



Ministère du Pétrole et des Energies



**giz** Deutsche Gesellschaft  
für Internationale  
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

# P.E.D. Programme Energies Durables



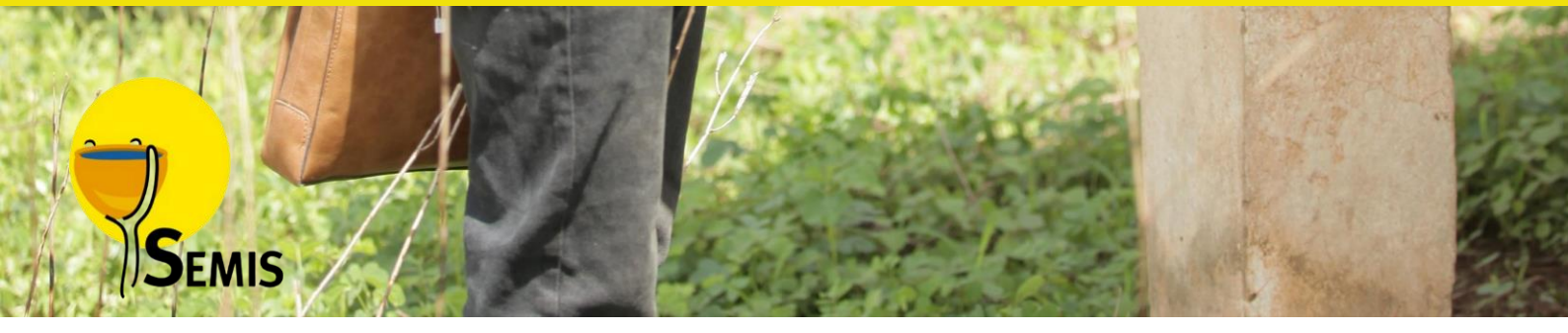
**ETAT DES LIEUX DES ERILS ET DEVELOPPEMENT DE  
PERMETTANT LA REHABILITATION DES MINI-RESEAUX EXISTANTS**

**Livrables 5 & 6**

**L5 : Recommandations et les coûts associés**

**L6 : Mécanisme de financement et de rentabilisation pérenne des  
investissements de réhabilitation et de densification des mini-réseaux**

Novembre 2020



## SOMMAIRE

<b>LISTE DES TABLEAUX</b> .....	<b>5</b>
<b>LISTE DES FIGURES</b> .....	<b>7</b>
<b>RESUME DE L'ETUDE</b> .....	<b>8</b>
<b>I. INTRODUCTION</b> .....	<b>15</b>
<b>II. PRINCIPALES HYPOTHESES POUR LA REHABILITATION ET L'EXTENSION DES ERIL EXISTANTS</b> .....	<b>16</b>
<b>2.1. Paniers d'usages contractuels</b> .....	<b>16</b>
<b>2.2. Données actualisées de la demande en électricité</b> .....	<b>16</b>
2.2.1. Usages domestiques.....	16
2.2.2. Structures communautaires .....	16
2.2.3. Usages productifs et activités génératrices de revenu (AGR) .....	17
2.2.4. Eclairage public (EP).....	17
<b>2.3. Hypothèses tenant compte de l'harmonisation des tarifs</b> .....	<b>17</b>
2.3.1. Panier d'usage à partir de l'harmonisation .....	17
2.3.2. Structures communautaires .....	17
2.3.3. Activités génératrices de revenu (AGR) .....	18
2.3.4. Eclairage public (EP).....	18
<b>2.4. Hypothèses de dimensionnement des MC</b> .....	<b>18</b>
<b>2.5. Hypothèses de réhabilitation du Génie Civil</b> .....	<b>20</b>
<b>2.6. Hypothèses sur les coûts de référence</b> .....	<b>21</b>
<b>2.7. Rappel des critères du PO</b> .....	<b>23</b>
<b>2.8. Application du PO aux villages de l'étude</b> .....	<b>23</b>
<b>2.9. Approche de modélisation, hypothèses pour une analyse économique et financière, reconstitution du compte de résultat des opérations courantes</b> .....	<b>24</b>
2.9.1. Objectifs des simulations financières et approche de modélisation.....	24
2.9.2. Présentation du modèle .....	25
2.9.3. Reconstitution du compte de résultat des opérations actuelles.....	27
<b>III. REHABILITATION ET EXTENSION DES ERILS EXISTANTS</b> .....	<b>30</b>
<b>3.1. Analyse de la demande</b> .....	<b>30</b>
3.1.1. Demande à l'intérieur du périmètre des mini-réseaux.....	30
3.1.2. Demande à l'extérieur du périmètre des mini-réseaux.....	31
3.1.2.1. Les ménages non électrifiés.....	31
3.1.2.2. Les infrastructures communautaires et forces motrices non électrifiées .....	32
<b>3.2. Plan d'investissement et de réhabilitation des MC et les coûts associés</b> .....	<b>32</b>
3.2.1. Réhabilitation des MC (Scénario 1).....	33
3.2.1.1. Remise en état des MC à l'identique (Scénario 1.1) .....	33
3.2.1.2. Remise à niveau des MC compte tenu de l'évolution de la demande (Scénario 1.2).....	35
3.2.1.2.1. Redimensionnement des MC selon le Scénario 1.2.....	35
3.2.1.2.2. Coûts de réhabilitation selon le Scénario 1.2 .....	37
3.2.1.2.3. Simulation financière pour les opérateurs selon le Scénario 1.2.....	39
3.2.2. Extension des MC (Scénario 2).....	42
3.2.2.1. Dimensionnement des MC selon le Scénario 2.....	42
3.2.2.2. Coûts d'extension des MC selon le Scénario 2 .....	44
3.2.2.3. Simulation financière pour les opérateurs selon le Scénario 2 .....	46
3.2.3. Extension du parc des MC tenant compte de l'harmonisation (Scénario 3) .....	49
3.2.3.1. Dimensionnement selon le Scénario 3 .....	49
3.2.3.2. Coûts d'extension des MC selon Scénario 3.....	51

3.2.3.3. Simulation financière pour les opérateurs selon le scénario 3.....	53
3.2.4. Evaluation du coût de raccordement des localités au réseau MT (Scénario 4).....	56
3.2.5. Simulation financière pour les opérateurs selon le scénario 4.....	57
<b>IV. SITUATION DES ERILS EXISTANTS DANS LE CADRE DU PLAN OPERATIONNEL (PO) .....</b>	<b>59</b>
<b>4.1. Impact de l'arrivée du réseau MT sur les ERIL .....</b>	<b>59</b>
4.1.1. L'impact sur le contrat ERIL .....	59
4.1.2. Reconversion de l'utilisation de la MC.....	59
<b>4.2. Options retenues pour la reconversion des MC .....</b>	<b>61</b>
4.2.1. Reconversion des MC pour des usages dédiés (Option 1) .....	61
4.2.2. Démantèlement des équipements des MC pour délocalisation (Option 2).....	64
<b>4.3. Mise en cohérence entre solution de réhabilitation court-terme et reconversion des centrales à l'arrivée de la MT .....</b>	<b>64</b>
<b>V. MISE EN OEUVRE DES ERILS DE SECONDE GENERATION .....</b>	<b>67</b>
<b>5.1. Objectifs.....</b>	<b>67</b>
<b>5.2. Stratégie.....</b>	<b>67</b>
5.2.1. Mise en cohérence des interventions.....	67
5.2.2. Cadre institutionnel.....	67
5.2.3. Cadre législatif et réglementaire.....	68
5.2.4. Planification des ERIL de seconde génération .....	69
5.2.4.1. Planification de l'attribution des MC par zone de concentration dans les CER existants .....	69
5.2.4.1.1. Processus de délégation des MC.....	69
5.2.4.1.2. Programme d'investissement associé.....	71
5.2.4.1.3. Impact du regroupement des MC par zone de concession .....	71
5.2.4.2. Les différentes étapes du cycle de projet de mise en œuvre des MC .....	72
<b>5.3. Cadre organisationnel .....</b>	<b>85</b>
5.3.1. Sur le plan technique.....	86
5.3.2. Sur la gestion de l'exploitation.....	87
<b>5.4. Promotion des usages productifs .....</b>	<b>87</b>
5.4.1. Définition .....	87
5.4.2. Nécessité d'un changement de paradigme pour les ERIL de seconde génération .....	89
5.4.3. Aménagement de l'espace villageois et gestion de la demande .....	89
<b>VI. MECANISME DE FINANCEMENT PERENNE DES INVESTISSEMENTS .....</b>	<b>92</b>
<b>6.1. Besoins à financer et facteurs d'amélioration de la viabilité économique.....</b>	<b>92</b>
<b>6.2. Ressources sectorielles mobilisables pour le financement pérenne de l'électrification rurale .....</b>	<b>93</b>
6.2.1. Projection de l'activité de la SENELEC et évaluation de la redevance d'électrification rurale ...	93
6.2.2. Produits tirés de l'exploitation des ERIL .....	93
6.2.3. Redevance tableau .....	94
6.2.4. Ressources annuelles disponibles .....	94
<b>6.3. Allocation des ressources.....</b>	<b>94</b>
<b>VII. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS.....</b>	<b>95</b>
<b>VIII. ANNEXES.....</b>	<b>97</b>
<b>8.1. Annexe 1 : Coût de la réhabilitation des MC par opérateur et par village (sénario1.2) .....</b>	<b>97</b>
<b>8.2. Annexe 2 : Coût d'extension des MC compte tenu de l'hypothèse des données actualisées (sénario2).....</b>	<b>100</b>
<b>8.3. Annexe 3 : Coût d'extension des MC compte tenu de l'harmonisation (scénario 3).....</b>	<b>105</b>
<b>8.4. Annexe 4 : Comparaison des coûts de raccordement entre MT et les autres options ....</b>	<b>109</b>

## ABREVIATIONS ET ACCRONYMES

AGR	: Activités Génératrices de Revenus
ASER	: Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale
BMZ	: Ministère fédéral allemand de la coopération économique et du développement
BT	: Basse Tension
CER	Concession d'électrification rurale ou Concessionnaire d'Electrification rurale
DH	: Direction des Hydrocarbures
DPP	Domestiques Petites Puissances)
EP	: Eclairage Public
ERD	: Electrification Rurale Décentralisée
ERIL	: Projets d'Electrification à Initiative Locale
FCFA	: Franc de la Communauté Financière d'Afrique
GE	: Groupe Electrogène
GIZ	: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit
GPV	: Générateur Photovoltaïque
GTZ	: Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit
kWc	: kilo Watt crête
MC	: Minicentrale
MPE	: Ministère du Pétrole et des Energies
MT	: Moyenne Tension
P.E.D.	: Programme Energies Durables
PO	: Plan opérationnel 2025 (électrification universelle)
PPER	: Programme Prioritaire d'Electrification Rurale
PV	: Photovoltaïque
SEMIS	: Services de l'Energie en Milieu Sahélien
SENELEC	: Société Nationale d'Electrification du Sénégal
SHS	: Solar Home System
STC	Standard Test Condition (Condition de Test Standard)
ZACAT	Zone Aménagée Communautaire d'Activités de Transformation

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Paniers d'usages contractuels.....	16
Tableau 2 : Panier d'usage à partir des données actualisées.....	16
Tableau 3 : Panier d'usages structures sociocommunitaires à partir des données actualisées.....	16
Tableau 4 : Panier d'usage AGR à partir des données actualisées.....	17
Tableau 5 : Panier d'usage EP à partir des données actualisées.....	17
Tableau 6 : Panier d'usages à partir de l'harmonisation.....	17
Tableau 7 : Panier d'usages des structures sociocommunitaires à partir de l'harmonisation.....	17
Tableau 8 : Panier d'usage des AGR à partir de l'harmonisation.....	18
Tableau 9 : Panier d'usage des EP à partir de l'harmonisation.....	18
Tableau 10 : Ensoleillement moyen annuel par région.....	18
Tableau 11 : Hypothèses coût de référence.....	21
Tableau 12 : Coût de référence raccordement MT.....	22
Tableau 13 : Coût de référence Poste transformateur MT/BT.....	23
Tableau 14 : Résultat de l'application du PO aux villages l'étude.....	23
Tableau 15 : les localités dont les MC sont maintenues.....	23
Tableau 16 : récapitulatif par opérateur des résultats de l'application du PO.....	23
Tableau 17 : Hypothèse sur les coûts de la maintenance.....	26
Tableau 18 : Coût du carburant.....	26
Tableau 19 : Hypothèses liées aux charges.....	26
Tableau 20 : Hypothèses liées aux évolutions.....	26
Tableau 21 : Montant des redevances.....	27
Tableau 22 : Compte d'exploitation reconstitué par opérateur.....	27
Tableau 23: Reconstitution Théorique Flux d'exploitation courants.....	29
Tableau 24 : Pourcentages des niveaux de service souhaités.....	31
Tableau 25 : DAP redevances mensuelles et frais d'abonnement.....	32
Tableau 26 : pourcentage des Infrastructures communautaires non électrifiées.....	32
Tableau 27 : Bordereaux des prix de la réhabilitation des MC.....	33
Tableau 28 : Redimensionnement tenant compte données actualisées des ménages et structures communautaires.....	35
Tableau 29 : Synthèse des coûts de réhabilitation par opérateur.....	37
Tableau 30 : Coût moyen par abonné et par opérateur selon scénario 1.2.....	39
Tableau 31 : Facteurs d'influences pour la simulation financière du scénario 1.2.....	39
Tableau 32 : Prix de revient et charges d'investissement.....	40
Tableau 33 : Calcul prix de vente selon scénario 1.2.....	41
Tableau 34 : Scénario Réhabilitation - Actualisation sans FM.....	41

