***Article 4- Règlement des Litiges***

En cas de litiges, les deux parties concernées devront s'efforcer de trouver une solution à l'amiable. En cas d'échec elles devront s'en remettre à l'arbitrage de l'ASER. Et si le litige persiste, les deux parties devront s'en référer à la Juridiction compétente du Sénégal.

### ***Article 5- Pénalité : Transfert du système PV***

Si l'“USAGER” ne s'acquitte pas du paiement de la “Redevance Mensuelle” au-delà de 30 jours après la remise de la facture, l'“OPERATEUR” lui fera parvenir une mise en demeure lui accordant un délai de grâce d'une semaine. Si l'“USAGER” persiste à ne pas honorer la redevance, l'“OPERATEUR” pourra interrompre le service électrique et lui enverra un préavis de deux semaines ; et si à la fin de ce délai l'“USAGER” persiste encore l'“OPERATEUR” pourra confisquer le système dans son intégralité et en disposer sans aucun préavis, et sans préjudice des voies de recours que lui offrent les dispositions légales.

Si l'“USAGER” effectue des réaménagements ou modifications pouvant endommager le système sans l'approbation de l'“OPERATEUR”, ce dernier pourra confisquer le système PV à tout moment, conformément aux dispositions de l'article 13.

## **Chapitre II : Obligations et Responsabilités des Partenaires**

### **(1) OBLIGATIONS DE L'OPERATEUR DU PROJET PILOTE**

#### ***Article 6 – Entretien et Réparation***

L'“OPERATEUR”, contractuel de l'“ASER” sera responsable de l'entretien et de la réparation de la “COMPOSANTE PRINCIPALE” et de la “COMPOSANTE INTERNE”. L'“OPERATEUR” devra effectuer un entretien courant tous les mois. Lorsqu'une panne mineure survient, la réparation ou le remplacement de la composante défectueuse devra se faire dans les trois (3) jours suivants la date de notification. En cas de réparation sérieuse, la réparation ou le remplacement de la composante défectueuse devra se faire dans les sept (7) jours suivants la date de notification de la demande. Tous les frais relatifs à la maintenance, à la réparation et au remplacement des composants sont couverts par la redevance mensuelle.

#### ***Article 7- Renouvellement des composantes du système PV***

L'“OPERATEUR” devra procéder au renouvellement, le cas échéant, des composantes du système PV en se basant sur la durée de vie estimée pour chaque composante. Le tableau suivant exprime le délai de renouvellement et la durée de vie estimée de chaque composante.

<b>Renouvellement des composantes</b>	<b>Durée de vie estimée</b>
Batterie	4 ans
Régulateur	10 ans
Module PV	20 ans
Ballast	10 ans

Tous les coûts relatifs au renouvellement seront couverts par les redevances collectées.

#### ***Article 8 – Collecte des redevances***

L'“OPERATEUR” est responsable de la collecte des redevances qu'il devra déposer dans le compte bancaire ouvert à cet effet. Le 25 de chaque mois il sera remis à l'Usager une facture qui devra être réglée au plus tard le 5 du mois suivant la période de consommation. Les redevances seront versées au préposé de l'“OPERATEUR” contre l'établissement d'un reçu. La date de déplacement du préposé sera communiquée aux usagers 2 à 3 jours à l'avance.

## (2) OBLIGATIONS ET RESPONSABILITES DE L'USAGER

### *Article 10 – La Contribution Initiale*

Afin de pouvoir prétendre au service d'électricité grâce à l'installation du kit solaire, l'usager doit verser une contribution initiale de 45.000 FCFA par système PV.

La contribution initiale n'est pas remboursable.

### *Article 11 – Redevance Mensuelle*

#### **11-1 Montant de la Redevance Mensuelle**

L'Usager devra payer une "Redevance Mensuelle" de 3.700 FCFA. Les échéances seront fixées en fonction du choix effectué par l' "USAGER" et indiqué ci-après.

L'ASER et l'OPERATEUR auront le loisir de revoir le montant de la «Redevance mensuelle» chaque année, cependant toute notification fera l'objet d'une notification écrite et avec l'accord formel de l'ASER.

L'usager choisit le mode de paiement désiré qu'il indiquera par une croix sur la cage correspondante.

- Echéance mensuelle

L'Usager devra effectuer le paiement du montant de 3.700 FCFA à compter du 30 décembre 2000. Le paiement du même montant devra s'effectuer tous les mois à compter de cette date.

- Echéance trimestrielle

L'Usager devra effectuer le paiement du montant de 11.100 FCFA à compter du 30 décembre 2000. Le paiement du même montant devra s'effectuer tous les trois mois à compter de cette date.

- Echéance semestrielle

L'Usager devra effectuer le paiement du montant de 22.200 FCFA à compter du 30 décembre 2000 et devra verser le même montant tous les six mois à compter de cette date.

## **11-2 Mode de Paiement**

La "redevance mensuelle" sera versée par l'"Opérateur". L'"Usager" devra honorer ses versements en fonction des échéances fixées ci-dessus.

### ***Article 12 – Notification des demandes de réparation***

L'"USAGER" doit notifier à l'"OPERATEUR" les dysfonctionnements et/ou pannes du système PV. Suite à cette notification l'"OPERATEUR" effectue la réparation du système tombé en panne. Si l'"OPERATEUR" ne procède pas à la réparation du système en panne au-delà des délais prévus, l'"USAGER" pourra une réclamation auprès de l'ASER.

### ***Article 13 – Clause d'exclusion***

L'"USAGER" devra payer à l'avance et à ses propres frais la réparation ou le remplacement de composants défectueux dans les cas suivants :

- Grosse erreur de manipulation
- Vols
- Accident, omission ou usage inapproprié
- Déplacement du système sans l'autorisation préalable de l'"OPERATEUR"
- Toute modification opérée sur le système, assemblage, démontage d'accessoire.

Dans le cas où l'"USAGER" procède à des réaménagements ou modifications pouvant endommager le système sans pour autant obtenir l'approbation de l'"OPERATEUR", ce dernier pourra confisquer le système à l'usager à tout moment sans que ce dernier ne puisse réclamer un quelconque dédommagement indemnisation.

### ***Article 14 – Résiliation du contrat***

L'Usager peut rompre le contrat lorsque l'opérateur manque à ses obligations contractuelles ou n'exécute pas ses prestations conformément aux dispositions des articles 6 et 7 ci-dessus.

La résiliation peut dans ces cas intervenir par lettre avec accusé de réception, après notification d'une lettre de mise en demeure restée sans effet.

**Article 15 – Cas de force majeure**

L'Opérateur n'est pas responsable du retard ou du dommage résultant de l'exécution du présent contrat en cas de force majeure. Par force majeure il faut entendre tout événement étranger à l'Opérateur, imprévisible, irrésistible et rendant impossible l'exécution de ses obligations contractuelles.

**Article 16 – Assurances**

L'Opérateur devra souscrire une police d'assurance couvrant les risques et responsabilités professionnelles relatifs à l'exécution de ses prestations.

**Article 17 – Accessibilité**

L'“OPERATEUR” pourra accéder à tout moment et sans limitation à la concession de l'Usager pour intervenir sur le système.

Le présent contrat a été fait en quatre exemplaires et signé par les deux parties.

Date, .....

\_\_\_\_\_  
L'OPERATEUR DU PROJET PILOTE

\_\_\_\_\_  
L'USAGER

## **Annexe-2**

### **Contrat passé entre l'opérateur du projet et l'opérateur local**

#### **CONTRAT PASSE ENTRE L'OPERATEUR DU PROJET PILOTE D'ELECTRIFICATION RURALE PAR VOIE PHOTOVOLTAIQUE DANS LES ILES MAR ET LE TECHNICIEN EXTERNE**

Entre la société MATFORCE Compagnie d'Applications Mécaniques, opérateur du projet pilote d'électrification rurale par voie photovoltaïque des Iles Mar et Monsieur KAMA, technicien en énergie solaire, il est convenu de ce qui suit :

##### **Article 1 :**

Monsieur Joseph KAMA est le technicien externe du projet pilote d'électrification rurale par voie photovoltaïque des Iles Mar Loth, Mar Soulou et Mar Fafako et constitue ainsi le représentant technique à temps partiel de l'opérateur MATFORCE Compagnie d'Applications Mécaniques sur ces Iles.

##### **Article 2 :**

Le technicien externe devra effectuer un déplacement sur les Iles chaque 15 jours. A chaque déplacement, le technicien externe devra effectuer les tâches suivantes :

- La surveillance constante des utilisateurs pour éviter que ces derniers modifient l'installation de base ou utilisent des appareils non prévus dans le projet ;
- La formation constante et continue du technicien local sur le bon entretien des systèmes ;
- L'entretien et la maintenance préventive et périodique des 95 systèmes installés sur les Iles Mar avec le technicien local;
- La dépose de système pour les usagers mauvais payeurs ;
- Un rapport à MATFORCE sur la marche du projet, les difficultés particulières, les perspectives etc....