Tableau 35 : Résultat du dimensionnement compte tenu des données actualisées des ménages, des structures communautaires et AGR avec force motrice .....	42
Tableau 36 : Synthèse des Coûts d'extension tenant compte des données actualisées .....	44
Tableau 37 : Coût moyen par abonné et par opérateur selon le scénario3.....	46
Tableau 38 : Facteurs d'influences pour la simulation financière du scénario 2.....	46
Tableau 39 : Prix de revient selon le scénario 2 et les rubriques de charges.....	47
Tableau 40 : Calcul prix de vente selon le scénario 2 .....	48
Tableau 41 : Scénario Extension - Actualisation avec FM .....	48
Tableau 42 : Résultat de dimensionnement des MC tenant compte de l'harmonisation .....	49
Tableau 43 : Synthèse des Coûts de l'extension tenant compte de l'harmonisation .....	51
Tableau 44 : Coût moyen par abonné et par opérateur selon le scénario 3.....	53
Tableau 45 : Facteurs d'influences pour la simulation financière du scénario 3.....	53
Tableau 46 : Prix de revient selon le scénario 3 et les rubriques de charges.....	54
Tableau 47 : Calcul prix de vente selon scénario 3.....	55
Tableau 48: Scénario Extension - Actualisation avec FM (harmonisation tarifaire).....	55
Tableau 49 : Synthèse des coûts de raccordement entre MT et les autres options de MC.....	56
Tableau 50 : Résultats simulation financière raccordement au réseau MT .....	57
Tableau 51: Problématiques posées par les équipements des MC des villages raccordés au réseau MT (Avantages et inconvénients).....	60
Tableau 52 : Puissances des centrales des scenarii de réhabilitation VS puissances requises pour les usages dédiés.....	64
Tableau 53 : Synthèse des scenarii de réhabilitation .....	66
Tableau 54: Répartition des MC par concessionnaire.....	69
Tableau 55: Répartition des MC par zone et par concessionnaire.....	70
Tableau 56: Investissement des ERILs de seconde génération.....	71
Tableau 57 : impact du regroupement des MC par zone de concession .....	71
Tableau 58 : Mode de financement Public .....	74
Tableau 59 : Investissement Public-Privé .....	77
Tableau 60 : Investissement Privé .....	80
Tableau 61 : Taille de marché et investissement par CER .....	92
Tableau 62 : Charges d'amortissement et excédent d'exploitation .....	93
Tableau 63 : Allocation des ressources .....	94

## **LISTE DES FIGURES**

Figure 1 : Evolution souhaitée des niveaux de services.....	31
Figure 2: Répartition des coûts de Réhabilitation par équipement.....	35
Figure 3 : Part relative de chaque rubrique dans la structure des coûts de réhabilitation .....	38
Figure 4 : Coût moyen de réhabilitation par centrale et par opérateur .....	38
Figure 5 : Part relative de chaque rubrique dans la structure des coûts d'extension .....	45
Figure 6 : Coût moyen par MC et par opérateur.....	45
Figure 7 : Part relative de chaque rubrique dans la structure des coûts d'extension .....	52
Figure 8 : Coût moyen par MC et par opérateur.....	52
Figure 9 : Coûts en FCFA des différents composants d'une MC dédiée.....	62
Figure 10: Carte de découpage des ERIL PO-ERSEN .....	70
Figure 11: Répartition des investissements de seconde génération par rubrique (PO) .....	71
Figure 12 : Cycle d'un projet ERIL pour un financement public des MC .....	73
Figure 13 : Un modèle de ZACAT .....	90



## RESUME DE L'ETUDE

**Le chapitre 1 est consacré à l'introduction du rapport et à la description du contexte de l'étude. Il rappelle en outre que le présent rapport est une fusion des livrables 5 et 6 et fait suite à l'analyse des principales difficultés rencontrées dans la pérennisation des mini-réseaux. Il a pour objectif de dégager les recommandations du consultant par rapport aux difficultés évoquées dans le livrable 4, et aux coûts associés.**

**Le chapitre 2** pose les principales hypothèses pour la réhabilitation et l'extension des ERIL. Celles-ci concernent les paniers d'usage (segmentation de la demande électrique domestique), les formules utilisées pour le dimensionnement, les données de base pour la réhabilitation du Génie Civil et les coûts de référence utilisés pour déterminer les investissements associés à chaque scénario de réhabilitation ou d'extension. Il s'agit notamment des données de base sur les paniers d'usage et les données actualisées de la demande en électricité. Les formules de calcul du dimensionnement sont rappelées dans ce chapitre. Pour l'évaluation des investissements de réhabilitation des travaux de génie civil, les spécifications de types de travaux sont proposées. Les coûts de référence sur les équipements sont donnés pour servir de base de calcul des montants d'investissement. Les valeurs utilisées sont tirées des données du PO.

L'approche de modélisation, les hypothèses pour l'analyse économique et financière ainsi que la reconstitution du compte de résultat des opérations courantes sont présentées dans ce chapitre. Conformément aux termes de référence, l'objectif des simulations financières est d'établir les conditions de viabilité économique et financière de l'exploitation des minicentrales et de fournir des éléments de comparaison des scénarios et options identifiés et enfin de proposer toute optimisation possible. Compte tenu du déficit de données comptables et financières d'exploitation rassemblées lors de la phase de collecte et de leur niveau de fiabilité insatisfaisant mentionnés dans le rapport de collecte de données, une approche séquentielle de modélisation en cinq (5) étapes, a été adoptée.

Le modèle financier est de type « projections en cash-flow » sous MS Excel. Pour les besoins de l'analyse comparative, les simulations portent sur une fenêtre temporelle de 10 ans, en conformité avec les durées classiques d'affermage de ce type. Elle pourrait cependant être calée sur une autre durée prédéterminée par l'autorité sectorielle ou le régulateur. Les principales variables indépendantes (intrants) impactant la marge brute de l'opérateur sont :

- La tarification. Les tarifs observés sur le terrain sont utilisés comme hypothèses pour l'étape 4 décrite ci-avant lors des simulations de reconstitution du compte de résultat des opérations courantes. Les tarifs peuvent ensuite être modifiés pour la définition des conditions de viabilité économique et financière des scénarios envisagés.
- La structure des niveaux de service. De façon analogue, la segmentation observée et les définitions contractuelles de service sont reprises dans les hypothèses du modèle.
- Le système de prépaiement généralisé. Il n'est pas pris en compte dans la reconstitution des flux d'exploitation actuels car le système n'est pas actuellement mis en œuvre. Mais il est paramétré pour les simulations de scénarios d'évolution.
- L'architecture logistique et l'organisation pour la gestion du service. Elles sont reflétées par le coût de personnel et les moyens de gestion pour l'opérateur.

Le modèle donne en sortie pour l'opérateur :

- Le résultat d'exploitation ;
- L'efficacité de la gestion de l'opérateur, notamment le ratio d'énergie vendue/charges de personnel
- Les volumes de compensations nécessaires dans le cadre de l'harmonisation tarifaire.

Comme principe de base, il est retenu que les investissements de réhabilitation et/ou remise à niveau devraient être pris en charge entièrement par l'Etat avec le soutien de ses partenaires. Tous les



investissements d'exploitation et de gestion devraient être pris en charge par les opérateurs, y compris les systèmes de prépaiement, avec une possibilité de préfinancement par des établissements financiers partenaires, avec l'aval de l'Etat au travers du mécanisme financier proposé.

Toutes les hypothèses liées aux coûts de maintenance des équipements et des installations, à la fiscalité et aux taux de redevances sont également proposées dans ce chapitre. Cette approche a permis de reconstituer le compte de résultat des opérations actuelles par opérateur. Les résultats affichés confirment que l'exploitation des six opérateurs étudiés est potentiellement excédentaire, à l'exclusion de la prise en compte de toute charge d'amortissement d'actifs pour le dépannage, la mise à niveau ou le renouvellement, non actuellement comptabilisée. Il faut également noter que cette rentabilité affichée est très précaire (avec une valeur médiane du ratio résultat brut/revenus de 5% seulement), exposant les opérateurs, d'une année à l'autre, à des situations de déficit pour tout imprévu ou impair dans la gestion du service. Mais si ces résultats positifs constituent un point de départ encourageant pour bâtir un modèle d'exploitation viable, nous devons noter toutefois que l'excédent de trésorerie généré, est trop faible pour couvrir de grosses charges de dépannage, de remise en état ou de mise à niveau, et de renouvellement, autant d'interventions nécessaires à la pérennisation du service. L'analyse des scénarios futurs projetés, ainsi que la proposition du mécanisme financier présenté au chapitre VII, ont été faites tenant compte de ces éléments.

**Le Chapitre 3** traite de la réhabilitation des MC et de l'extension de leur capacité ainsi que des coûts associés. Il porte également sur des investissements de réhabilitation à partir de différents cas de figure afin d'offrir plusieurs scénarios d'installation de futures minicentrales, à court, moyen et long terme. On a procédé dans un premier temps à l'analyse de la demande qui constitue un préalable permettant de redimensionner la réhabilitation, puis à celle de la demande à l'intérieur et à l'extérieur du périmètre des mini-réseaux électriques. A l'intérieur du périmètre, on traite la demande actuelle des abonnés et la demande additionnelle exprimée par ceux qui parmi eux souhaitent passer à un niveau de service supérieur. On traite également les redevances mensuelles et les frais d'abonnement, qu'ils sont disposés à payer en contrepartie du changement de niveau. L'enquête fait ressortir le souhait de plusieurs usagers de passer à un niveau de service supérieur. Le pourcentage des usagers de niveau 4 qui est de 19% dans la structure actuelle, passe à 59% si l'on tient compte des souhaits exprimés. Ceux qui ont opté pour un niveau supérieur au niveau 4 et que l'on a désigné par N4+, correspondent à des abonnés qui souhaitent développer des activités professionnelles (Boulangerie, tailleur, menuiserie métallique). A l'extérieur du périmètre on constate que :

- les ménages non électrifiés ayant opté pour le niveau 4 représentent 55% du total. Les dispositions à payer les redevances mensuelles, de N1 à N4, varient entre 3 000 FCFA et 13 382 FCFA, tandis que les dispositions à payer les frais d'abonnement de N1 à N4, varient entre 18 901 FCFA et 44 903 FCFA. Dans l'ensemble, on constate que l'intérêt suscité par le niveau 4 chez les ménages est manifeste : 59% de souhaits pour les abonnés actuels (15% à la mise en place des MC) et 55% de souhaits chez les ménages actuellement non électrifiés.
- Pour les infrastructures communautaires, on constate que les deux maisons communautaires et l'église identifiées ne sont pas électrifiées par la MC. 67% des structures de santé et 83% des écoles recensées ne sont pas électrifiées non plus par la MC, alors que la présence de ces structures constituait un critère pour le choix des localités de l'ERIL.
- Les forces motrices n'ont pas été prises en compte lors de l'électrification des villages. Par conséquent, elles ne sont pas électrifiées par la MC. Elles sont constituées pour l'essentiel de moulins (27%) et de tailleurs (54%).

**Pour la réhabilitation, deux cas de figure (scénario 1 et scénario 2) ont été analysés :**

**Scénario 1.1 (première variante du scénario 1) :** Réhabilitation en l'état (cadre contractuel actuel) : il s'agit de réhabiliter la centrale en procédant au remplacement à l'identique des équipements. La

puissance de la centrale reste inchangée. Les conditions contractuelles initiales seront maintenues : alimentation des usages domestiques et des infrastructures communautaires. Le service électrique est assuré pour 6 heures par jour. Les coûts associés à la réhabilitation s'élèvent à **910 025 325 FCFA**.

**Scénario 1.2 (deuxième variante du scénario 1)** : Il s'agit d'une réhabilitation prenant en compte la demande domestique actualisée avec un service électrique continu 24h/24. Cette option procède d'un redimensionnement de la centrale en considérant les hypothèses de la segmentation de la demande obtenue sur l'échantillon d'enquête. Cette option correspond à une amélioration du service électrique domestique sans prise en compte des activités productives. Lors des enquêtes socioéconomiques, des ménages électrifiés ont exprimé le besoin de passer à un niveau de service supérieur, tandis que pour les ménages et les infrastructures non électrifiés, il est apparu de nouveaux besoins de raccordement au réseau électrique. Pour prendre en compte ces nouvelles demandes exprimées à l'intérieur du périmètre des réseaux électriques, les investissements et les coûts associés au redimensionnement s'élèvent à **10 401 259 060 FCFA**. **L'analyse financière conduit à un prix de revient de 622 FCFA/kWh.**

L'extension des mini-réseaux à l'extérieur du périmètre des réseaux électriques a nécessité le redimensionnement des MC en prenant en compte les usages domestiques, communautaires et productifs. Cette extension sera étudiée avec deux variantes en considérant la demande actualisée et l'harmonisation (scénario 2 et scénario 3).

**Scénario 2** : Extension des MC tenant compte des données actualisées et de l'évolution de la demande (domestiques, sociocommunautaires, forces motrices et service 24h). Les coûts associés tenant compte des données actualisées s'élèvent à **14 352 120 361 FCFA**. **L'analyse financière conduit à un prix de revient de 159 FCFA/kWh.**

**Scénario 3** : Extension tenant compte de l'harmonisation (énergétique sur la base du DPP et tarifaire) et l'évolution de l'actualisation de la demande des (ménages, infrastructures sociocommunautaires, forces motrices) pour un service continu 24h/24. Pour la même évolution de la demande, et en considérant l'harmonisation, les investissements nécessaires à la réhabilitation s'élèvent à **22 271 910 578 FCFA**. **L'analyse financière conduit à un prix de revient de 126 FCFA/kWh.**

L'application du PO sur la situation des MC, implique une estimation des coûts de raccordement au réseau MT pour une étude comparative avec ceux de l'extension des MC (scénario 4).