##### **Article 3 :**

Le technicien externe devra se doter de ses propres équipements pour l'exécution de ces tâches.



**Article 4 :**

Le technicien externe devra assurer à ses propres moyens son transport et ses déplacements sur site.

**Article 5 :**

MATFORCE payera un montant mensuel de 80 000 Fcfa (quatre vingt mille francs CFA) au technicien externe pour les prestations citées à l'article 2.

**Article 6 :**

La durée de ce contrat est de 4 mois renouvelables.

DAKAR, le 05 Janvier, 2001

Le Technicien externe  
KAMA

MATFORCE  
Mamadou SOW  
Le Directeur Général

### **Annexe-3**

#### **Contrat passé l'opérateur du projet et le technicien local**

#### **CONTRAT PASSE ENTRE L'OPERATEUR DU PROJET PILOTE D'ELECTRIFICATION RURALE PAR VOIE PHOTOVOLTAIQUE DANS LES ILES MAR ET LE TECHNICIEN LOCAL**

Entre la société MATFORCE Compagnie d'Applications Mécaniques, opérateur du projet pilote d'électrification rurale par voie photovoltaïque des Iles Mar et Monsieur Pape Adama Faye, technicien en énergie solaire, il est convenu de ce qui suit :

##### **Article 1 :**

Monsieur Pape Adama Faye est le technicien local du projet pilote d'électrification rurale par voie photovoltaïque des Iles Mar Loth, Mar Soulou et Mar Fafako et constitue ainsi le représentant technique permanent de l'opérateur MATFORCE Compagnie d'Applications Mécaniques sur ces Iles.

##### **Article 2 :**

Les tâches qui incombent au technicien local sont :

- La surveillance constante des utilisateurs pour éviter que ces derniers modifient l'installation de base ou utilisent des appareils non prévus dans le projet ;
- La formation constante et continue des utilisateurs pour un bon usage et un bon entretien du système ;
- L'entretien et la maintenance préventive et périodique des 95 systèmes installés sur les Iles Mar ;
- Le diagnostic et le dépannage rapide en cas de panne ;
- La dépose de système pour les usagers mauvais payeurs ;
- La gestion d'un stock de pièces de rechange au niveau local ;
- La distribution des factures mensuelles à chaque usagers ;
- L'aide au comptable de MATFORCE pour la collecte des redevances mensuelles ;
- Des démarches permanentes au niveau des populations locales pour promouvoir la vente des matériels de MATFORCE ;

- Des rapports périodiques à MATFORCE sur la marche du projet, les difficultés particulières, les perspectives etc....

**Article 3 :**

Le lot d'outillages mis à la disposition du technicien reste la propriété de l'ASER et sera remis à l'opérateur en cas de rupture de contrat entre le technicien local et l'opérateur. Ce lot d'outillages comprend :

- 1 pince ampère métrique,
- 1 multimètre digital,
- 1 multimètre analogique,
- 1 pince coupante,
- 1 pince à sertir,
- 1 pince à gaz,
- 1 boussole,
- 1 marteau,
- 1 pince à dénuder les câbles,
- 1 brosse métallique,
- 4 tournevis
- 1 thermomètre.
- Des verres et des gants de protection contre l'acide seront aussi fournis au technicien local par l'opérateur pour compléter ce lot d'outillages.

**Article 4 :**

L'opérateur mettra à la disposition du technicien local un moyen de transport adéquat (charrette, vélo ou motocyclette) pour lui permettre de mieux faire son travail.

**Article 5 :**

MATFORCE payera un montant mensuel de 40 000 Fcfa (quarante mille francs cfa) au technicien local pour les prestations citées à l'article 2.

**Article 6 :**

La durée de ce contrat est de 2 ans renouvelables.

MATFORCE pourra cependant mettre fin à tout moment ce contrat en cas de non respect par le technicien local des clauses de l'article 2.

MAR LOTHIE, le 05 JANVIER 2001

Le technicien local

Pape Adama Faye

Pour MATFORCE

Mamadou SOW

Directeur Général

## **Annexe-4**

### **Spécifications Techniques Relatives aux SPF**

#### **SPEFICIATIONS TECHNIQUES RELATIVES A L'ACQUISITION DE SYSTEMES PHOTOVOLTAIQUES ET DE CENTRALES D'ACQUISITION DE DONNEES**

##### **1. Objectif**

Les spécifications techniques décrites dans ce document ont été élaborées dans le cadre du projet pilote initié dans le cadre du Programme d'Electrification Rurale par voie Photovoltaïque au Sénégal, financé par la JICA. L'objectif visé est l'acquisition, l'installation et la maintenance d'équipements PV destinés à l'éclairage.

##### **2. Localisation du projet**

Le site du projet se trouve dans la région de Fatick, Département de Fimela, et concerne les villages de Mar Lothie, Mar Soulou et Mar Fafaco.

##### **3. Spécifications Techniques relatives aux composantes**

###### **3.1 LOT 1 : Acquisition et installations des systèmes PV**

###### **(1) Descriptions générales**

Les systèmes PV sont destinés à l'éclairage des trois villages. De ce fait trois types d'installations seront mis en place.

###### **1) Type 1 :**

- a) Un module d'une capacité minimale de 55Wc
- b) Une batterie d'une capacité minimale de 100Ah
- c) Un régulateur de charge de 10A
- d) Quatre lampes fluorescentes de 8W
- e) Une prise radio

**2) Type 2 :**

- a) Un module d'une capacité minimale de 55Wc
- b) Une batterie ayant une capacité d'environ 100Ah
- c) Un régulateur de charge de 10A
- d) Trois lampes fluorescentes de 8W
- e) Une prise TV
- f) Une prise radio

**3) Type 3 :**

- a) Un module d'une capacité minimale de 55Wc
- b) Une batterie ayant une capacité d'environ 100Ah
- c) Un régulateur de charge de 10A
- d) Deux lampes fluorescentes de 8W
- e) Quatre lampes à LED de 0,7W
- f) Une prise TV
- g) Une prise radio

**3.2 Spécifications techniques relatives aux Modules Photovoltaïques**

- 1) Le module devrait être constitué de cellules en silicium poly cristallines ou mono cristallines
- 2) La puissance crête devra être au minimale 55Wc
- 3) La puissance maximum ne doit pas être inférieure à 90% de la puissance crête nominale
- 4) La puissance maximale du module à 60°C de la température de jonction des cellules devra être supérieure à 85% de la puissance nominale
- 5) La tension au point de puissance maximale du module à 60°C de la température de jonction des cellules devra être supérieure à 16V
- 6) 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.

- 7) Chaque module doit être équipé de diodes by-pass
- 8) Chaque module photovoltaïque doit être muni d'une plaque signalétique contenant au minimum les informations suivantes :
  - a) nom, marque déposée ou symbole du fabricant
  - b) numéro ou référence du modèle
  - c) puissance crête, courant de court-circuit (A), tension en circuit ouvert (V) dans des conditions STC
  - d) numéro de série
  - e) pays de fabrication
- 9) Les modules photovoltaïques proposés doivent être testés par un laboratoire autorisé qui réponde aux spécifications EUR 101 et 502 (501) publiés dans les rapports EUR 7078 et EUR 9414 ou aux spécifications IEC correspondantes. Une certification ISPRA (ou son équivalent) prouvant que les résultats des tests sont positifs devra être jointe au document.
- 10) En cas d'incompréhension de ces prescriptions, il faudra se référer aux normes IEC 1215, IEC 1277, IEC 1194 et IEC 904.

### **3.3 Spécifications techniques relatives aux Supports des Modules**

Le matériau constitutif du support doit résister 10 ans sans subir aucune corrosion sérieuse. Les matériaux autorisés sont les suivants :

- 1) acier inoxydable
- 2) acier galvanisé
- 3 aluminium anodisé.

Un système antivol doit être intégré soit dans la fixation du support (usage de boulons et d'écrous antivols) soit dans la conception même du support.