**Scénario 4** : A titre de comparaison avec les investissements de réhabilitation, il a été procédé à une estimation des coûts de raccordement au réseau MT. Les coûts associés selon le scénario 2 et le scénario 3 s'élèvent respectivement à **5 939 626 800 FCFA** et **5 954 506 800**. **L'analyse financière conduit à une viabilité économique équivalente pour les deux cas précédemment étudiés – à savoir l'extension des MC avec données actualisées et l'extension des MC dans les conditions de l'harmonisation tarifaire – sur la base d'un tarif d'achat en gros SENELEC plafonné à 93 FCFA/kWh.**

**La simulation financière pour les opérateurs selon le Scénario 1.2** est effectuée en utilisant les hypothèses issues des paniers d'usages des données actualisées sans force motrice et des hypothèses d'investissement précédemment définies. La demande actualisée n'intègre que des ménages et des infrastructures sociocommunautaires, pour un service continu de 24 heures.

Ainsi, nous obtenons un prix de revient de 622 FCFA/kWh formé par les différentes rubriques de charges détaillées. Ce prix de revient tient compte des charges de renouvellement des investissements de production, de distribution et de comptage. Il permet ainsi d'assurer la pérennité du service. Ces charges de renouvellement représentent à elles seules près de deux tiers des charges comptabilisées – 64% exactement. Sur la base du prix de revient précédemment calculé, un prix de vente est proposé. Il inclut la marge de l'opérateur, soit : 20% des charges totales hors renouvellement d'actifs. Il en résulte un prix de vente moyen de 747 FCFA/kWh, qui est comparé au tarif de référence harmonisé de 91 FCFA/kWh

fixé par l'Etat. Ce qui conduit un déficit de 656 FCFA/kWh qui devra faire l'objet d'une compensation tarifaire de 182 959 FCFA/an/abonné que l'Etat devra verser.

**La simulation financière pour les opérateurs selon le Scénario 2** est effectuée en utilisant les hypothèses issues des paniers d'usages des données actualisées et des hypothèses d'investissement précédemment définies. La demande actualisée intègre des ménages, des infrastructures sociocommunautaires et des activités génératrices de revenus (AGR) avec forces motrices (forage, moulin, menuiserie), pour un service continu de 24 heures.

Ainsi, nous obtenons un prix de revient de 159 FCFA/kWh formé par les différentes rubriques de charges détaillées. Ce prix de revient tient compte des charges d'amortissement des investissements de production, de distribution et de comptage. Il permet ainsi d'assurer la pérennité du service. Ces charges d'amortissements représentent à elles seules plus de la moitié des charges comptabilisées – 54% exactement. Sur la base du prix de revient précédemment calculé, un prix de vente est proposé. Il inclut la marge de l'opérateur, soit : 20% des charges totales hors amortissements d'actifs. Il en résulte un prix de vente moyen de 190 FCFA/kWh, qui est comparé au tarif de référence harmonisé de 91 FCFA/kWh fixé par l'Etat. Ce qui conduit un déficit de 99 FCFA/kWh qui devra faire l'objet d'une compensation tarifaire de 90 051 FCFA/an/abonné que l'Etat devra verser.

**La simulation financière pour les opérateurs selon le scénario 3** est effectuée en utilisant les hypothèses de l'harmonisation tarifaire et des hypothèses d'investissement précédemment définies pour ce scénario particulier. La demande actualisée intègre des ménages, des infrastructures sociocommunautaires et des activités génératrices de revenus (AGR) avec forces motrices (forage, moulin, menuiserie), pour un service continu de 24 heures d'un niveau plus élevé que celui du précédent scénario. Comme résultat, nous obtenons le prix de revient de 126 FCFA/kWh formé par les différentes rubriques de charges détaillées. Ce prix de revient tient compte des charges d'amortissement des investissements de production, de distribution et de comptage. Il permet ainsi d'assurer la pérennité du service. Ces charges d'amortissements représentent à elles seules 62% des charges comptabilisées.

**La simulation financière pour les opérateurs selon le scénario 4** est effectuée simultanément pour les deux variantes précédentes, à savoir : avec les hypothèses de demande actualisée et avec celles de l'harmonisation tarifaire. La demande actualisée intègre des ménages, des infrastructures sociocommunautaires et des activités génératrices de revenus (AGR) avec forces motrices (forage, moulin, menuiserie), pour un service continu de 24 heures. En résultat, les simulations s'appuient sur un prix plafond d'achat de la SENELEC de 93 FCFA/kWh à partir duquel les résultats d'exploitation comparables sont retrouvés pour les cas étudiés. Donc même si le niveau d'investissement initial requis est sensiblement plus faible dans le cas du raccordement au réseau MT, les conditions de viabilité économique et financière du service ne pourraient être assurées dans un prix d'achat en gros de l'énergie SENELEC relativement faible.

Le **Chapitre 4** fait l'analyse de la situation des MC dans le cadre de la mise en œuvre du PO. En effet, la mise en œuvre du PO dans le cadre du programme SE4ALL 2025, va avoir un impact majeur sur la configuration de l'électrification rurale au Sénégal. L'extension des réseaux MT vers toutes les localités de population supérieure à 1000 habitants, retenue comme une orientation forte dans le cadre du PO, et la mise en place des CER sur l'ensemble du territoire, amènent à envisager la reconversion des MC situées dans les localités visées par les extensions de réseaux MT. Cette nouvelle donne aura deux effets : (i)- un impact sur le contrat de l'opérateur ERIL pour chaque localité raccordée sur MT ; (ii)- La reconversion de l'utilisation de la MC concernée. Dès que l'extension du réseau MT dans une localité disposant d'une MC gérée par un opérateur ERIL est faite par le Concessionnaire de la zone où est située la MC, deux possibilités sont définies dans le contrat d'ERIL :

- **Première option** : Une rétrocession de l'ERIL au Concessionnaire, suivant l'Article 15 du contrat d'ERIL ;

- **Deuxième option** : Le concessionnaire n'est pas intéressé par la reprise de l'activité. Dans ce cas de figure, l'opérateur maintient les activités de production, de distribution et de commercialisation de l'électricité auquel cas sa licence ou son autorisation est maintenue jusqu'à la fin du contrat en cours de validité.

Quelle que soit l'évolution contractuelle de la gestion des MC situées dans les villages qui seront raccordés au réseau MT, une reconversion de leur mode d'utilisation est à examiner. A cet effet, des possibilités de reconversion qui s'offrent à chacune d'elles, avec les avantages et les inconvénients, ont été identifiées. Après avoir procédé à l'analyse de ces avantages et de ces inconvénients, et des possibilités de reconversion des équipements des MC dans les villages raccordés au réseau MT, deux options ont été retenues pour une analyse approfondie : (i)- **reconversion des MC pour des usages dédiés** ; (ii) - **démantèlement pour délocalisation des MC**.

**Le Chapitre 5** développe la mise en œuvre des ERIL de seconde génération en partant du principe que le PO constitue un cadre de référence et en même temps une opportunité pour asseoir une cohérence globale de l'électrification rurale au Sénégal, grâce à la possibilité de prise en charge des mini-réseaux par regroupement dans les périmètres des CER. Ce chapitre propose la mise en œuvre des ERIL de seconde génération en cohérence avec le programme d'accès universel 2025 défini par le PO et le cadre global des Concessions d'électrification rurale à travers une stratégie qui va reposer sur : (i) -Une mise en cohérence des interventions - (ii) Un cadre institutionnel amélioré -(iii) Un cadre législatif et réglementaire revu -(iv) Une planification conforme au PO - (v) Une mise en œuvre suivant les étapes-clés du cycle de projet d'ERD avec des MC.

Les ERIL de seconde génération peuvent être définis comme des « Projets d'électrification rurale décentralisée (ERD), mettant en œuvre des solutions techniques d'électrification à partir de sources d'énergies renouvelables ou hybrides raccordées à un réseau de distribution BT qui alimente des consommateurs domestiques, des usages productifs et des infrastructures communautaires avec une puissance nette fournie, ne dépassant pas 1 MW par site ». Ces projets ERD peuvent couvrir une ou plusieurs localités dont le raccordement au réseau MT par le programme d'investissement du PO SE4ALL 2025, n'a pas été prévu.

Des recommandations pour la mise en place de cette stratégie :

- Associer les Concessionnaires d'Electrification au processus de mise en œuvre des MC à l'intérieur de leur périmètre dès la phase de conception du projet de MC et ce, jusqu'à la mise service des MC.
- Dans le cas d'une attribution à un opérateur ERIL par appel d'offre, seuls les opérateurs ERIL actuels, qui bénéficient d'une expérience doivent participer à l'appel d'offre pour la gestion des MC.
- Lever la limitation à 200 du nombre maximum de ménages par ERIL.
- Revoir la dénomination de l'ERIL en le considérant comme un projet d'électrification rurale décentralisé relatif à la mise en œuvre de minicentrales hors réseau.

En termes de planification, les recommandations portent ainsi sur deux principes de base dont l'application va assurer plus de cohérence et une pérennisation de la gestion des MC, il s'agit de : (i) La planification de l'attribution des MC par zone de concentration dans les CER existants -(ii) La mise en œuvre des MC suivant un cycle de projet adapté au contexte actuel des projets ERD. *L'impact positif du regroupement par zone de concentration va se traduire pour tous les opérateurs à l'exception d'ENCO, par une baisse du tarif en-deçà de 91 FCFA/kWh, libérant donc l'Etat de toute contrainte de compensation potentielle.*

Il est proposé une démarche unifiée de mise en œuvre respectant un cycle de projet qui met en exergue une synergie entre les différents acteurs (projets, programmes, ASER, Concessionnaires, etc.) tout au long du cycle du projet. La promotion des usages productifs devra être au cœur de ce nouveau dispositif. Il est proposé un changement de paradigme en alliant l'arrivée de l'électricité avec le développement des AGR accompagné d'une stratégie d'aménagement de l'espace villageois avec la création de zones

communautaires d'activités de transformation (ZACAT). Il s'agit dans chaque village, de réaliser un espace aménagé constitué de 2 à 3 magasins dans une enceinte commune pouvant abriter des ateliers de mouture ou des ateliers de menuiserie métallique. La ZACAT offre les avantages suivants :

- Création d'une ligne électrique dédiée à la ZACAT : gestion des appels de puissance sur cette ligne
- Possibilité d'organiser les heures d'ouverture et de fermeture des ateliers de la ZACAT
- Possibilité de revenus avec la location des espaces d'atelier
- Réduction des bruits de moteurs dans le village

L'ensemble des scénarios financiers étudiés dans ce rapport et fournis en simulation dans les bases de données Excel est résumé dans la table ci-dessous :

Numéro de scénario	Nom du scénario	Table de simulation correspondante
1.1	Scénario de réhabilitation en l'état (cadre contractuel initial)	Pas de simulation car scénario jugé non pertinent
1.2	Scénario réhabilitation demande domestique actualisée 24h/24 Financement Public	BP ERIL-scenarii invest. public
1.2	Scénario réhabilitation demande domestique actualisée 24h/24 Financement Privé	BP ERIL-scenarii invest. privé
2	Scénario réhabilitation demande actualisée 24h/24 et AGRs Financement Public	BP ERIL-scenarii invest. public
2	Scénario réhabilitation demande actualisée 24h/24 et AGRs Financement Privé	BP ERIL-scenarii invest. privé
3	Scénario réhabilitation demande actualisée 24h/24 et AGRs avec harmonisation tarifaire Financement Public	BP ERIL-scenarii invest. public
3	Scénario réhabilitation demande actualisée 24h/24 et AGRs avec harmonisation tarifaire Financement Privé	BP ERIL-scenarii invest. privé
4	Scénario raccordement MT	BP ERIL-scenarii raccord. MT
4	Scénario raccordement MT avec harmonisation	BP ERIL-scenarii raccord. MT
5	Scénario reconversion AGR Financement public	BP ERIL-scenarii invest. public
5	Scénario reconversion AGR Financement privé	BP ERIL-scenarii invest. privé

**Le chapitre 6** traite du mécanisme de financement des investissements. Sur la base des améliorations et les optimisations formulées pour un service de l'électricité économiquement viable, un mécanisme financier doit permettre d'assurer le financement pérenne des investissements nécessaires au déploiement des services. Ce mécanisme financier aura également pour objectif fort de mobiliser le financement privé dans l'esprit de la loi 98. Le mécanisme financier est bâti sur les simulations du *scénario 3 – correspondant à « extension harmonisation » étudié au chapitre 4.2.3.1*. Il propose les conditions de réalisation et de pérennisation des investissements prévus pour un service durable.

Pour ce qui concerne les besoins financiers et les facteurs d'amélioration de la viabilité économique, la modélisation de l'exploitation conduit aux conclusions suivantes :

- Le coût de revient moyen du service d'électricité s'élève à 173 272 FCFA/usager/an (62% charges d'amortissements, 13% charges de personnel, et 9% achats d'énergie)
- Avec un niveau de consommation moyen de 1 000 et 11 801 KWh/an, respectivement pour les abonnés basse tension et force motrice, le prix de revient de l'électricité distribuée s'élève en moyenne à 126 FCFA/kWh.

En se basant sur un tarif de référence harmonisé de 91 FCFA/kWh fixé par l'Etat, on constate un déficit de 60 FCFA/kWh. Il fera pour l'objet d'une compensation tarifaire que l'Etat versera aux opérateurs selon un mécanisme d'harmonisation tarifaire à mettre en place en dehors du cadre de la présente étude. Pour l'année 2023, le volume de compensation est estimé à 2,3 milliards FCFA. Il serait naturel, à l'instar de l'extension du réseau électrique ou de l'adduction d'eau potable, que l'investissement initial soit pris en charge par l'Etat. Il resterait néanmoins à relever le défi de la pérennité du service par l'organisation de la couverture des charges d'entretien, de la mise à niveau ou du renouvellement des actifs en question.

### **Ressources sectorielles mobilisables pour le financement pérenne de l'électrification rurale**

Il est proposé la mise en place d'un fonds ERIL d'environ 4 milliards annuels combinant l'ensemble des ressources ERIL. Il financera toutes les opérations de remise en état, de mise à niveau et de renouvellement des équipements à concurrence des dotations pour chaque site. Il servira également de levier important à l'investissement privé avec une couverture partielle du risque (50%) et une bonification du taux d'emprunt à hauteur de la rémunération des fonds (5%) ; notamment pour les extensions futures. Ce fonds sera mis en place à la Caisse des Dépôts et des Consignations.

## I. INTRODUCTION

Le programme sénégalais-allemand P.E.D. « Programme Energies Durables » est placé sous la tutelle technique du Ministère du Pétrole et des Énergies (M.P.E). Il a comme objectif global l'amélioration des « conditions pour la mise en œuvre de services énergétiques durables et favorables à la protection climatique ».

La Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) appuie l'Etat du Sénégal dans le cadre du P.E.D. pour le compte du Ministère fédéral allemand de la coopération économique et du développement (BMZ). La durée du P.E.D. est de quatre (4) ans (2017-2020). Le programme comporte 5 volets, dont un dédié à l'électrification rurale. A travers la mise en œuvre de ce volet, le P.E.D. s'est engagé à apporter son appui (conseil et accompagnement technique) à l'ASER pour l'élaboration d'éléments de processus afin de minimaliser les contraintes susceptibles d'entraver une diffusion commercialisée des mini-réseaux électriques isolés.

Dans le cadre des interventions dans l'électrification rurale, initiées par l'ASER et ses partenaires techniques et financiers, plusieurs projets et programmes ont été mis en œuvre sous la forme de Projets d'électrification rurale d'initiative locale (ERIL). On peut ainsi citer :

- Les projets ERSEN1 et ERSEN2, entre 2004 et 2017 qui ont permis la réalisation de 96 mini-centrales hybrides (solaires, diesel) alimentant des réseaux BT et gérées par des opérateurs privés ;
- Les projets et programmes : CERKTK/BID ; DETTE ESP1/BID ; DETTE ESP1/INDE PHASE 2 ; ECREEE DPER SE ; ECREEE DPER SE/BID ; OSMYNA/BID ; PASE BEI ; UE FACILITY2, PUDC) coordonnés et/ou supervisés par l'ASER couvrant un nombre important de mini-centrales hybrides.

C'est dans ce contexte que le P.E.D., en synergie avec des parties prenantes, a lancé cette étude (qui s'inscrit dans la perspective de la réalisation du programme d'accès universel à l'horizon 2025) en vue de capitaliser sur la riche expérience tant sur le plan technique, économique, financier et socioéconomique de la mise en œuvre des mini-réseaux au Sénégal depuis plus d'une décennie.

Le présent rapport qui regroupe les cinquième et sixième livrable fait suite au rapport d'analyse des principales difficultés rencontrées dans la pérennisation des mini-réseaux. **Il en est attendu d'une part des recommandations du consultant pour résorber ces difficultés et d'autre part les coûts associés a pour objectif de dégager les recommandations du consultant par rapport à ces difficultés et les coûts associés.**

Il définit également un mécanisme de financement et de rentabilisation pérenne des investissements de réhabilitation et de densification des mini-réseaux.



## II. PRINCIPALES HYPOTHESES POUR LA REHABILITATION ET L'EXTENSION DES ERIL EXISTANTS

Ces hypothèses concernent les paniers d'usage (segmentation de la demande électrique domestique), les formules utilisées pour le dimensionnement, les données de base pour la réhabilitation du Génie Civil et les coûts de référence utilisés pour déterminer les investissements associés à chaque scénario de réhabilitation ou extension des MC existants traités dans le cadre du livrable 2 « état des lieux ».

### 2.1. Paniers d'usages contractuels

Il s'agit d'une première hypothèse conservatrice qui consiste à considérer pour les usages domestiques les niveaux de puissance et d'énergie (paniers d'usage) contractuels. Ce sont les données qui avaient été utilisées pour le dimensionnement initial des MC. Le cahier des charges actuel des opérateurs est basé sur ces données :

Tableau 1 : Paniers d'usages contractuels

Niveau de service	Puissance (W)	Energie (Wh/jour)
N1	50	200
N2	90	240
N3	180	540
N4	Sup. à 180	2700

Les services des infrastructures sociocommunitaires sont assimilés au niveau 2 (N2).

### 2.2. Données actualisées de la demande en électricité

Cette hypothèse est établie à partir des résultats issus de l'analyse des enquêtes dans les villages échantillons avec MC. La segmentation par niveau de service a été également déterminée à partir des résultats de l'enquête. Il s'agit donc de la configuration actuelle de la demande et des données qui suivent serviront d'entrées pour le dimensionnement et pour la réhabilitation des MC.

#### 2.2.1. Usages domestiques

Tableau 2 : Panier d'usage à partir des données actualisées

Niveau de service	Puissance (W)	Energie (Wh/j)
N1	50	180
N2	90	480
N3	180	781
N4	Sup. à 180	3181

#### 2.2.2. Structures communautaires

Les structures communautaires sont assimilées à des niveaux de service comme indiqué dans le tableau ci-dessous :

Tableau 3 : Panier d'usages structures sociocommunitaires à partir des données actualisées

Structures	Puissance (W)	Energie (Wh/j)
Ecole (équivalent à N2)	90	480
Case de santé (équivalent à N1)	50	180
Poste de santé (équivalent à N3)	180	781
Mosquée (équivalent à N2)	90	480
Maison communautaire (équivalent à N2)	90	480

### 2.2.3. Usages productifs et activités génératrices de revenu (AGR)

Tableau 4 : Panier d'usage AGR à partir des données actualisées

Equipements	Puissance (kW)	Durée utilisation (h)	Energie (kWh/j)
Moulin	4	3	12
Atelier menuiserie métallique	4	3	12
Atelier tailleur	0,4	8	3,2
Boutique	0,2	8	1,6

Nous avons retenu par village, un ratio de :

- (i) un (1) moulin pour mille (1000) habitants ;
- (ii) un (1) atelier menuiserie métallique (1000) habitants ;
- (iii) trois (3) ateliers de tailleurs par village ;
- (iv) une (1) boutique pour cinq cents (500) habitants

### 2.2.4. Eclairage public (EP)

Tableau 5 : Panier d'usage EP à partir des données actualisées

Luminaire	Puissance (W)	Durée utilisation (heures)	Energie (Wh/j)
Un EP (de type LED)	30	12	360

Nous avons retenu pour les luminaires, l'installation d'un (1) lampadaire tous les quatre-vingts (80) mètres soit toutes les deux portées (une portée = 40 m).

## 2.3. Hypothèses tenant compte de l'harmonisation des tarifs

Ce dimensionnement prend en compte l'harmonisation des tarifs déjà en vigueur dans les concessions. Il est appelé à se généraliser avec la mise en place des compteurs à prépaiement.

### 2.3.1. Panier d'usage à partir de l'harmonisation

Pour cette hypothèse, les ménages de niveau 4 (N4) seront considérés comme des usages Domestiques Petites Puissances (DPP) avec 957 W de puissance souscrite (*grille tarifaire en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> décembre 2019*). On déduira les puissances des autres niveaux de service (N1, N2, N3) en utilisant les mêmes rapports de puissance que les résultats des échantillons.

Tableau 6 : Panier d'usages à partir de l'harmonisation

Niveau de service	Puissance (W)	Energie (Wh/j)
N1	100	334
N2	239	1060
N3	290	1740
N4	957	5742

### 2.3.2. Structures communautaires

Les structures communautaires sont assimilées à des niveaux de service comme indiqué dans le tableau ci-dessous :

Tableau 7 : Panier d'usages des structures sociocommunautaires à partir de l'harmonisation

Structures	Puissance (W)	Energie (Wh/j)
Ecole ( <i>équivalent à N2</i> )	239	1060
Case de santé ( <i>équivalent à N1</i> )	100	334
Poste de santé ( <i>équivalent à N3</i> )	290	1740
Mosquée ( <i>équivalent à N2</i> )	239	1060
Maison communautaire ( <i>équivalent à N2</i> )	239	1060

### 2.3.3. Activités génératrices de revenu (AGR)

Les usages productifs avec force motrice (FM) seront des abonnés Professionnels Petites Puissances (PPP) 6 kW maximale (grille tarifaire en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> décembre 2019). Leur durée moyenne de fonctionnement est de quatre (4) heures par jour (Moulins et Menuiseries métallique) ou huit (8) heures par jour (Tailleurs et Boutiques).

Tableau 8 : Panier d'usage des AGR à partir de l'harmonisation

Equipements	Puissance (kW)	Durée utilisation (h)	Energie (kWh/j)
Moulin	6	4	24
Menuiserie métallique	6	4	24
Tailleur	0,4	8	3,2
Boutique	0,2	8	1,6

Les mêmes ratios d'AGR par village que l'hypothèse précédente ont été utilisés.

### 2.3.4. Eclairage public (EP)

Tableau 9 : Panier d'usage des EP à partir de l'harmonisation

Luminaires	Puissance (W)	Durée utilisation (heures)	Energie (Wh/j)
Un EP (de type LED)	30	12	360

Concernant les luminaires, nous avons retenu l'installation d'un (1) lampadaire tous les quatre-vingts (80) mètres soit toutes les deux portées (une portée = 40 m).

## 2.4. Hypothèses de dimensionnement des MC

Les propositions ci-après ont été considérées dans le dimensionnement des MC.

- Le dimensionnement est fait pour un service électrique continu (disponibilité 24h/24).
- Les modules utilisés sont en monocristallin ou polycristallin
- Les MC seront en pur solaire avec une autonomie de 48 h : les localités de l'échantillon dotées en centrales fonctionnant en pur solaire (Kéré et Kathiale par exemple) ont moins de problèmes de maintenance et d'exploitation
- Un ensoleillement moyen journalier sur un plan incliné à 15° SUD est également considéré par région comme indiqué dans la figure suivante :

Tableau 10 : Ensoleillement moyen annuel par région

Région	kWh/m <sup>2</sup> /jour
Fatick	5,59
Kaffrine	5,59
Kaolack	5,59
Kolda	5,78
Matam	5,42
Sédhiou	5,68
Thiès	5,83

- Générateur photovoltaïque (GPV)

Les formules standards suivantes ont été définies et utilisées pour le dimensionnement des générateurs photovoltaïques.

- o Puissance crête du GPV (dans les conditions STC)

$$P_c(W_c) = \frac{E_j \left( \frac{Wh}{j} \right) \times \left( \frac{1kW}{m^2} \right)}{Ens \left( \frac{Wh}{m^2 * j} \right) \times K1}$$

NB:  $E_j$  = demande journalière en énergie ;  
 $P_c$  = puissance crête du GPV ;  
 $Ens$  = irradiation ;  
 $K1$  = rendement (produit des rendements des onduleurs et du système de stockage)

- Productible du GPV

$$E_p (kWh/j) = [P_c (kWc) \times Ens (kWh/m^2 * j) ] / (1 kW/m^2)$$

NB:  $E_p$  = productible du GPV ;  
 $P_c$  = puissance crête du GPV ;  
 $Ens$  = irradiation.

- Contribution du GE

Les propositions suivantes ont été posées pour déterminer la contribution des groupes électrogènes.

$$E_{GE}(kWh/j) = [E_j (kWh/j)/K2 - E_p (kWh/j)] : \text{si positif,}$$

$$\text{Si non : } E_{GE}(kWh/j) = 0.$$

NB:  $E_p$  = productible du GPV ;  
 $E_{GE}$  = production journalière du GE ;  
 $E_j$  = demande journalière en énergie ;  
 $K2$  = rendement (produit des rendements de l'onduleur chargeur et du système de stockage).

- Stockage

La capacité et le nombre de batteries sont définis par les formules suivantes :

- Capacité du système de stockage ,  $C_s$ , (kWh)

$$C_s(kWh) = \frac{E_j(kWh/j) * N(j)}{b * K2}$$

NB:  $E_j$  : Consommation journalière ;  
 $b$  : Profondeur de décharge ;  
 $K2$  = rendement (produit des rendements de l'onduleur chargeur et du système de stockage) ;  
 $N$  : Autonomie désirée en jours.

- Nombre de batteries (Nb) du système de stockage

$$Nb = \frac{C_s(kWh)}{C_b(kWh)}$$

**NB :** Cs : Capacité du système de stockage ;  
Cb : Capacité d'une batterie ;  
Nb : nombre de batterie.

- Puissances des convertisseurs statiques

La puissance des onduleurs est obtenue suivant les formules ci-dessous :

- o Puissances des onduleurs chargeurs(Poch)

$$P_{chmax} = \text{puissance installée du village} * \text{Fact}$$

**NB :** FS : facteur de simultanéité ;  
Fu : facteur de d'utilisation ;  
Fact = Fs\*Fu.

P<sub>Ch</sub> = puissance maximale appelée par les charges du village.