### **3.4 Spécifications techniques relatives aux batteries**

Les batteries au plomb-acide monobloc doivent répondre aux caractéristiques suivantes :

- 1) Tension nominale : 12V
- 2) Capacité nominale : minimum 100Ah
- 3) Les batteries au plomb-antimoine à plaques plates ou tubulaires et les batteries stationnaires à électrolyte liquide, bien adaptées aux systèmes photovoltaïques
- 4) L'épaisseur de chaque plaque doit être supérieure à 2 mm
- 5) Le taux d'auto décharge à 25°C ne doit pas excéder 6% de la capacité nominale, en un mois
- 6) Le bac de la batterie doit être épais et assez résistant pour que cette dernière puisse être transportée et livrée sans aucun dommage
- 7) L'utilisateur doit pouvoir vérifier facilement le niveau d'électrolyte : marquage minimum et maximum sur le bac translucide
- 8) La densité de l'électrolyte ne doit pas dépasser 1,25 kg/l à 20°C
- 9) Les batteries au gel sont exclues
- 10) Le volume d'électrolyte doit être supérieur à 1,15 litres par 100Ah de capacité nominale et par cellule
- 11) Chaque batterie doit être munie d'une plaque signalétique contenant au minimum les informations suivantes:
  - a) nom, marque déposée ou symbole du fabricant
  - b) numéro ou référence du modèle
  - c) capacité (Ah) avec indication du régime de décharge
  - d) date de fabrication
- 12) La polarité de chaque borne de la batterie doit être indiquée par un marquage indélébile
- 13) Les cosses seront munies de couvercles de protection
- 14) 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.
- 15) Les alliages en plomb-calcium ainsi que les batteries automobiles sont exclues
- 16) Les batteries devront être logées 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 sorte à permettre un accès facile aux cosses de la batterie, un contrôle sans difficulté du niveau d'électrolyte et un bon système de refroidissement.
- 17) En cas d'incompréhension de ces prescriptions, il faudra se référer aux normes



IEC896, IEC1056 et NFC58510.

### 3.5 Spécifications techniques relatives aux Régulateurs de Charge

La fonction du régulateur de charge est de protéger la batterie contre les surcharges et décharges excessives. Les caractéristiques des régulateurs de charge sont les suivantes :

- 1) Tension : 12V
- 2) Courant module : 8A minimum, 10A maximum
- 3) Courant d'utilisation : 8A minimum, 10A maximum
- 4) Le régulateur de charge doit être doté d'un système de modulation par impulsions (PWM)
- 5) Les tensions de déconnexion et de reconnection 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 une densité d'électrolyte de 1,24kg/L sont présentées ci-dessous :
  - a) tension de fin de charge = 13,8 v
  - b) tension de fin de décharge = 11,4 v
  - c) tension de reconnection = 12,6 v
- 6) 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).
- 7) Quelles que soient les conditions de fonctionnement, l'autoconsommation du régulateur de charge ne doit pas dépasser 10mA
- 8) Le régulateur de charge doit être protégé contre les accidents suivants :
  - a) inversion des polarités lors de la connexion de la batterie ou du module PV au régulateur de charge
  - b) court-circuits 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

- c) surtensions induites à l'entrée du module ou à la sortie d'utilisation (coup de foudre) toute situation de fonctionnement « sans batterie ».
- 9) 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 un temps fixé par le fournisseur. Le régulateur de charge doit protéger le module contre les décharges nocturnes de la batterie.
- 10) Quelles que soient les conditions de fonctionnement, le régulateur de charge ne doit pas créer d'interférences avec les ondes radio
- 11) Le boîtier du régulateur doit présenter les caractéristiques suivantes :
  - a) une protection minimale IP54
  - b) être doté d'un système de fixation mural
- 12) Le circuit imprimé du régulateur de charge devra être solidement fixé au boîtier avec des clips ou des vis.
- 13) Le régulateur de charge doit être doté de 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 :
  - a) prêt à l'emploi, le niveau de charge est suffisant
  - b) déconnecté, batterie très faible
- 14) Le régulateur de charge sera muni, si possible d'un système de signalisation indiquant à l'utilisateur la fin de la décharge de la batterie est proche
- 15) Chaque régulateur de charge doit porter une plaque portant au moins les informations suivantes :
  - a) nom, marque déposée ou symbole du fabricant
  - b) numéro ou référence du modèle
  - c) tension nominale (V)
  - d) courant nominal du module et courant nominal d'utilisation (A)
- 16) Les polarités de chaque borne de connexion du régulateur de charge doivent être indiquées en permanence
- 17) Les bornes doivent être hors de la portée des usagers.

### **3.6 Spécifications techniques relatives aux lampes**

Les lampes sont définies comme un ensemble comprenant le tube, le convertisseur et la boîte dans laquelle sont logés ces deux éléments. Deux types de lampes ont été proposés :

- 1) Les lampes fluorescentes constituées d'un ballast électronique et du tube néon
- 2) Les lampes à Diodes électroluminescentes

#### **(1) Les lampes fluorescentes munies d'un ballast**

Les lampes fluorescentes doivent répondre aux caractéristiques suivantes :

- 1) tension nominale : 12V
- 2) puissance nominale : 8W
- 3) fréquence du ballast : 16 kHz au minimum
- 4) Le ballast doit garantir un fonctionnement normal de la lampe à une tension comprise entre -15% et +25% de la tension normale.
- 5) L'efficacité lumineuse de l'ensemble ballast-lampe doit être au minimum 40 lumens par Watt
- 6) Le rendement du ballast doit être au minimum de 80%
- 7) Les caractéristiques du courant du ballast doivent répondre aux conditions suivantes :
  - a) La forme des ondes doit être symétrique
  - b) Le facteur crête ne doit pas excéder 1,7 fois le courant nominal de fonctionnement de la lampe à une tension comprise entre 11V et 12,5V.
- 8) Le ballast doit être convenablement isolé
- 9) Le ballast doit être protégé contre tout risque de destruction dans les cas suivants :
  - a) retrait du tube de son support alors que la lampe est sous tension ou lorsque l'interrupteur est en marche alors qu'il n'y a aucun tube
  - b) allumage de la lampe défectueux
  - c) inversion des polarités du courant d'alimentation
  - d) bornes du ballast court-circuitées
- 10) Le ballast ne doit pas créer d'interférences avec les ondes radio quelles que soient les conditions de fonctionnement

- 11) Les lampes doivent être dotées d'un système de fixation murale
- 12) Les bornes de connexion électrique du ballast
  - a) doivent permettre une solide connexion du câble d'alimentation sans causer aucun dommage
  - b) 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 mm<sup>2</sup>
- 13) Puisque chaque système va comporter une lampe extérieure, cette lampe devra être dotée d'un système de protection contre les infiltrations d'eau
- 14) Si la lampe est munie d'un couvercle de protection, ce couvercle doit être
  - a) hermétique pour empêcher les insectes de passer
  - b) facile à démonter lorsque l'utilisateur doit remplacer l'ampoule
- 15) Les lampes extérieures doivent répondre à la norme de protection IP 54. Il y a une alternative qui consiste à utiliser le même type de lampes intérieures ayant le même dispositif de protection répondant aux mêmes exigences d'étanchéité.
- 16) 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.

## (2) Lampes à LED

Les lampes à LED doivent répondre aux caractéristiques suivantes :

- |                                  |                 |
|----------------------------------|-----------------|
| 1) Type                          | : Lampe à LED   |
| 2) Tension nominale              | : 12V           |
| 3) Puissance nominale            | : 0,7W          |
| 4) Courant nominal               | : 60mA          |
| 5) Efficacité lumineuse          | : 22 lumens/W   |
| 6) Température de fonctionnement | : +10°C à +50°C |
| 7) SoCLE                         | : E27           |

En cas d'incompréhension de ces prescriptions techniques, il faudra se référer aux normes IEC458, IEC921, IEC924, et IEC925 relatives aux caractéristiques et performances des ballasts transistorisés.

### **3.7 Prise TV**

- 1) Les prises TV sont destinées à des appareils de 12V (radio, télévision, etc.)
- 2) Les prises TV doivent être munies de détrompeur 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.

### **3.8 Prise radio**

- 1) La prise radio devra être connectée à un convertisseur DC/DC pour permettre un ajustage en 6 et 9V
- 2) Le régulateur de tension DC/DC doit répondre aux normes techniques suivantes :
  - a) Tension d'entrée nominale : 12V
  - b) Tension de sortie nominale : 6V ou 9V
  - c) Courant nominal : 2A
- 3) La tension fournie doit correspondre à la tension de sortie du régulateur de charge
- 4) Le régulateur de tension doit être doté d'un système de conversion électronique
- 5) Le boîtier du régulateur de tension doit être doté d'un niveau de protection d'au minimum IP 32
- 6) Le boîtier du régulateur de tension doit être équipé d'un dispositif de fixation mural ou de crochets
- 7) L'interrupteur du régulateur de tension doit être clairement indiqué, pour éviter toute confusion.

### **3.9 Câbles**

#### **(1) Câblage du module PV**

- 1) Le câble de connexion placé entre le module PV et le régulateur ainsi que celui entre le régulateur de charge et la batterie doit être adapté aux usages externes, conformément aux normes internationales IEC60811.

- 2) Un modèle H07 RNF ou équivalent
- 3) La section des câbles sera de 4 mm<sup>2</sup>
- 4) La longueur maximum : 10m/système

## **(2) Accessoires de connexion**

La pose des câbles de connexion du module PV devra se faire d'après la méthode Legrand ci-dessous (ou des caractéristiques équivalentes)

- 1) Câbles Legrand , Modèle Clipsotube réf. 319 03, 06 ou équivalent pour les câbles logés dans le tube
- 2) Pour les câbles visibles, la pose doit se faire selon le mode suivant :
  - avec des attaches réf. 31955 pour le support mural et des attaches Colson polyamide résistantes aux rayons ultraviolets ou de qualité équivalente.