La puissance de l'onduleur chargeur (POCh) est définie comme étant le maximum entre la puissance maximale appelée par les charges du village (PCh) et la puissance crête du GPV (P<sub>C</sub>) :

$$P_{OCh} = \text{Max} (P_{OCh} ; P_C)$$

- o Puissances des onduleurs PV,(Popv )

$$P_{OPV} = P_{GPV}$$

## 2.5. Hypothèses de réhabilitation du Génie Civil

Le génie civil concerne les parties ci-après des minicentrales :

- La clôture de l'enceinte de la minicentrale qui comprend généralement un muret de 0,5 m surmonté d'un grillage Galva sur une hauteur de 1,5 m ; un grillage accroché sur des poteaux en fer distant de 2,0 m.
- L'entrée principale de la centrale : un portail métallique avec double battant
- Les locaux techniques : un local batterie, un local onduleurs et un local GE.
- La toiture de l'ensemble du bâti qui peut être en dalle, ou en tôle (alu-zinc ou fibrociment)
- Les plots ou longrines des supports des modules qui sont en béton

Les hypothèses de réhabilitation du génie civil sont les suivantes :

### La clôture :

- o Réalisation d'un muret de 0,5 m de hauteur et des poteaux bétons de 2,0m de hauteur, espacés de 2,0m
- o Remplacement intégrale du grillage de la clôture par un grillage Galva
- o Remplacement du portail métallique

### Les locaux techniques

- o Réfection des tôles endommagées ou remplacement de la toiture en tôle par une dalle en béton
- o Réparation des ouvertures et des murs endommagés
- o Aération du local des batteries et du local des onduleurs
- o Mise en place d'un système de refroidissement du local des batteries

## Les plots ou longrines des supports des modules

Ils sont en bon état pour la plupart. Peu d'entre eux nécessitent des réparations, par ailleurs mineures.

## 2.6. Hypothèses sur les coûts de référence

Hypothèses coût de référence (Source : PO ASER-2025 et 4CER SENELEC)

Tableau 11 : Hypothèses coût de référence

Rubrique	Détails des rubriques	Unité	PU HT HD	
Equipement de production énergétique	Champ photovoltaïque	KWc	500 000	
	Onduleur chargeur	kW	415 711	
	Onduleur réseau	kW	98 374	
	Groupe électrogène 25 kVA	U	4 526 100	
	Groupe électrogène 50 kVA	U	6 252 227	
	Groupe électrogène 75 kVA	U	7 170 797	
	Groupe électrogène 100 kVA	U	10 000 000	
	Cuve de stockage carburant groupe électrogène (500 litres)	Ens	129 000	
	Cuve de stockage carburant groupe électrogène (1000 litres)	Ens	162 000	
	Batterie 2 V /3000 Ah C10 (6 kWh)	U	425 000	
	Main d'œuvre (15% du coût des équipements)	FF	15%	
	Transport sur site (5% du coût des équipements)	FF	5%	
	<b>Sous-total Equipement de production énergétique</b>			
Equipement de commande et synchronisation	Câblage et accessoire (5% du coût PV)	Ens	2%	
	Equipement de synchronisation (5% PV + Onduleur + Batterie)	Ens	5%	
	Equipement de commande & protection (5% PV + Onduleur + Batterie)	Ens	5%	
	Main d'œuvre (15% du coût des équipements)	FF	15%	
	Transport sur site (5% du coût des équipements)	FF	5%	
<b>Sous-total Equipement de commande et synchronisation</b>				
Génie Civil	Local technique type 1 (mur agglo 20x20x40, toiture en fibrociment)	m2	150 000	
	Local technique type 2 (mur agglo 20x20x40, toiture en fibrociment)	m2	150 000	
	Local gardien + toilette (mur agglo 15x20x40, toiture en fibrociment)	m2	150 000	
	Structure Support Modules	Ens.kWc	264 000	
	Bloc Fondation support modules (longrine béton dosé 3500 kg/m2)	Ens.kWc	75 000	
	Mur de clôture (agglo 15x20x40 hauteur 1,8 m)	MI	15 000	
	Main d'œuvre (15% du coût des équipements)	FF	15%	
	Transport sur site (5% du coût des équipements)	FF	5%	
<b>Sous-total Génie Civil</b>				
Réseau BT	Etat des lieux, Etude de réseau & établissement des plans	ff	431 980	
	Piquetage du réseau	ml	67	
	Poteau Béton 9 AR 150 (alignement)	u	98 706	
	Poteau Béton 9 AR 400 (angle)	u	158 696	
	Poteau Béton 9 AR 650 (arrêt)	u	189 784	
	Poteau Béton 10 B 1250 (remonté câble)	u	417 356	
	Câble préassemblé 3x70+54,6+25	ml	2 622	
	Câble préassemblé 3x35+54,6+16	ml	1 701	
	Ens. suspension 54-14	u	4 108	
	Ens. ancrage simple 54-10	u	6 090	
	Ens. ancrage double 54-10	u	12 637	
	Lanterne EPA 125	u	49 493	
	Mise à la terre du neutre	u	41 547	
	Accessoires de raccordement et divers	ens.	281 720	
	<b>Sous-total Réseau BT</b>			
		Pince d'ancrage	u	500

Rubrique	Détails des rubriques	Unité	PU HT HD
<b>Branchements BT</b>	Connecteurs de branchement pour monophasé	u	1400
	Connecteurs de branchement pour triphasé	u	2028
	Câble de Branchement PA 2x16 mm <sup>2</sup> (monophasé)	mL	400
	Câble de Branchement PA 4x16 mm <sup>2</sup> (triphasé)	mL	1984
	Potelet 4 m Acier Galvanisé de 45 X 45	u	13225
	Queue de Cochon	u	1200
	Tube PVC Ø 25 mm	mL	300
	Coude PVC Ø 25 mm	u	500
	Collier Atlas simple	u	300
	Bride de scellement	u	800
	Coffret comptage monophasé	u	8000
	Coffret comptage triphasé	u	15000
	Compteur monophasé	u	14000
	Compteur triphasé	u	43621
	Main d'œuvre	ff	3000
<b>Sous-total Branchements BT</b>			
<b>Installations intérieures</b>	Disjoncteur Monophasé Bipolaire 5 - 15 A	u	17 240
	Câble U 1000 RO2V 2x1,5mm <sup>2</sup>	mL	350
	Câble U 1000 RO2V 2x2,5mm <sup>2</sup>	mL	550
	Interrupteurs simple Allumage	u	1 200
	Douilles	u	1 000
	Lampe LED 5 W	u	2 000
	Pater en bois	u	500
	Prise de Courant	u	1 000
	Boite de dérivation	u	1 200
	Accessoires divers (Colliers, attaches, chevilles, etc )	Ens.	5 000
	Main d'œuvre	ff	15 000
<b>Sous-total installations intérieures</b>			

### Coût de référence raccordement MT

Tableau 12 : Coût de référence raccordement MT

Rubrique	Détails des rubriques	Unité	PU HT HD	Quantité
<b>Alimentation MT</b>	Plan itinéraire, profil en long et plan de récolement	km	712 906	1
	Travaux de piquetage	km	262 300	1
	Poteau béton Simple B-1250 12m	u	491 809	2
	Poteau béton Simple AR-400 12m	u	271 277	6
	Poteau béton Simple B-1600 12m	u	547 922	2
	Poteau béton Simple B-2000 12m	u	614 431	1
	Armement simple ancrage e=1'70m + chaine isolateur + manchons d'ancrage	u	221 186	2
	Armement double ancrage e=1'70m + chaine isolateur + manchons d'ancrage	u	408 949	3
	Armement complet rigide avec 3 isos VHT 37 + 3 attaches	u	370 554	6
	IACM 200 A 36KV + plateforme de manœuvre + commande + mise à la terre	u	901 926	1
	Câble Almelec 54,6 y compris jonction et réalisation	km	567 347	3
	Main d'œuvre et transport (20% du coût des équipements)	ff	20%	
	<b>Total fourniture et pose réseau 1 km de lige MT aérienne</b>			<b>11 793 273</b>



Tableau 13 : Coût de référence Poste transformateur MT/BT

Détails des rubriques	Unité	PU (HT HD)
Kilomètre BT	1km	8 500 000
Kilomètre MT 54,6mm <sup>2</sup> Almélec	1km	11 793 000
Transformateur H61 25kVA	25	1 200 000
Transformateur H61 50kVA	50	1 600 000
Transformateur H61 100kVA	100	1 800 000
Transformateur H61 160kVA	160	2 300 000
Poste aérien H61 (Eclateurs, Parafoudre, disjoncteur HdP et accessoires)		4 788 000
Coûts transport et divers (20% du coût des équipements)	20%	

## 2.7. Rappel des critères du PO

Les critères du PO pour assurer les services énergétiques au niveau des localités rurales sont les suivants :

- Raccordement au réseau MT de toutes les localités de plus de 1 000 habitants ;
- Raccordement au réseau de toutes les localités de population supérieure à 100 habitants et situées à moins de 10 kms du réseau MT ;
- Disponibilité d'une minicentrale (MC) en ilotage pour toutes les localités situées à plus de 10 kms du réseau MT et de population comprise entre 100 et 1 000 habitants ;
- Disponibilité d'un Système individuel (SHS) pour les localités de moins de 100 habitants.

Il est important de noter que toutes les localités considérées dans le cadre des ERIL ont une population supérieure à 100 habitants.

## 2.8. Application du PO aux villages de l'étude

Voici, dans le tableau ci-après, le résultat obtenu par la prise en compte du PO avec les dorsales en projet.

Tableau 14 : Résultat de l'application du PO aux villages l'étude

Critère PO	Nombre de localité avec MC	Option résultante selon
Population > 1000 habitants	46	Raccordement MT
Distance MT < 10 kms et Pop > 100	50	Raccordement sur MT
Distance MT > 10 km et Pop < 1000	2	Maintien de l'Option MC

Il ressort du tableau ci-dessus que 98% des villages seront raccordés au réseau MT si le PO est appliqué. Alors, se posera la problématique des nouvelles destinations des MC de ces villages. Ce même tableau donne les informations sur les deux localités qui devraient rester avec des MC.

Tableau 15 : les localités dont les MC sont maintenues

Région	Département	Commune	Localité	Nb_Men	Pop.	Dist.MTkm	Nom_Oper	Programme
Sedhiou	Boukeling	Diaroume	Souaki	64	997	> 10km	NS RESIF	ERSEN II
Matam	Ranerou	Oudalaye	Woppa	57	307	23,5	NEANT	UE FACILITY 2

Le tableau ci-dessous récapitule par opérateur les villages et leur type d'alimentation.

Tableau 16 : récapitulatif par opérateur des résultats de l'application du PO

Nom Opérateur	Nombre de localités à transférer sur MT	Total MC existant par Opérateur	Localités restant sur MC
Energie R	13	13	0

Nom Opérateur	Nombre de localités à transférer sur MT	Total MC existant par Opérateur	Localités restant sur MC
ERA	1	1	0
ENERSA	2	2	0
Faye Solaire_Sud Energie	6	6	0
NS RESIF	28	29	1
SALENSOL	10	10	0
Sud Solar System	36	36	0
Sans opérateur Woppa)	0	1	1
<b>Total général</b>	<b>96</b>	<b>98</b>	<b>2</b>

## 2.9. Approche de modélisation, hypothèses pour une analyse économique et financière, reconstitution du compte de résultat des opérations courantes

### 2.9.1. Objectifs des simulations financières et approche de modélisation

Conformément aux termes de référence, les simulations financières ont pour objectifs d'établir les conditions de viabilité économique et financière de l'exploitation des minicentrales, de fournir des éléments de comparaison des scénarios et des options identifiés, et enfin de proposer toute optimisation possible.

Compte tenu du déficit de données comptables et financières d'exploitation moissonnées lors de la phase de collecte et de leur niveau de fiabilité insatisfaisant mentionnés dans le rapport de collecte de données, l'approche séquentielle de modélisation suivante, en cinq (5) étapes, a été adoptée :

- **Etape 1** : Transcription des données collectées pour chaque opérateur, par rubrique de charges, en ratios comparables entre opérateur ou avec des référentiels externes, indépendamment de la taille ou de la localisation de l'opération.
- **Etape 2** : Tamisage des ratios pour éliminer les valeurs aberrantes et établir une valeur de référence (la moyenne des valeurs conservées) et une plage d'encadrement, pour chaque rubrique de charge.
- **Etape 3** : Reconstitution du compte de charges actuel pour chacun des opérateurs sur la base des valeurs de référence de ratio établies à l'étape précédente.
- **Etape 4** : Reconstitution du compte de revenus actuel pour chacun des opérateurs selon la grille tarifaire appliquée à la situation du marché constatée (nombre abonnés et segmentation) par les enquêtes. L'hypothèse d'un taux de recouvrement de 80% a servi de base ; postulat raisonnable avant toute initiative d'amélioration et d'optimisation de l'exploitation.
- **Etape 5** : En projection sur de futurs scénarios (de réhabilitation et d'extension de projets existants, notamment, ou tout simplement de nouveaux projets), un raisonnement par prix de revient a été adopté, orientant ainsi l'analyse exclusivement sur les charges. Les **facteurs d'influence** des flux d'exploitation sont identifiés pour constituer des inputs de simulation. Ensuite, Les impacts de ces facteurs sur les principales rubriques de charges sont évalués pour obtenir le prix de revient à comparer avec des valeurs officielles (tarifs homologués, tarifs harmonisés) pour en déduire les conditions de viabilité économique et financière.

## 2.9.2. Présentation du modèle

### Structure

Le modèle financier est de type « projections en cash-flow » sous MS Excel. Pour les besoins de l'analyse comparative, les simulations portent sur une fenêtre temporelle de **10 ans**, pour se conformer aux durées classiques d'affermage de ce type. Elle pourrait cependant être calée sur une autre durée prédéterminée par l'autorité sectorielle ou le régulateur.

Les principales variables indépendantes (intrants) impactant la marge brute de l'opérateur sont :

- La tarification : les tarifs observés sur le terrain sont utilisés comme hypothèses pour l'étape 4 décrite ci-avant lors des simulations de reconstitution du compte de résultat des opérations courantes. Les tarifs peuvent ensuite être modifiés pour la définition des conditions de viabilité économique et financière des scénarios envisagés.
- La structure des niveaux de service : de la même façon, la segmentation observée et les définitions contractuelles de service sont reprises dans les hypothèses du modèle.
- Le système de prépaiement généralisé n'est pas pris en compte dans la reconstitution des flux d'exploitation actuels parce que le système n'est pas actuellement mis en œuvre ; mais il est paramétré pour les simulations de scénarios d'évolution.
- La logistique et l'organisation du service ont été conçues en fonction aussi des charges du personnel et des besoins de l'opérateur pour une bonne exécution de son travail

Le modèle donne en sortie pour l'opérateur :

- Le résultat d'exploitation ;
- L'efficacité de la gestion de l'opérateur, notamment le ratio d'énergie vendue/charges de personnel ;
- Les volumes de compensations nécessaires dans le cadre de l'harmonisation tarifaire.

### Financement des investissements et de leur renouvellement

Les investissements de réhabilitation et/ou de remise à niveau devraient être pris en charge entièrement par l'Etat avec le soutien de ses partenaires. Tous les investissements d'exploitation et de gestion devraient être pris en charge par les opérateurs, y compris les systèmes de prépaiement, avec une possibilité de préfinancement par des établissements financiers partenaires avec l'aval de l'Etat au travers du mécanisme financier proposé.

Le modèle permet d'introduire un fonds de prise en charge du renouvellement des investissements dans le cadre d'un mécanisme financier précis. Les excédents de trésorerie dégagés par l'exploitation du service pourront contribuer à couvrir ces besoins.

### Valorisation résiduelle des investissements

- La méthode comptable d'amortissement linéaire sur la durée de vie technique est adoptée ;
- Des corrections sont appliquées en fonction de l'état de l'équipement considéré ;
- Une réhabilitation totale ou une remise à niveau permet une revalorisation en conséquence.

### Paramétrage des scénarios

Chacun des scénarios de base a été modélisé afin de refléter les investissements sous-jacents, ainsi que les services qui en résultent pour satisfaire la demande considérée – nombre de clients et intensité de consommation énergétique.

### Optimisation des paramètres et scénarios de simulation

L'optimisation est opérée principalement à travers les facteurs d'influences mentionnés ci-avant à l'étape 5 de la modélisation. Il s'agit notamment :

- Des investissements de production visant à saturer la demande et soutenir la qualité de service ;
- Des investissements de distribution visant à transformer la demande latente et bénéficier d'un effet d'échelle ;

- Des investissements de comptage/prépaiement pour améliorer la gestion de la clientèle et la rendre plus efficace ;
- La maximisation de la consommation individuelle moyenne.

Notamment, pour les scénarios de réhabilitation et d'extension, les optimisations spécifiques suivantes sont notées :

- Le comptage associé au prépaiement qui engendre une augmentation des charges d'amortissement mais induit une diminution simultanée de 30% des charges de personnel, de 25% des moyens techniques d'exploitation et de 10% des frais de communication et des charges administratives. Ces éléments ont été tirés d'une étude réalisée en 2011 par la SENELEC de l'impact de l'utilisation de compteurs à prépaiement sur sa structure de coûts, avec un échantillon de 150.000 usagers ;
- Le doublement de la consommation individuelle moyenne induit une augmentation de +20% des approvisionnements en carburant pour la production électrique ;
- Les effets d'échelle : toute augmentation de 1000 abonnés induit une diminution des charges de personnel de 10%.

### Hypothèses liées aux coûts de maintenance des équipements et installations

Tableau 17 : Hypothèse sur les coûts de la maintenance

<b>Coûts liés à la maintenance</b>		
Maintenance des centrales	1%	de l'investissement initial
Maintenance d'un système SHS	1%	du cout d'un système
Maintenance des lampadaires	1%	du cout d'un lampadaire
Maintenance annuelle du réseau BT	100 000	FCFA

### Hypothèses liées à la consommation en carburant

Tableau 18 : Coût du carburant

<b>Augmentation annuelle de la consommation du groupe</b>	1%
<b>Coût du litre de gasoil en 2011</b>	655

### Hypothèses liées aux charges de fonctionnement

Tableau 19 : Hypothèses liées aux charges

<b>Frais de fonctionnement</b>		
Consommation carburant véhicules	100 000	FCFA par an
Entretien des véhicules	80 000	FCFA par an
Fourniture de bureau	150 000	FCFA par an
Charge locative	200 000	FCFA par an

### Hypothèses liées aux évolutions

Tableau 20 : Hypothèses liées aux évolutions

<b>Evolution</b>		
Augmentation du coût de la masse salariale	1%	Par an
Augmentation du coût du carburant	1%	Par an
Augmentation du coût des frais de fonctionnement	2%	Par an

## Fiscalité

- Hypothèses impôt sur les sociétés (IS) : 30% du résultat imposable.
- Hypothèses des redevances fiscales : harmonisation avec les conditions de la SENELEC
  - o Taxe communale : 2,5% des facturations
  - o Patente Contribution Economique Locale (Valeur Locative) : 15%
  - o Patente Contribution Economique Locale (Valeur Ajoutée) :
    - o Minimum = 0,15% de la valeur ajoutée
    - o Maximum = 1% du chiffre d'affaires

## Hypothèses des redevances d'abonnement initiales

Tableau 21 : Montant des redevances

Montant des redevances initiales		
Abonné Domestique niveau 1 :	20 000	FCFA
Abonné Domestique niveau 2 :	37 500	FCFA
Abonné Domestique niveau 3 :	65 000	FCFA
Abonné Domestique niveau 4 :	100 000	FCFA
Abonné Communautaire niveau 1 :	20 000	FCFA
Abonné Communautaire niveau 2 :	37 500	FCFA
Abonné Communautaire niveau 3 :	65 000	FCFA
Abonné Communautaire niveau 4 :	100 000	FCFA
Eclairage Public	20 000	FCFA
Abonné moulin	100 000	FCFA
Abonné boutique	100 000	FCFA
Abonné atelier couture	100 000	FCFA
Abonné froid	100 000	FCFA
Abonné atelier menuiserie	100 000	FCFA

### 2.9.3. Reconstitution du compte de résultat des opérations actuelles

Sur la base du modèle décrit, les chiffres de l'exploitation actuelle des six opérateurs étudiés ont été reconstitués. Les résultats sont synthétisés dans les tableaux ci-après :

Tableau 22 : Compte d'exploitation reconstitué par opérateur

	Reconstitution Théorique Flux d'exploitation courants					
	Energie R	ENERSA	Faye Solaire	NS Resif	Sud Solar	Solenzol
Total (FCFA/abonné)						
Achats Energie	-	-	-	-	-	-
- Carburant	1 733 033	579 418	1 278 895	4 264 722	6 342 273	1 780 012
Charges personnel (Salaires bruts)	12 836 420	4 291 695	9 472 660	31 588 420	46 976 659	13 184 396
- Services administratifs	3 963 857	1 325 266	2 925 136	9 754 432	14 506 285	4 071 311
- Services commerciaux	226 100	75 594	166 851	556 397	827 444	232 229
- Services techniques	8 032 296	2 685 496	5 927 447	19 766 222	29 395 300	8 250 039
- Services de recouvrement	614 167	205 339	453 226	1 511 369	2 247 630	630 816
	-	-	-	-	-	-
Véhicules	-	-	-	-	-	-
- Carburant	1 180 554	394 703	871 192	2 905 159	4 320 402	1 212 557
- Entretien et réparation	1 088 654	363 978	803 375	2 679 008	3 984 082	1 118 166
Frais financiers	-	-	-	-	-	-
- Amortissement	-	-	-	-	-	-
- Intérêts bancaires	-	-	-	-	-	-

	Reconstitution Théorique Flux d'exploitation courants					
	Energie R	ENERSA	Faye Solaire	NS Resif	Sud Solar	Solensol
- Autres frais financiers	413 544	138 263	305 175	1 017 666	1 513 421	424 754
Communication	-	-	-	-	-	-
- téléphone, internet	602 699	201 505	444 763	1 483 147	2 205 659	619 037
- Marketing, promotion	60 568	20 250	44 696	149 047	221 655	62 209
Loyers	-	-	-	-	-	-
- Siège (quote- part)	2 187 251	731 280	1 614 086	5 382 483	8 004 549	2 246 544
- Structures décentralisées	555 219	185 631	409 725	1 366 308	2 031 902	570 271
- Electricité	1 872 763	626 134	1 382 009	4 608 575	6 853 634	1 923 530
Charges administratives diverses	-	-	-	-	-	-
Informatique, papeterie, entretien, comptabilité, audit	914 383	305 712	674 770	2 250 153	3 346 311	939 170
Redevances	-	-	-	-	-	-
- Commune	-	-	-	-	-	-
- FER	15 052	5 032	11 107	37 040	55 084	15 460
- CRSE	-	-	-	-	-	-
- Télécommunications	13 428	4 489	9 909	33 044	49 141	13 792
- Autres	-	-	-	-	-	-
Impôts et Taxes	-	-	-	-	-	-
- Impôts indirects (hors retenues à la source des salaires)	252 065	84 275	186 012	620 292	922 467	258 898
- Impôts indirects (solde net)	6 056	2 025	4 469	14 902	22 161	6 220
- Taxes	2 617	875	1 931	6 439	9 576	2 688
<b>Total CHARGES ANNUELLES</b>	<b>23 734 305</b>	<b>7 935 264</b>	<b>17 514 773</b>	<b>58 406 406</b>	<b>86 858 976</b>	<b>24 377 704</b>
Revenus collectés - FCFA/an						
- Part N1	3 681 216	1 547 251	2 444 904	8 282 419	12 317 184	3 781 008
- Part N2	4 015 872	1 834 963	2 568 384	8 729 482	12 737 088	4 124 736
- Part N3	9 465 984	3 538 858	5 969 376	20 117 808	29 603 232	9 634 205
- Part N4	9 689 088	3 239 424	7 150 080	23 843 328	33 242 400	8 396 784
<b>Total REVENUS ANNUELS</b>	<b>26 852 160</b>	<b>10 160 496</b>	<b>18 132 744</b>	<b>60 973 037</b>	<b>87 899 904</b>	<b>25 936 733</b>
Résultat brut	3 117 855	2 225 232	617 971	2 566 631	1 040 928	1 559 028
Ratio résultat brut/revenus	<b>12%</b>	<b>22%</b>	<b>3%</b>	<b>4%</b>	<b>1%</b>	<b>6%</b>

Les résultats affichés confirment que l'exploitation des six opérateurs étudiés est potentiellement excédentaire, compte non tenu de toute charge d'amortissement d'actifs pour le dépannage, de mise à niveau ou de renouvellement, chapitre non encore comptabilisé. Il faut également noter que le caractère précaire de cette rentabilité affichée (avec une valeur médiane du ratio résultat brut/revenus de 5% seulement), expose les opérateurs d'une année à l'autre, à des situations de déficit pour le moindre imprévu ou faute dans la gestion du service. Même s'il s'agit là d'un point de départ encourageant pour bâtir un modèle d'exploitation viable, il faut admettre que l'excédent de trésorerie généré est trop faible pour couvrir les grosses charges de dépannage, de remise en état, ou à niveau, et de renouvellement, toutes choses nécessaires à la pérennisation du service. L'analyse des scénarios futurs projetés ainsi que la proposition du mécanisme financier présenté au chapitre VII ont été faites tenant compte de ces éléments. Pour aller plus loin, les investissements de distribution (les investissements de production ayant été réalisés en l'absence de l'opérateur) ont été pris en compte pour simuler l'impact de la prise en charge de leur amortissement sur l'équilibre financier de l'exploitation.

Tableau 23: Reconstitution Théorique Flux d'exploitation courants

(FCFA/an)	Reconstitution Théorique Flux d'exploitation courants					
	Energie R	ENERSA	Faye Solaire	NS Resif	Sud Solar	Solensol
<b>Charges Amortissement</b>	-	-	-	-	-	-
- Production	-	-	-	-	-	-
- Distribution	5 491 958	1 224 111	2 701 867	9 009 900	13 399 055	3 760 558
- Comptage						
<b>Résultat brut révisé</b>	<b>-2 374 103</b>	<b>1 001 120</b>	<b>-2 083 896</b>	<b>-6 443 269</b>	<b>-12 358 127</b>	<b>-2 201 529</b>
Résultat/revenus	-9%	10%	-11%	-11%	-14%	-8%

La presque totalité des opérations (à l'exception de ENERSA) bascule en déficit autour de 10% des revenus.



### III. REHABILITATION ET EXTENSION DES ERILS EXISTANTS

Cette première partie est développée pour rester en conformité avec les TDR malgré la non-compatibilité de cette approche de réhabilitation et d'extension avec la mise en œuvre du PO. En effet l'extension des réseaux MT prévue dans le cadre du PO, amène à considérer la reconversion des MC (voir chapitre V). Aussi le développement de cette partie permet :

- De donner au MPE et aux différents acteurs de financement d'avoir une idée du coût d'une telle remise à niveau pour répondre aux besoins complets des villages,
- De servir de base pour les investissements futurs dans des nouveaux MC dans le cadre du PO

#### 3.1. Analyse de la demande

L'état des lieux de la demande a été réalisé sur la base d'un échantillon de 19 localités disposant de mini-réseaux. Il a été constaté sur le terrain que six (6) localités ne disposaient pas de mini-réseaux (Petel Hamadi, Sare Bilaly, Woppa, Boustane Mouride, Sourouyel, Coumbaloulou). Pour les treize (13) autres localités de l'échantillon disposant de MC, les enquêtes ont été réalisées aussi bien pour les ménages électrifiés que pour les ménages non électrifiés. L'analyse de la demande est faite avec les données d'enquête de cet échantillon consolidées par celles obtenues sur les autres localités disposant de MC. En effet étant donné que c'est le même questionnaire « ménage » qui a été administré, les enquêtes ménages sur les 97 MC ont été ainsi rajoutées à celles faites sur l'échantillon.