## **(3) Câblage intérieur**

### **1) Câbles**

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

- a) Câbles de type A03 VVF 2,5 ou équivalent
- b) Section de 2,5 mm<sup>2</sup>
- c) Longueur totale : 80 m/par système

### **2) Interrupteurs**

- a) Les interrupteurs devront être disponibles sur le marché sénégalais
- b) Elles doivent répondre aux caractéristiques suivantes :
  - Le degré de protection devra être IP 43 pour les interrupteurs placés à l'intérieur et IP 55 pour ceux placés à l'extérieur du bâtiment
  - Interrupteurs bipolaires
  - La position "ON/OFF" de l'interrupteur devra être clairement indiquée et devra correspondre aux sens suivants :
    - + ON : allumage, mouvement de haut en bas de l'interrupteur

+ OFF : extinction, mouvement de bas en haut de l'interrupteur.

### 3) Boîtes de dérivation

Le degré de protection sera IP 55.

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

### 3.10 Spécifications techniques relatives aux travaux d'installation

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

- 1) La position verticale des câbles et des composantes fixées au mur (prises, interrupteurs, régulateur de charge, attaches, etc.).
- 2) L'équilibre et la bonne disposition des attaches (à des intervalles réguliers de 25 cm)
- 3) Rafistolage des murs après les avoir percés.

#### (1) Module PV

##### 1) Installation du module PV

- a) Les supports des modules PV devront être fixes
- b) L'inclinaison du module PV par rapport à la position horizontale doit être d'un angle de  $15^\circ$  avec une marge de + ou  $- 5^\circ$
- c) Le module doit être orienté vers le sud, avec une marge de + ou  $- 10^\circ$
- d) Sur chaque site spécifique, l'emplacement du module doit être 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

##### 2) Fixation des modules PV

- a) Dans le cas du montage sur toit, il faut laisser une distance minimale de 0,1 m entre la face 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.

- b) Dans le cas d'un montage mural, le support du module PV doit avoir au minimum deux points de fixation. Ce dispositif doit passer au travers du mur (écrous, boulons et plaques de fixation).
- c) Dans le cas du 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 en béton 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 situer à 1 m du sol.
- 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.

### 3) 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 minimum
  - entre le régulateur de charge et les lampes (la lampe la plus éloignée), lorsqu'elles sont sous tension : 5% au maximum.



## **(2) Régulateur de charge**

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

## **(3) Batterie**

- 1) Les batteries devront être placées dans une pièce bien aérée et non affectée à un usage de séjour (bureau, chambre à coucher, etc.) et hors de la portée des enfants.
- 2) Les câbles de connexion de la batterie seront :
  - soit sertis avec des embouts adéquats
  - soit sertis dans des cosses adéquates
- 3) Aucune soudure ne sera autorisée
- 4) Les cosses de la batterie seront protégées par des capots remplis de silicone, qui les protégeront contre toute manipulation étrangère.
- 5) La charge préliminaire sera exécutée selon la procédure indiquée sur la fiche annexe.

## **(4) Câblage intérieur des bâtiments**

- 1) Les câbles seront fixés soit à la surface du mur, soit sur la structure de la charpente du toit
- 2) 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, la courbe devra être 6 fois plus grande que le diamètre extérieur.
- 3) La distance entre des composantes telles que les interrupteurs, les charges, les boîtes de dérivation, le régulateur de charge et l'attache la plus proche devra être de 5 cm
- 4) Toutes les connexions se feront à l'aide de barrettes de connexion, à l'intérieur des appareils. Aucun domino ne devra être apparent.
- 5) 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.

- 6) L'entrée du câble dans un appareil se fera toujours par un presse-étoupe dont les dimensions seront adaptées aux sections des câbles qui passent.
- 7) 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.
- 8) 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.

#### **(5) Interrupteurs**

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

#### **(6) Lampes**

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

#### **(7) Boîtes de dérivation**

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

#### **(8) Prises**

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

### **4. LOT 2 : Centrale d'Acquisition de données**

#### **(1) Objectif**

Le LOT 2 concerne l'acquisition de 3 centrales d'acquisition de données, ainsi que des accessoires indispensables à la collecte de données sur les trois options de systèmes PV prévus dans le LOT 1.

## **(2) Grandeurs à mesurer**

Les mesures suivantes devront être effectuées :

- 1) Rayonnement global au plan des modules : 0-2.000 W/m<sup>2</sup>
- 2) Température ambiante : 0-50°C
- 3) Tension du module PV : 0-25V
- 4) Courant du module PV : 0-10 A
- 5) Tension de la batterie : 0-25 V
- 6) Courant utilisation (charge) : 0-10 A

## **(3) Spécifications Techniques relatives aux Centrales d'Acquisition de données**

Les centrales d'acquisition de données devront répondre aux caractéristiques suivantes :

- 1) Nombre d'entrées analogiques : 6 à 8
- 2) Plage de la tension de sortie : + ou - 2.500mV
- 3) Plage en mode commun : + ou - 5 V
- 4) Résolution : 0,33 V
- 5) Mémoire vive protégée par une pile sèche en lithium placée à l'intérieur
- 6) Protection contre transitoires
- 7) Batterie rechargeable
- 8) Les données devront être collectées directement sur le terrain par ordinateur ou système de télécommunication
- 9) Equipée d'une interface permettant la connexion directe à un ordinateur portable
- 10) Le support logiciel pour le développement de programmes, la collecte et le traitement de données
- 11) Les données seront collectées sous forme de fichiers ASCII avant d'être converties à l'aide de logiciels Excel ou Access.
- 12) Les centrales d'acquisition de données seront dotées de boîtes de protection.

#### **(4) Accessoires et Capteurs**

Chaque unité sera dotée d'accessoires et de capteurs compatibles. Ces accessoires et capteurs devront répondre aux caractéristiques suivantes :

- 1) 2 shunts de mesure du courant : 10 A/60mV
- 2) 2 diviseurs (de tension) pour la mesure de la tension
  - a) Tension d'entrée : 25 V
  - b) Tension de sortie : 2.500 mv
- 3) Un capteur de température pour la mesure de la température ambiante
- 4) Un pyranomètre pour la mesure du rayonnement global.

#### **5. Charge préalable des batteries**

La charge préalable des batteries doit être réalisée selon la procédure suivante :

##### **(1) Préparation de la batterie**

- 1) Mesurer la densité de l'électrolyte
- 2) Remplir les batteries jusqu'au niveau "minimum"
- 3) Attendre au moins deux heures après le remplissage de l'électrolyte
- 4) Ajuster le volume d'électrolyte jusqu'au niveau nominal, si nécessaire
- 5) Mesurer la tension de la batterie
- 6) Mesurer la densité de l'électrolyte
- 7) Mesurer la température de l'électrolyte
- 8) 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, des appareils de contrôle de charge ne seront pas connectés. La batterie devra être directement connectée au module PV ou à un générateur.

La batterie sera chargée selon le procédé suivant :

- 1) Un courant constant devra si possible être utilisé dans la première phase jusqu'au stade du gassing
- 2) Après cette phase, la valeur du courant sera réduite à environ 2,5 A
- 3) Dans le cas où le procédé ci-dessus ne pourrait être observé, la batterie sera chargée pendant 24 heures
- 4) Mesurer la tension et la densité de l'électrolyte toutes les 30 minutes après le début du gassing
- 5) La batterie sera considérée comme pleinement chargée si :
  - a) Durant la charge à tension constante ; compte tenu des variations de température de l'électrolyte, 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
  - b) Durant la charge en courant constant ; en tenant compte des variations de la température de l'électrolyte, à moins que le fabricant ne fournisse des instructions spécifiques, 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
- 6) Les grandeurs mesurées seront reportées sur un formulaire approprié. La différence entre les grandeurs mesurées ne devra pas dépasser de 0,005V/ par cellule de 0,01kg/l pour la densité.
- 7) A la fin du processus de charge, le niveau d'électrolyte doit être rempli jusqu'au niveau "maximum" de chaque cellule.