Pour l'analyse de la demande, les termes de référence font la distinction ci-après :

- a. Actualisation de la **demande en électricité dans le périmètre du réseau existant** et des besoins de réhabilitation et de densification des réseaux exprimés par les opérateurs et identifiés par le consultant,*
- b. Analyse de la **demande en électricité à l'extérieur du périmètre du réseau existant** et évaluation des besoins d'extensions du réseau BT,*

L'explication ci-après permet de comprendre l'analyse de la demande qui en découle dans la suite du chapitre :

**La demande en électricité dans le périmètre du réseau existant correspond** à l'état de la demande pour les ménages situés à l'intérieur de la zone desservie par le réseau BT dans sa configuration actuelle dans les villages dotés de MC.

**Concernant la demande en électricité à l'extérieur du périmètre du réseau existant**, depuis l'installation de la MC dans les localités, on a pu constater l'existence de nouveaux lotissements correspondant à une extension des villages électrifiés. Ces extensions ne sont pas couvertes par le réseau BT actuel bien que situées dans le périmètre du village.

##### 3.1.1. Demande à l'intérieur du périmètre des mini-réseaux

L'état des lieux à l'intérieur du périmètre des mini réseaux électriques fait ressortir (i) la demande concernant les ménages électrifiés suivant quatre niveaux de services (N1=33% ; N2=21% ; N3=27% ; N4=19%), (ii) les infrastructures sociocommunitaires électrifiées sont principalement les écoles, les structures de santé et les lieux de culte, assimilées au niveau de service 2 dans la nomenclature des paniers d'usage de l'ASER. L'enquête fait ressortir le souhait de plusieurs usagers de passer à un niveau de service supérieur, les usagers de niveau 4 passant de 19% à 59%. Certains optent pour un niveau supérieur au niveau 4, que l'on a désigné par N4+, correspondant à des abonnés qui souhaitent développer des activités professionnelles (Boulangerie, couture (tailleur), menuiserie métallique). Les graphes de la figure ci-dessous présentent cette description de la demande :

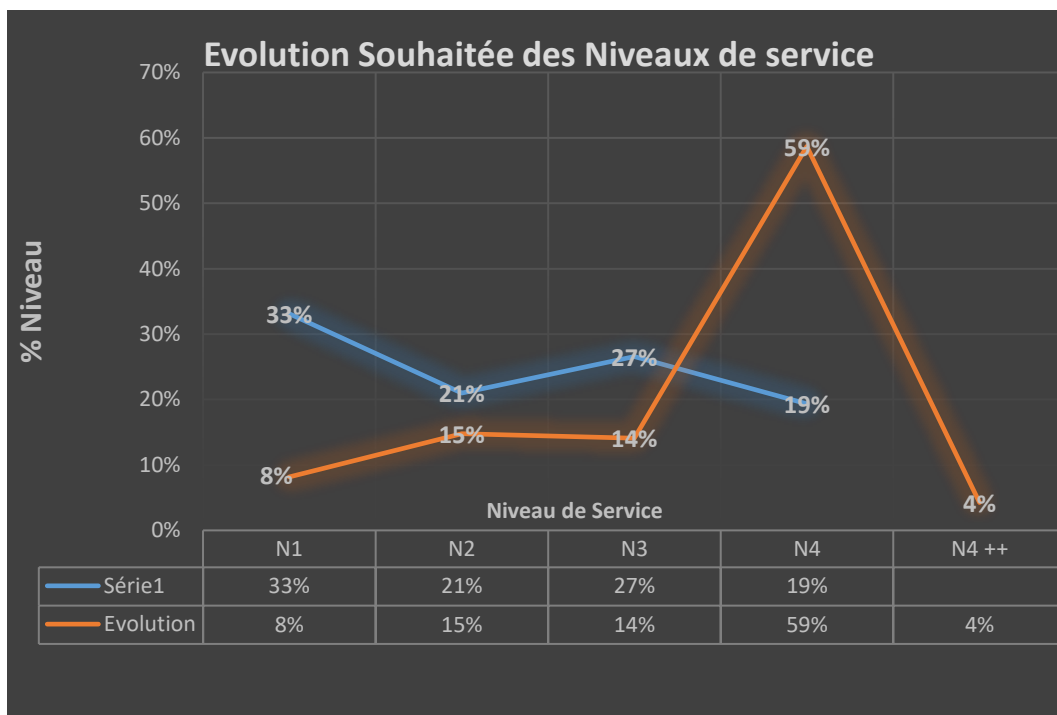


Figure 1 : Evolution souhaitée des niveaux de services

### 3.1.2. Demande à l'extérieur du périmètre des mini-réseaux

Les résultats de l'enquête sur la demande à l'extérieur du périmètre du réseau électrique concernent les ménages et les infrastructures communautaires non électrifiées, ainsi que les forces motrices.

#### 3.1.2.1. Les ménages non électrifiés

Les résultats de l'enquête sur la base de l'échantillon des mini-réseaux font ressortir principalement : le niveau de service souhaité, la Disposition à Payer les abonnements mensuels et les frais d'abonnement. Le tableau ci-dessous présente les niveaux de service souhaités par les ménages non électrifiés. On constate que 55% des ménages non électrifiés enquêtés, optent pour le niveau de service 4 qui est très sollicité.

Tableau 24 : Pourcentages des niveaux de service souhaités

Niveau de service	Niveau de service souhaité	
	Nb ménages	Pourcentage
N1	22	10%
N2	46	21%
N3	29	13%
N4	119	55%
Total	216	100%

Les dispositions à payer les redevances mensuelles et les frais d'abonnement sont présentées dans le tableau ci-dessous. Les redevances mensuelles ne sont pas loin des montants établis dans les paniers d'usage initiaux, alors que les frais d'abonnement sont nettement inférieurs à ceux qui sont en vigueur (N1= 20 000 FCFA ; N2= 37 500 FCFA ; N3= 65 000 FCFA ; N4= 100 000 FCFA).

Tableau 25 : DAP redevances mensuelles et frais d'abonnement

Niveau de service	Montant mensuel (FCFA)	Frais d'abonnement (FCFA)
N1	3 000	18 909
N2	5 230	26 424
N3	7 178	38 276
N4	13 382	44 903

### 3.1.2.2. Les infrastructures communautaires et forces motrices non électrifiées

Dans les villages échantillonnés, le principal constat est que 67% des structures de santé et 83% des écoles ne sont pas électrifiées par la MC, alors que la présence de ces deux structures constituait un critère pour le choix des localités de l'ERIL.

Tableau 26 : pourcentage des Infrastructures communautaires non électrifiées

Infrastructure Socio Communautaire	Total	Nb. Non Electrifiés	% Non Electrifié
Ecole	24	20	83%
Structure de Santé	15	10	67%
Maison Communautaire	2	2	100%
Mosquée	23	16	70%
Eglise	1	1	100%
<b>Total</b>	<b>65</b>	<b>49</b>	<b>75%</b>

Dans l'ensemble, les MC ne répondent plus aux besoins réels en énergie électrique des abonnés. En effet, on a constaté la dégradation d'une partie de l'équipement de production et des arrêts techniques de très longue durée. D'ailleurs, la durée moyenne de fonctionnement des MC n'est plus que de 3 heures par jour. Ce qui est loin des 6 heures de fonctionnement requises dans le cahier de charge de l'opérateur.

A cela s'ajoute la demande potentielle d'infrastructures et de forces motrices non électrifiées par la MC situées à l'extérieur du périmètre des mini-réseaux. L'état des lieux de la demande fait ressortir des besoins en réhabilitation des MC, en densification et en extension. Cette opération engendre des coûts qu'il faut évaluer. Pour ce faire il faudra définir toutes les hypothèses retenues et en déduire les bordereaux de prix des équipements.

## 3.2. Plan d'investissement et de réhabilitation des MC et les coûts associés

Ce chapitre propose différentes simulations d'investissements de réhabilitation, le cas échéant, des minicentrales, à court, moyen et long terme :

### Scénario 1 : Réhabilitation des MC

Ce premier cas de figure traite de la possibilité de remettre en état les MC. Deux options sont évaluées :

**Scénario 1.1 : Réhabilitation en l'état (cadre contractuel actuel) :** il s'agit de réhabiliter la centrale en procédant au remplacement à l'identique des équipements. La puissance de la centrale reste inchangée. Les conditions contractuelles initiales seront maintenues : alimentation des usages domestiques et des infrastructures communautaires. Le service électrique est assuré pour 6 heures par jour.

**Scénario 1.2 : Réhabilitation prenant en compte la demande domestique actualisée avec un service électrique continu 24h/24.** Cette option procède par un

redimensionnement de la centrale en considérant les hypothèses de la segmentation de la demande obtenue sur l'échantillon d'enquête. Elle correspond à une amélioration du service électrique domestique sans prendre en compte les activités productives. C'est donc un cas de figure qui permet d'assurer une fourniture électrique améliorée pour une phase transitoire avant l'extension de la centrale ou avant le raccordement de la localité sur le réseau électrique.

### **Scénario 2 : Extension des MC tenant compte des données actualisées et l'évolution de la demande**

Ce scénario consiste à redimensionner les MC tenant compte de la demande actualisée : demande domestique, activités génératrices de revenu et activités productives et demande des infrastructures communautaires, pour un service de 24h.

### **Scénario 3 : Extension tenant compte de l'harmonisation et de l'évolution de l'actualisation de la demande**

Ce scénario consiste à redimensionner les MC tenant compte de l'harmonisation des tarifs et l'évolution de l'actualisation de la demande domestique, de la demande des activités génératrices de revenu et des activités productives, et de la demande des infrastructures communautaires, pour un service de 24h.

### **Scénario 4 : Evaluation du coût de raccordement des localités au réseau MT**

A titre de comparaison avec les investissements de réhabilitation, il a été procédé à une estimation des coûts de raccordement au réseau MT.

#### **3.2.1. Réhabilitation des MC (Scénario 1)**

Cette réhabilitation concerne la mise à niveau des MC compte tenu de leurs vocations initiales qui est la prise en charge uniquement des ménages et des infrastructures communautaires. Nous retiendrons deux cas de figures : (i) une remise en état des MC, (ii) une remise à niveau des MC, tenant compte de l'évolution de la demande des ménages et des infrastructures communautaires, du panier d'usage et de la segmentation à partir de l'échantillon.

##### **3.2.1.1. Remise en état des MC à l'identique (Scénario 1.1)**

Il s'agit de remplacer les équipements défectueux ou en fin de vie recensés lors des enquêtes techniques afin de donner aux MC leur capacité de production initiale. Les conditions de fournitures restent également dans le cadre contractuel actuel (six (6) heures par jour). Ci-dessous le tableau du bordereau des prix de la remise en état des MC.

Tableau 27 : Bordereaux des prix de la réhabilitation des MC

<b>Bordereaux coût Réhabilitation</b>							
	<b>Equipements</b>	<b>Caractéristiques</b>	<b>Unité</b>	<b>Quantité</b>	<b>Prix Unitaire (FCFA TTC)</b>	<b>Montant (FCFA TTC)</b>	
<b>Equipements des MC</b>	<b>Génie civil</b>					<b>21 941 500</b>	
	<b>Terrain et Clôture</b>					<b>17 726 500</b>	
		Portail de la centrale		u	17	175 000	2 975 000
		Clôture (Grillage)		ml	2599	4 000	10 396 000
		Poteaux (Grillage)		u	411	10 000	4 110 000
		Pomelle		u	4	2 000	8 000
		Serrure		u	19	12 500	237 500
		<b>Local Onduleur</b>					<b>2 660 000</b>

Bordereaux coût Réhabilitation						
Equipements	Caractéristiques	Unité	Quantité	Prix Unitaire (FCFA TTC)	Montant (FCFA TTC)	
Mur		ML	3	15 000	45 000	
Toiture		m <sup>2</sup>	11	5 000	55 000	
Porte		u	7	85 000	595 000	
Fenêtre		u	1	15 000	15 000	
Peinture		u	20	95 000	1 900 000	
Plancher		m <sup>2</sup>	5	10 000	50 000	
<b>Local Batterie</b>					<b>1 265 000</b>	
Mur		ML	0	15 000	0	
Toiture		m <sup>2</sup>	15	5 000	75 000	
Porte		u	8	85 000	680 000	
Fenêtre		u	1	15 000	15 000	
Peinture		u	5	95 000	475 000	
Plancher		m <sup>2</sup>	2	10 000	20 000	
<b>Local GE</b>					<b>290 000</b>	
Mur		ML	0	15 000	0	
Toiture		m <sup>2</sup>	16	5 000	80 000	
Porte		u	2	85 000	170 000	
Fenêtre		u	0	15 000	0	
Peinture		u	0	95 000	0	
Plancher		m <sup>2</sup>	4	10 000	40 000	
<b>Equipements électromécaniques</b>					<b>858 480 000</b>	
Modules Solaires MC	215Wc, Polycristallin	u	21	100 000	2 100 000	
	Monocristallin (215Wc)	u	5	110 000	550 000	
Batterie de stockage	2V, 1370Ah, Electrolyte	u	2232	350 000	781 200 000	
	2V, 2000 Ah, Electrolyte	u	0	500 000	0	
Onduleurs réseau	Sunny Boy 5000TL	u	17	950 000	16 150 000	
Onduleurs chargeurs	HP-compact	u	30	400 000	12 000 000	
Onduleurs chargeurs	Sunny Island 8.0H	u	20	2 026 000	40 520 000	
Batterie GE	12V, 70Ah	u	93	70 000	6 510 000	
Groupe Electrogène		u			0	
<b>Réseau BT</b>					<b>29 603 825</b>	
Poteaux pour réseau BT	Bois	u	35	173 395	6 068 825	
	Betons	u	0	0	0	
	Metallique	u	0	0	0	
Foyers lumineux	Normale	u	523	45 000	23 535 000	
<b>Total MCH</b>					<b>910 025 325</b>	

Le système de stockage et les onduleurs constituent la quasi-totalité du montant total de la remise en état (94%). Ceci est dû au fait que toutes les batteries et plus de la moitié des onduleurs sont en fin de durée de vie.