## Annexe-5 Plan Sommaire

### PLAN D'INSTALLATION D'UN SYSTEME PV DANS UN MENAGE

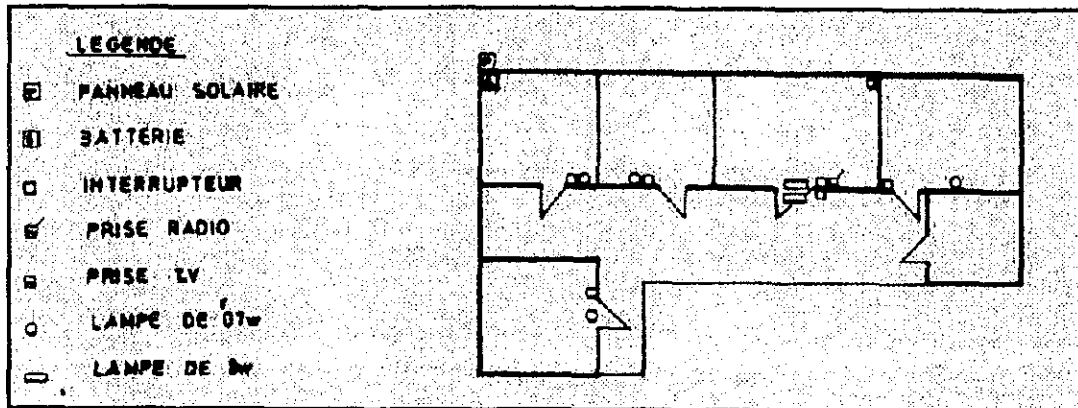


Schéma 5-1 Plan d'Installation d'un système PV dans un ménage

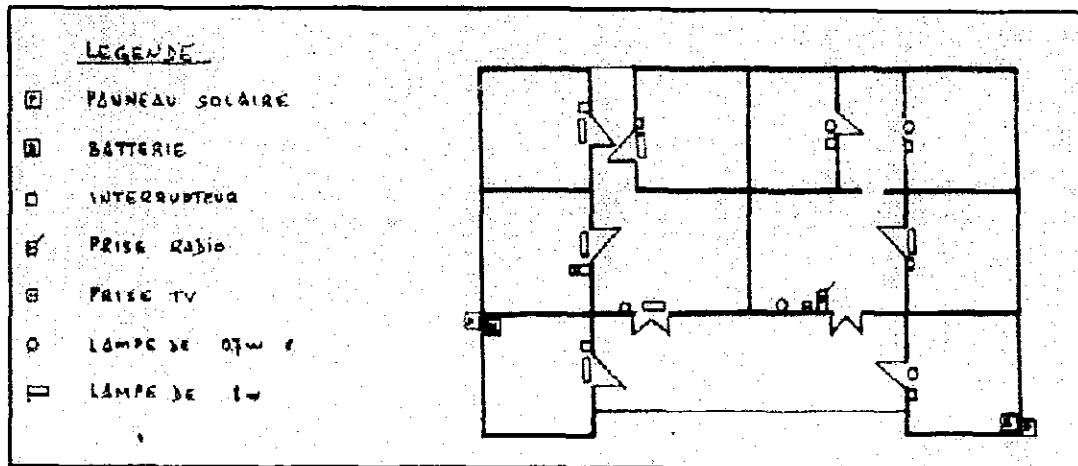


Schéma 5-2 Plan d'Installation de deux systèmes PV dans un ménage

## Annexe-6 Fiche de Réception des Installations

**Formulaire A: Remplir à la main**

### FICHE DE RECEPTION

<b>Date</b>		<b>HEURE</b>			
<b>Mar Lothie</b>		<b>Mar Soulou</b>		<b>Mar Fafaco</b>	
<b>OPTION 1</b>		<b>OPTION 2</b>		<b>OPTION 3</b>	
<b>Usager</b>					
<b>Rubriques</b>		<b>Observations</b>			
1	Module PV				
2	Support				
3	BATTERIE				
4	C/C				
5	LAMPES				
6	PRISE				
7	INTERR.				
8	CABLES				
		LONGUEUR DU CABLE	PV - C/C: max. 5m		
			C/C - BAT: max. 2m		
			C/C - Charge: max. 20m		
9	Remarques				

Formulaire B: Fiche Modèle

**FICHE DE RECEPTION**

Date		HEURE		: to :			
Mar Lothie		Mar Soukou		Mar Fafaco			
Usager							
Signature du Contrôleur			Signature du Fournisseur				
Rubriques	POINT	SPECIFICATIONS				n.	
1	Module PV	Inclinaison	15° ± 5°				
		Azimuth	0° ± 10°				
		Ombre	Pas d'ombre dans azimuth ± 60° à 120°				
			Pas d'ombre à une altitude de 20°				
2	Support	Type de montage	SUR TOIT	MURAL	AU SOL		
		POINT		SPECIFICATIONS			
		Hauteur du module		Hors de la portée des enfants			
		Matériau de fixation du dispositif (écrous, boulons, rondelles)		Acier inoxydable ou galvanisé anti corrosion			
		? Montage sur toit	Distance entre le module PV et le toit		Minimum 0,1 m		
		? Montage au sol	Ancrage au sol		300mm x 300mm x 300mm		
		Point le plus bas		Minimum 1 m au dessus du sol			
3	BAT	Emplacement		Bien aéré			
				Hors de la portée des enfants			
		Cosses		Munies de couvercles de protection			
		Volume d'électrolyte		Entre les marques minimum et maxi.			
		Densité de l'électrolyte: 1,24 kg/l ± 0.01					
		Cell1	Cell2	Cell3	Cell4	Cell5	Cell6
4	C/C	Emplacement		1,5m du sol, aussi près que possible de la batterie			
5	LAMPES	Elévation		A la même hauteur que le bâtiment			
6	PRISE	Elévation		25 cm du sol			
7	INTERR.	Emplacement de l'interrupteur		A gauche de l'entrée			
8	CABLES	Protection du câble traversant le mur		Conduit			
		Pose du câble		Fixation sur le mur			
		Intervalle entre les attaches		25cm			
		Distance entre la 1ère attache et l'objet		5cm			
		Méthode de connexion des câbles -câble		Attaches			
		Méthode de branchement		Boîte de dérivation			
		En bout de ligne		Attaches			
		Distinction des polarités		Coloriés			
		Câblage Vertical/ horizontal					
Perte de tension		PV - C/C: max. 2%		C/C - BAT: Max 1%			
		C/C - Charge: Max 5%					
9	Guide de l'utilisateur	Emplacement		Près du régulateur			
		Formulaire		Image			
		Contenu du guide		Technique, sécurité			



## Annexe-7 Exemple des conditions d'Exploitation du Système (Interim Data Collection)

### COLLECTE DE DONNÉES TEMPORAIRE

#### 1. Installations des amplificateurs de shunt

A cause des fluctuations du signal produit par les shunts, pour les mesures de courant, nous n'avons pas pu avoir des données fiables au moment où les centrales d'acquisition de données ont été installées. A l'issue des tests réalisés au CERER nous nous sommes rendus à l'évidence que pour avoir des données fiables, il fallait isoler le signal des shunts (grâce à la bonne volonté de l'expert local, la study team a pu tester la centrale d'acquisition de données en intégrant un amplificateur de shunt dans le circuit). A notre retour au Japon, nous avons acquis des amplificateurs de shunt pour les installer sur le site. Pour couper le bruit, les amplificateurs ont été installés dans le circuit de la centrale d'acquisition de données. Bien que certains affirment qu'il est préférable d'isoler tous les signaux d'entrée de la centrale d'acquisition de données pour l'acquisition de données fiables, il n'a pas été nécessaire d'isoler le signal de tension.

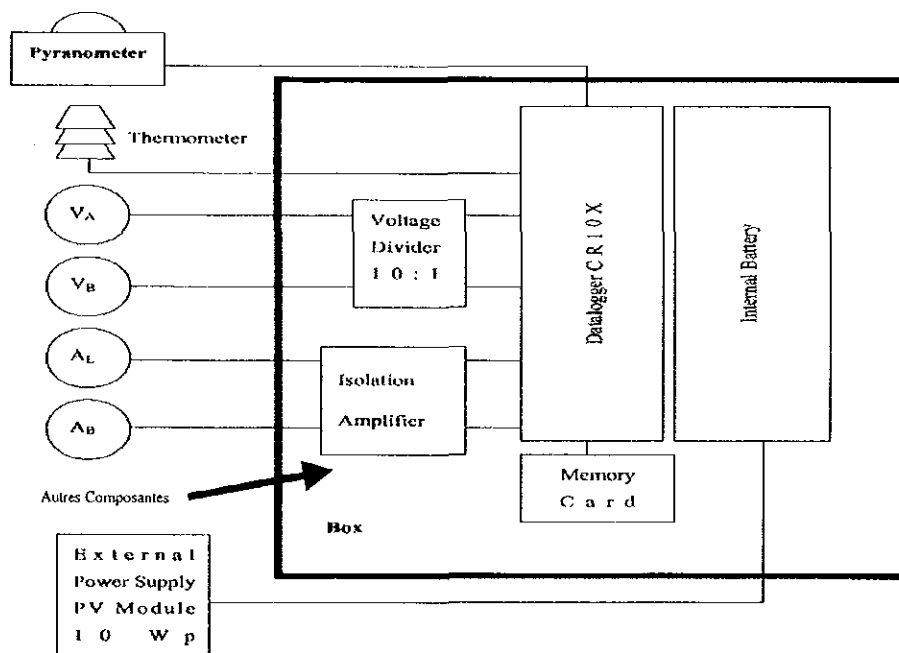


Schéma 7.1 Schéma d'Ensemble de la Centrale d'Acquisition de données

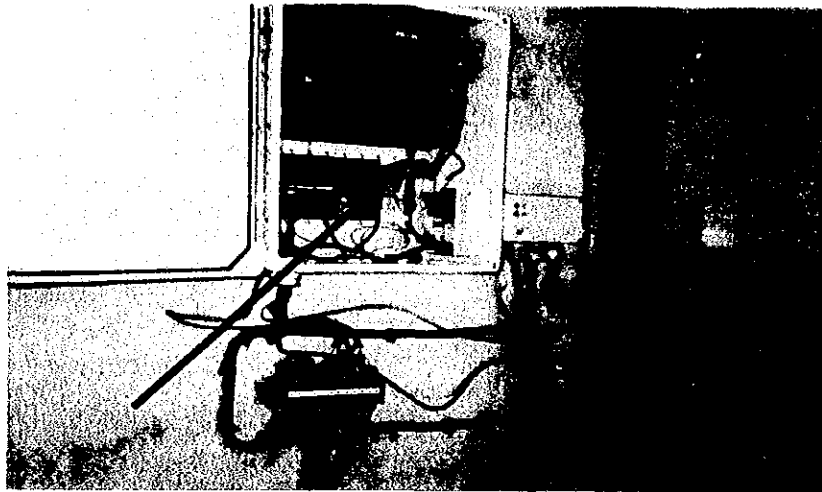


Schéma 7.2 Amplificateur de shunt

## 2. Collecte de données

L'expert local a fait preuve de bonne volonté et a bien voulu nous prêter un amplificateur de shunt en attendant que la study team puisse en acquérir d'autres pour les installer sur le site de Mar Fafaco. Voici les données relatives aux conditions de fonctionnement enregistrées dans les trois mois ayant suivi l'installation.

### (1) Calcul de la Production et de la Consommation

Le schéma 7.1 représente le point de captage des données de base. Les données représentées au Tableau 7.1 ont été calculées l'aide de ces données de base.

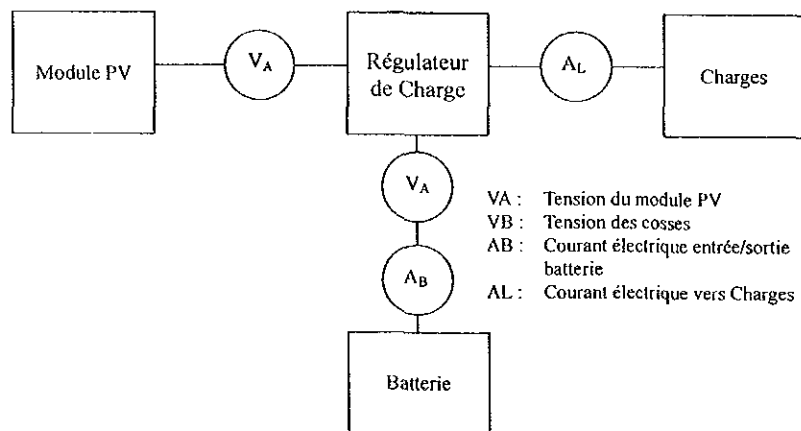
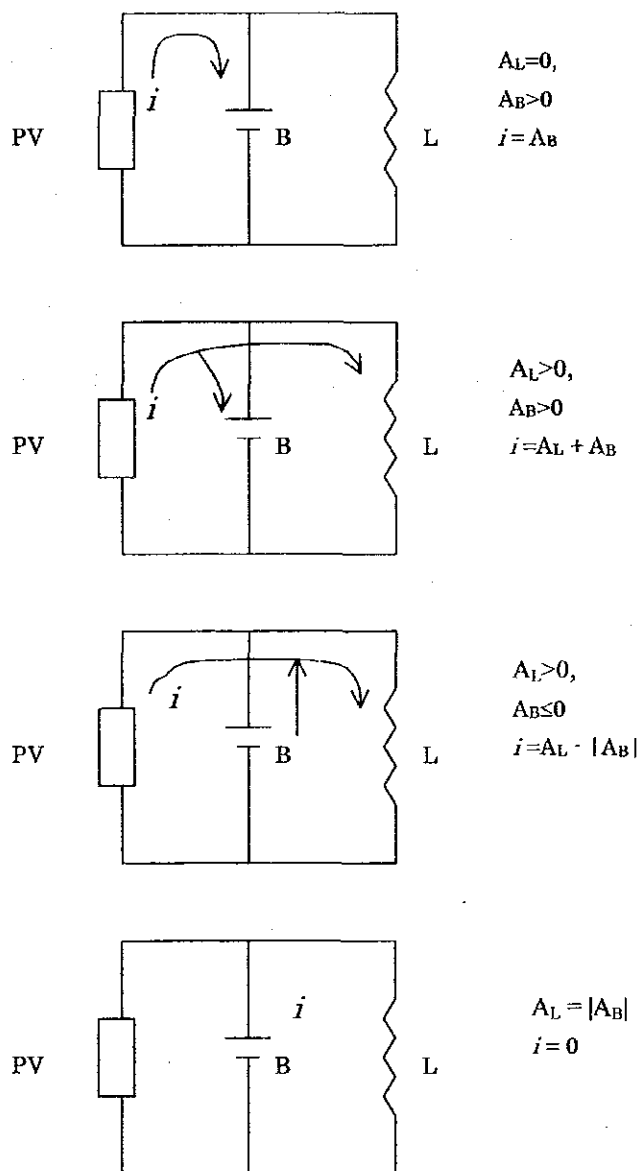


Schéma 7.3 Point de captage des données

La puissance Watt-heures est calculée en multipliant le courant et la tension et en faisant le cumul des résultats obtenus.  $V_B$  a été appliqué pour le calcul de la puissance watt-heures en partant de l'hypothèse qu'il n'y a pas eu de chute de tension entre les points de captage. Le courant provenant du module PV est calculé à l'aide de  $A_L$  et  $A_B$  (voir schéma 7.4). Lorsque le signe de  $A_B$  est positif, le courant va dans la batterie (charge). Lorsqu'il est négatif, le courant vient de la batterie (décharge).



**Schéma 7.4 Détermination du Courant du Module**

Le Tableau 7.1 représente le cumul de l'électricité produite et la consommation des usagers. Sachant que les systèmes ont été mis en service depuis le 28 novembre 2000, ici nous avons fait abstraction de la valeur enregistrée en novembre 2000. Les valeurs du mois de mars correspondent au cumul de la période allant du 1<sup>er</sup> au 12 du mois.

Tableau 7.1-1 kWh Généré et Consommé en Terme

	Irradiation [kWh/m <sup>2</sup> /terme]	Production du module [kWh/terme]	Charge de la batterie [kWh/terme]	Décharge de la batterie [kWh/terme]	Consommation[k Wh/terme]
Déc-00	176,84	2,583	2,574	1,426	1,255
Jan-01	195,77	2,249	2,219	1,606	1,489
Féb-01	154,23	2,222	2,195	1,489	1,414
Mar-01 (1 <sup>er</sup> -12)	83,15	1,269	1,240	0,956	0,942
Total	609,99	8,32	8,23	5,48	5,10

Tableau 7.1-2 Ah Généré et Consommé en Terme

	Irradiation [kWh/m <sup>2</sup> /terme]	Production du module [kWh/terme]	Charge de la batterie [kWh/terme]	Décharge de la batterie [kWh/terme]	Consommation[k Wh/terme]
Déc-00	176,84	185,88	185,70	114,43	100,79
Jan-01	195,77	162,37	160,66	129,03	119,57
Féb-01	154,23	161,73	160,20	119,45	113,38
Mar-01 (1 <sup>er</sup> -12)	83,15	92,37	90,64	76,82	75,58
Total	609,99	602,35	597,20	439,73	409,31

## (2) Vérification de l'énergie générée

La production d'énergie prévue pour le système est obtenue grâce à l'équation ci-dessous.

$$E_O = P_M \left( \frac{R_A}{G_S} \right) K$$

Avec,

$E_O$ : Production d'énergie prévue [Wh/j]

$P_M$ : Puissance Nominale du module [Wc]

$R_A$ : Irradiation [kWh/m<sup>2</sup>/jour]

$G_S$ : Irradiation dans les conditions standard de test [1.000 W/m<sup>2</sup>]

$K$ : Facteur de perte du système

L'énergie produite par le système est estimée à environ 180Wh/jour (soit environ 5,4 kWh/mois) partant de l'hypothèse ci-dessous.

$P_M$ : 55 [Wc],  $R_A$ :5 [kWh/m<sup>2</sup>/jour], K: 0,65

**Tableau 7.2 Consommation réelle et production énergétique prévue**

	<b>Irradiation [kWh/m<sup>2</sup>/terme]</b>	<b>(A) Consommation Réelle [kWh/terme]</b>	<b>(B) Production d'énergie prévue [kWh/terme]</b>	<b>(A)/(B)</b>
Déc-00	176,84	1,255	6,32	0,198
Jan-01	195,77	1,489	7,00	0,213
Féb-01	154,23	1,414	5,51	0,256
Mar-01 (1 <sup>er</sup> -12)	83,15	0,942	2,97	0,317

La production énergétique prévue calculée sur la base de l'irradiation réelle et des facteurs de pertes estimés du système sont présentés au Tableau 7.2. La consommation réelle est comprise entre 20 et 30% de la production énergétique escomptée. Du fait de la faiblesse de la consommation énergétique des usagers, la batterie ne s'est pas beaucoup vidée pour nécessiter une charge avec la capacité maximale du module. Cette faible consommation est certainement due au fait que les usagers n'utilisent pas d'autres charges que les lampes.

**Tableau 7.3 Irradiation Journalière Moyenne Réelle et Electricité Produite par le Module PV**

	<b>Irradiation [kWh/m<sup>2</sup>/jour]</b>	<b>Production du module [Wh/jour]</b>
Déc-00	5,705	83,31
Jan-01	6,315	72,54
Féb-01	5,508	79,36
Mar-01 (1 <sup>er</sup> -12)	6,929	105,75

Tableau 7.3 exprime l'irradiation réelle et l'électricité moyenne produite mensuellement par le module PV. Ce tableau montre que le module PV n'a pas fonctionné en pleine performance alors que l'irradiation a été plus élevée que prévue.

### (3) Monitoring de la charge et décharge de la batterie

Tableau 7.4 Efficacité du circuit de la batterie

	(A) Production du module PV [kWh/terme]	(B) Charge de la batterie [kWh/terme]	(C) Décharge de la batterie [kWh/terme]	(C)/(B) Rendement de l'énergie contenue dans le circuit de la batterie	(C)/(A) Facteur de correction du circuit de la batterie
Déc-00	2,583	2,574	1,426	0,554	0,552
Jan-01	2,249	2,219	1,606	0,724	0,714
Féb-01	2,222	2,195	1,489	0,678	0,670
Mar-01 (1 <sup>er</sup> -12)	1,269	1,240	0,956	0,771	0,754

Il y a deux facteurs à prendre en compte dans le monitoring de la charge et de la décharge de la batterie. Chacun des facteurs est défini d'après les formules ci-dessous :

$$\eta \equiv \frac{E_{BO}}{E_{BI}}$$

$$K_B \equiv \frac{E_{BO}}{E_A}$$

Le monitoring de ces facteurs permet d'évaluer l'efficacité de charge/décharge de la batterie. Lorsque le facteur accuse une baisse significative, il se peut que la batterie ait atteint la fin de son cycle de vie. Cependant, cela doit être entièrement déterminé à l'aide de paramètres tels que la tension aux bornes de la batterie, la densité de l'électrolyte après le charge d'égalisation, la baisse rapide du niveau d'électrolyte (grosse quantité d'eau remplie), si la batterie est usée.

### (4) Niveau de consommation des usagers

Le schéma 7.5 présente l'irradiation journalière et le cumul de l'énergie générée par le module PV, charge de la batterie, décharge de la batterie et le cumul de la consommation énergétique journalière des usagers depuis la première mise en service. Pour les jours où aucune donnée n'a été enregistrée du fait de l'entretien de la centrale d'acquisition de données, nous avons fait abstraction des données cumulées.

Dans les premiers jours, l'électricité générée par le module PV et l'énergie de charge de la batterie ont baissé jour après jour, en dépit du faible taux de décharge de la batterie et de la

faible consommation énergétique des usagers. Cela permet de compenser l'insuffisance de la charge initiale de la batterie.

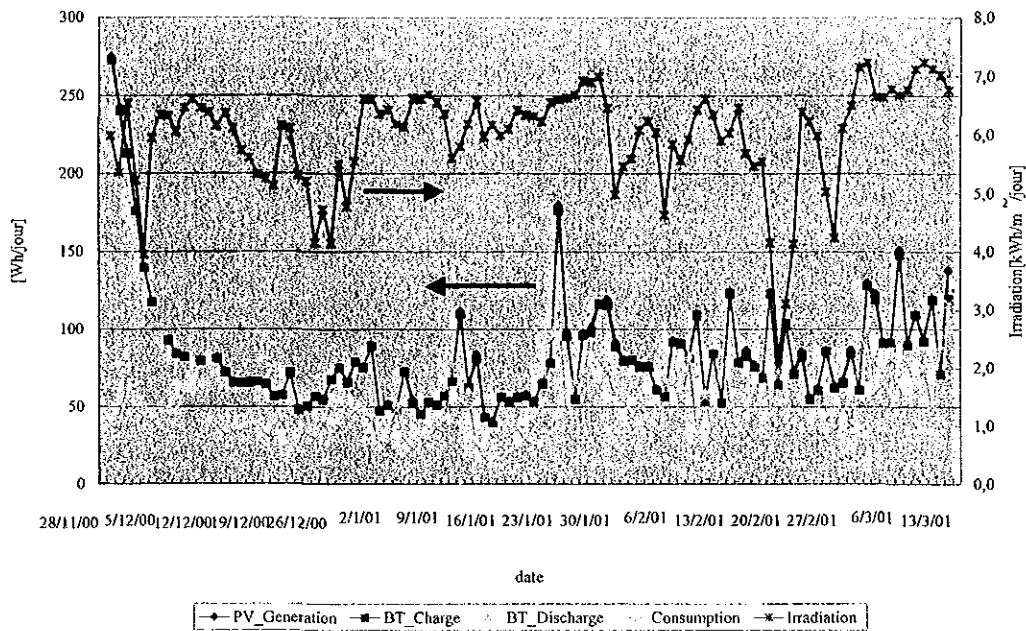


Schéma 7.5 Tendence Energétique et Irradiation Journalière

Les charges des usagers sont constitués de deux lampes fluorescentes de 8W et quatre lampes à diodes électroluminescentes de 0,7W (Option-3). En plus de cela, il y a deux prises, une prise TV et une prise radio. La consommation d'une lampe fluorescente est estimée à environ 0,7 – 0,9 Ampères, si l'on tient compte du rendement du ballast. Par contre, les lampes à diodes électroluminescentes ont une consommation estimée à 0,06 Ampères. Si l'on considère la consommation de chaque lampe, l'utilisateur semble n'avoir utilisé en moyenne qu'une seule lampe fluorescente pour une durée de 3 heures, entre 19h et 22h en novembre et décembre. Depuis janvier, les usagers semblent avoir commencé à utiliser 2 lampes fluorescentes pour une même séquence journalière. Pour les consommations de janvier et février tournant autour de 1,2 Ampères, ne correspondant pas à la valeur de la consommation de 2 lampes fluorescentes, nous considérons qu'il y a une certaine alternance dans l'utilisation. Pour certains jours, 2 lampes ont été utilisées alors que pour d'autres une seule lampe a été utilisée.

Il semble que l'utilisateur a utilisé une lampe à LED tous les jours et toute la nuit durant.

Un autre cas de consommation élevée, au petit matin a également été enregistré pour les mois de novembre et mars. Ce phénomène peut être lié à des raisons religieuses. Pour en déterminer la raison, d'autres études socioéconomiques devront être menées.

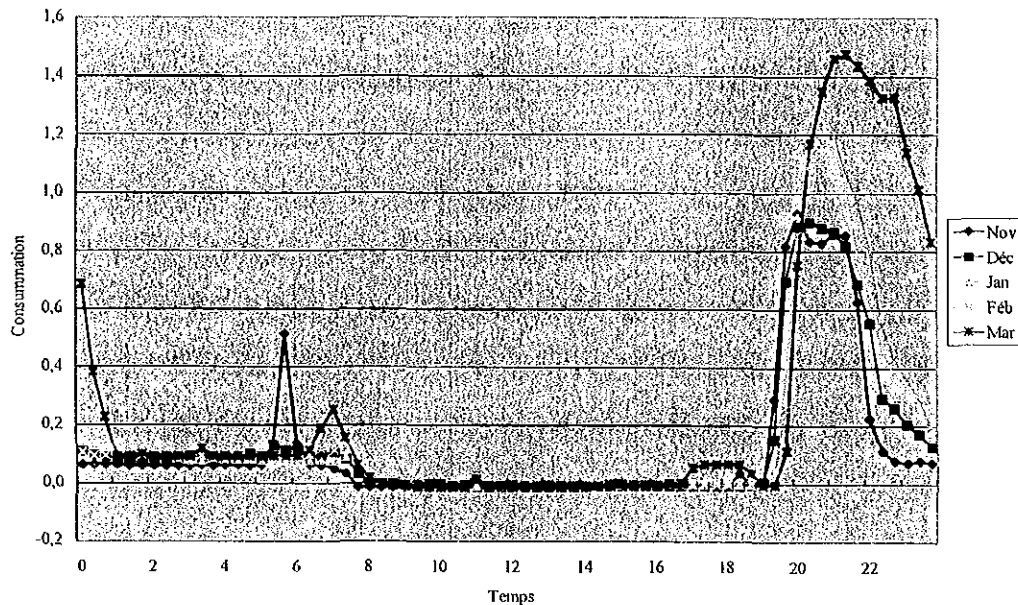


Schéma 7.6 Moyenne des Consommations enregistrées toutes les 20 minutes

### (5) Etat de la Batterie

Le Schéma 7.7 représente l'évolution du courant entrant ou sortant de la batterie alors que l'évolution de la tension de la batterie est exprimée par le Schéma 7.8. Ces tendances correspondent à la moyenne mensuelle des séquences d'acquisition (toutes les 20 minutes). Le courant de décharge de la batterie a augmenté et le temps de décharge s'est ralenti au fur et à mesure, depuis le début. Par conséquent, comme nous l'avons affirmé ci-dessus, l'utilisateur s'est familiarisé avec le système. Cependant, nous avons remarqué que même au mois de mars lorsque l'utilisateur a commencé à consommer plus d'énergie, la charge de la batterie s'arrête vers midi. Cela veut dire que la batterie atteint chaque jour la charge pleine aux environs de midi.

Le Tableau 7.5. représente les seuils de tension du régulateur de charge

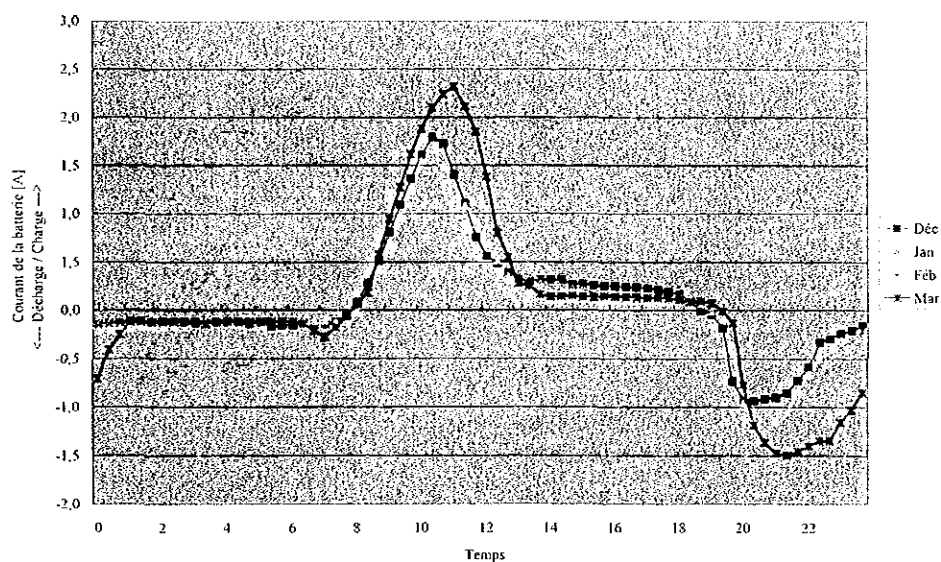


**Tableau 7.5 Seuils de Tension du Régulateur**

	Etat de charge	Tension (Référence)
Déconnexion des charges	<30 [%]	11,1 [V]
Reconnexion des charges	>50 [%]	12,6 [V]
Tension de fin de charge Normal		13,7 [V]
Cycle		14,4 [V]
Egalisation		14,7 [V]
Compensation en température		-4 mV/K/cellule

Source: Manuel d'installation et de fonctionnement du SLR1010 Uhlmann Solarelectronic GmbH

Tout au long de la période de monitoring, la tension de la batterie n'est jamais tombée en dessous de la tension de déconnexion des charges. La plus faible tension enregistrée pour la batterie est en réalité de 12,33 [V].



**Schéma 7.7 Moyenne mensuelle des cycles de Charge/Décharge de la Batterie enregistrées par séquences de 20 minutes**

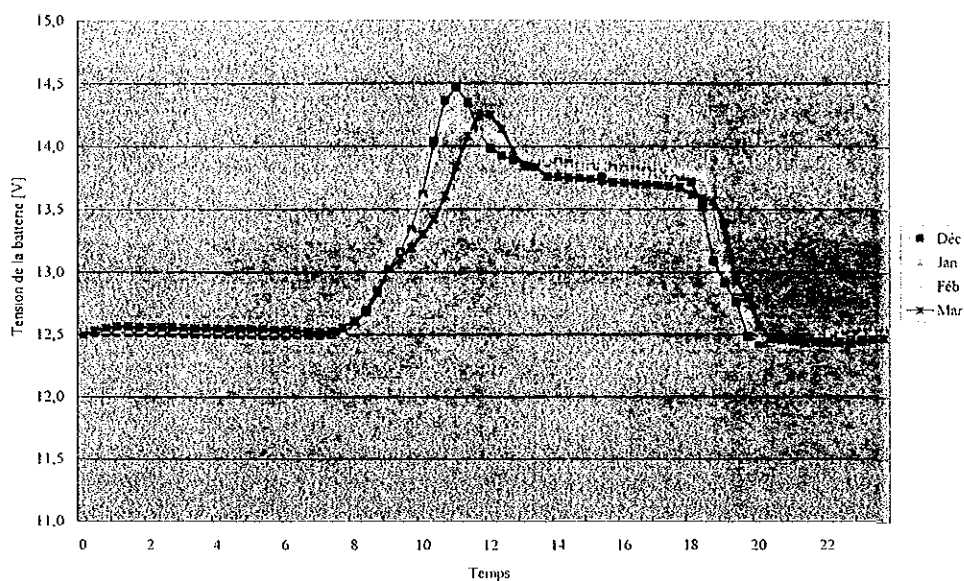


Schéma 7.8 Moyenne mensuelle des cycles de la tension de la Batterie enregistrées par heure

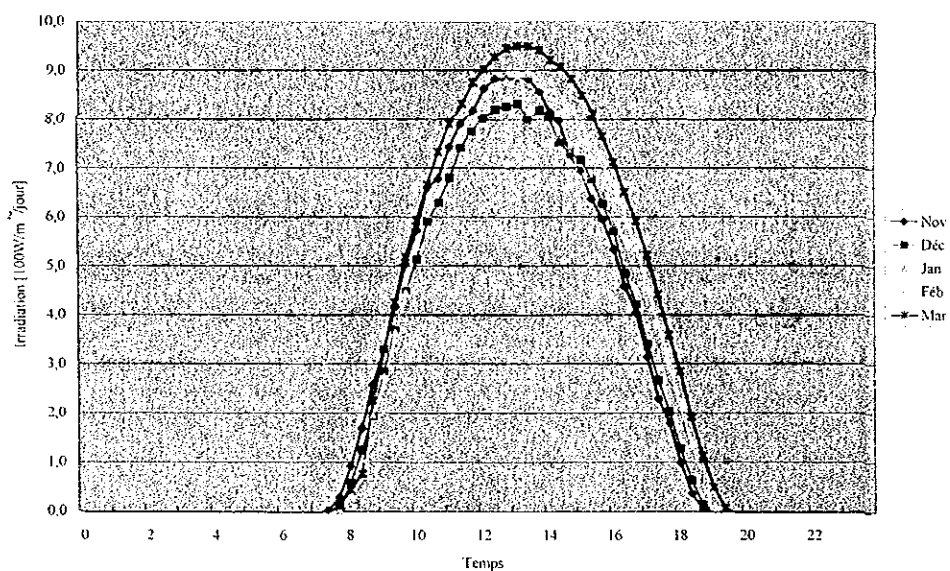


Schéma 7.9 Moyenne mensuelle d'irradiation enregistrée par séquence de 20 minutes

## (6) Conclusion

En dépit de l'irradiation suffisante, l'électricité produite par le module PV est inférieure à nos prévisions parce que la batterie n'a pas été utilisée au maximum de sa capacité. Il semblerait que jusqu'ici, l'utilisateur n'a pas encore commencé à utiliser des charges autres

que les lampes. Cependant, l'utilisateur a commencé à utiliser les lampes sur une durée plus longue à mesure qu'il s'habitue au système. Le régulateur ne régulera pas l'électricité tant que l'utilisateur n'aura pas commencé à utiliser d'autres charges telles que la télévision et la radio. Nous pensons que l'utilisateur comprendra comment fonctionne le système lorsque le régulateur commencera à réguler la charge avec l'augmentation de la consommation.