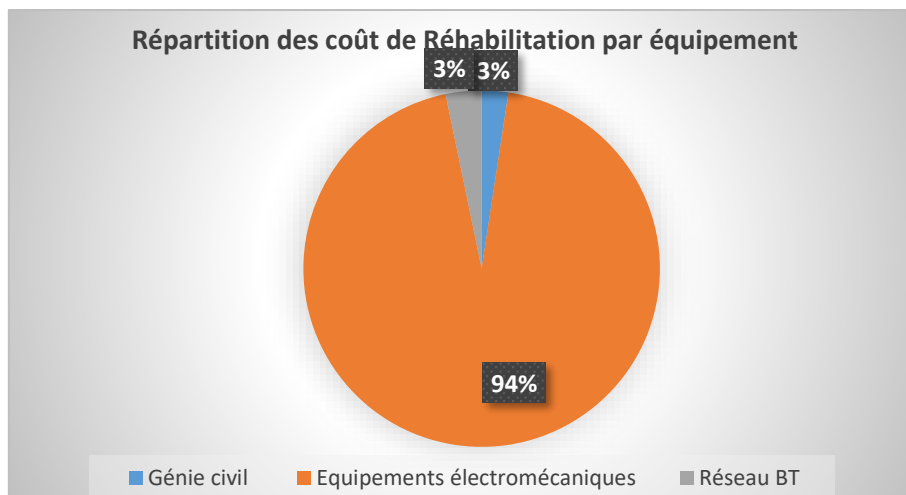


Figure 2: Répartition des coûts de Réhabilitation par équipement

### 3.2.1.2. Remise à niveau des MC compte tenu de l'évolution de la demande (Scénario1.2)

Pour ce cas, les MC sont dimensionnées pour prendre en compte l'évolution de la demande des ménages et celle des infrastructures sociocommunitaires. Cette évolution de la demande est déterminée à partir des résultats des enquêtes socio-économiques. Elle concerne le changement de niveau pour les ménages électrifiés et les nouvelles demandes des ménages et des infrastructures sociocommunitaires non électrifiés. Le service passe en 24 heures continues.

#### 3.2.1.2.1. Redimensionnement des MC selon le Scénario 1.2

Le tableau sous-dessous récapitule par village les puissances et capacité de stockage des équipements de production.

Tableau 28 : Redimensionnement tenant compte données actualisées des ménages et structures communautaires

Localités	Puissance GPV actuelle (kWc)	Puissance GPV nouvelle (kWc)	Puissance onduleur chargeur (kW)	Puissance onduleur réseau (kW)	Capacité de stockage (kWh)
BAMBADALA	7	49	39	54	679
BISSARY KANSOYE	5	15	15	17	210
KEUR NDONGO	5	24	21	26	334
KOHEL MOUNKOUTALLA	6	31	28	35	438
MAGNORA	6	10	14	11	141
NDELLE	14	39	31	42	537
NDIMBA	5	49	39	54	679
PADAF	5	38	32	42	533
SACITA FARYMBOURE	6	35	29	38	484
SARRE BOCAR	6	22	20	24	305
NDOMBIL	10	33	28	36	470
SINE MOUSSE ABDOU	10	37	31	41	535
KATHIALE	14	17	17	18	231
BAMBADALA 1	5	24	24	26	332
BISSARY	6	16	15	18	225
MALANDIANKUNDA	4	20	19	22	279
SAFANE	8	45	37	49	626
SANOUFILY	5	23	20	26	323
SINA	5	22	18	24	307
WOPPA	0	23	21	25	306
BADIARY	0	26	22	29	363
BAFATA BALANTE	5	38	31	42	531
BOUMOUDA SOUCOTO	5	51	39	56	708
BOUMOUDA SOUCOUTOTO	5	28	24	31	394
DANDONE	5	19	21	21	262

Localités	Puissance GPV actuelle (kWc)	Puissance GPV nouvelle (kWc)	Puissance onduleur chargeur (kW)	Puissance onduleur réseau (kW)	Capacité de stockage (kWh)
DIAFILON DIOLA	5	21	20	23	297
FRANCOUNDA BADJI COUNDA	5	15	14	16	204
FRANCOUNDA SARAHOLE	5	24	21	27	337
KAMOYA	5	19	17	21	264
KARANTABA LINKETO	5	29	25	31	399
KIMBOUTO	5	15	16	17	215
KLONYA	5	11	12	12	149
MADINA LINKETO	5	29	24	32	408
MAKA	5	37	30	41	520
MARON COUNDA	5	17	16	19	242
MASSARIA	5	29	24	32	407
MISSIRA	5	20	17	22	279
NDIAGNE KAHONE	4	17	16	19	242
NEMA DIAOUR	5	12	13	14	173
NGARE KEUR AMADOU YACINE	5	23	20	26	324
NIOROKI	5	17	15	18	234
SIBIKOROTO 2	5	23	21	26	324
SINGHERE BAYNOUCK	5	22	20	25	314
SINGHERE MANDING	5	46	36	51	643
SONKO KOUNDA	5	27	25	30	374
SORANGE	5	20	20	22	285
SOUAKI	5	26	23	28	359
YACINE MANDINA	5	22	19	24	303
YACINE TAMBANA	5	21	19	23	293
DIAGANE SADER	5	23	21	26	324
DRAME IBRA	5	21	18	23	291
KERE	5	43	35	48	606
KEUR AMATH SEUNE	5	28	22	30	383
KEUR BABOU NDITY	5	24	22	26	330
KEUR MOUDIAYE FATIM	5	21	19	23	286
NDIAYENE KADE	5	40	32	44	558
NIASSENE	5	32	26	35	442
THIAMENE DIOGO	5	29	25	32	406
THIAMENE KEUR SOULEYMANE	5	14	13	16	202
BABADI	5	31	27	34	427
BADIOCOUNDA	5	21	18	23	292
BANDOUGA	5	29	25	32	401
BANGALERE	5	30	24	33	418
BANY	5	23	21	25	320
BARY	5	13	13	14	176
BISSADOU SANTO	5	38	30	42	526
BISSARY DIOUNKOUA	5	27	24	30	381
BISSASSOU DOUMA	5	27	25	30	382
DIASSINA	5	24	21	27	347
DIATOUMA	5	34	30	38	477
DJIDA	5	30	28	33	417
DJINANI	5	22	21	24	310
FADIOUNGHAR	5	20	19	22	276
FRANCOUNDA	5	15	16	16	209
GASSEKOU	0	21	18	24	300
KANDION MANGANA	5	14	14	16	197
KANICOUNDA	5	30	27	33	424
KEUR ALLASSANE DIALLO	5	34	27	37	470
KITIM	5	26	24	29	363
KOGNARA	5	34	29	37	468
KOOLING	5	17	19	19	236
LAMEL	5	23	24	25	316
MANSABANG	5	25	22	28	349
MEDINA DIOGOYE	5	22	19	24	302
MISSIRA KABADA	6	31	26	34	429

Localités	Puissance GPV actuelle (kWc)	Puissance GPV nouvelle (kWc)	Puissance onduleur chargeur (kW)	Puissance onduleur réseau (kW)	Capacité de stockage (kWh)
NDIOLOFENE	8	34	28	37	472
NDORONG SERERE	10	37	30	41	519
SAKHOR	5	58	46	64	813
SALIKEGNE	0	24	21	26	334
SARE KOUBE	5	27	23	30	381
SARRE BITEYE	5	28	26	31	394
SEGAFOULA	5	28	23	30	386
SINGHERE BAINOUCK	5	22	19	24	304
VELINGARA SARE YAYA 3	6	23	23	26	325

Le résultat du dimensionnement montre que la réhabilitation nécessite un renforcement de la puissance des MC. Les puissances crêtes des GPV nécessaires pour la prise en charge des besoins énergétiques des villages (*tenant compte de l'évolution de la demande des ménages et infrastructures sociocommunitaires*) sont de l'ordre de 3 à 12 fois les puissances initialement installées. Cette option, de remise à niveau des MC, est la solution minimale permettant de prendre en charge les besoins actuels des villages. Cette solution n'est envisageable que pour les villages dont le raccordement au réseau MT est prévu dans un court délai. L'inconvénient de cette solution réside dans le fait que les charges à forte demande d'énergie (AGR avec force motrice) ne sont pas prises en compte.

### 3.2.1.2.2. Coûts de réhabilitation selon le Scénario 1.2

Après le dimensionnement des MC, les coûts ont été déterminés suivant les hypothèses définies dans le chapitre II. Les résultats par opérateur et par village sont récapitulés en annexe 2. La synthèse des coûts par opérateur est donnée dans le tableau ci-dessous.

Tableau 29 : Synthèse des coûts de réhabilitation par opérateur

Opérateurs	Coût Equipements de production énergétique	Coût Equipements de commande synchro	Coût du Génie Civil	Coût du Réseau BT	Coût du Branchement BT	Coût des Installations intérieures	Coût Total général par opérateur
Energie R	729 726 545	76 707 563	196 624 246	151 455 152	45 767 250	69 446 720	1 269 727 476
ENERSA	166 142 841	17 458 204	44 447 465	29 415 609	10 304 025	15 645 700	283 413 845
ERA	40 420 847	4 240 981	11 042 986	15 574 237	2 209 450	3 331 020	76 819 521
Faye So_Sud	353 961 992	37 197 767	96 462 209	89 547 379	21 852 950	33 108 320	632 130 618
Néant	53 452 759	5 621 715	14 776 172	15 263 974	3 465 825	5 248 880	97 829 326
NS RESIF	1 662 358 559	174 711 318	454 618 229	422 010 644	104 542 550	158 374 860	2 976 616 159
SALENSOL	641 917 315	67 486 286	175 264 491	144 780 222	40 345 000	61 169 640	1 130 962 953
Sud Solar S	2 219 625 893	233 263 644	602 287 567	530 297 547	138 430 250	209 854 260	3 933 759 162
Total par rubrique	5 867 606 752	616 687 478	1 595 523 365	1 398 344 765	366 917 300	556 179 400	10 401 259 060

Les résultats donnent les coûts d'investissements nécessaires pour la réhabilitation des MC. Pour chaque opérateur le montant est précisé par rubrique. Le graphe ci-dessous donne la structure des coûts par rubrique et par opérateur.



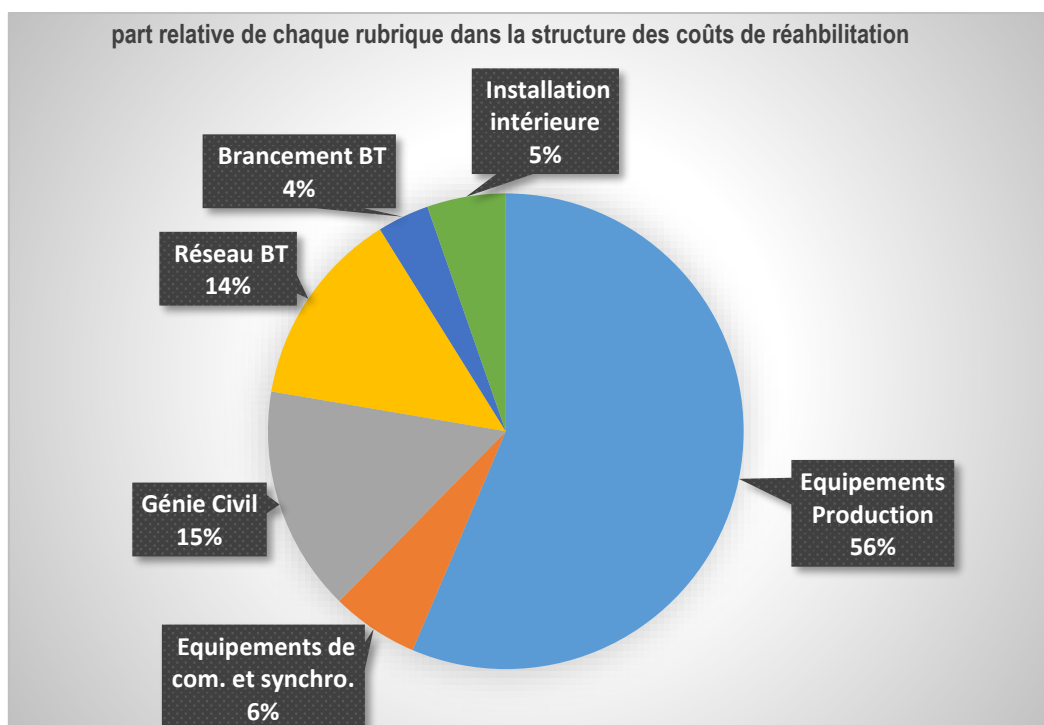


Figure 3 : Part relative de chaque rubrique dans la structure des coûts de réhabilitation

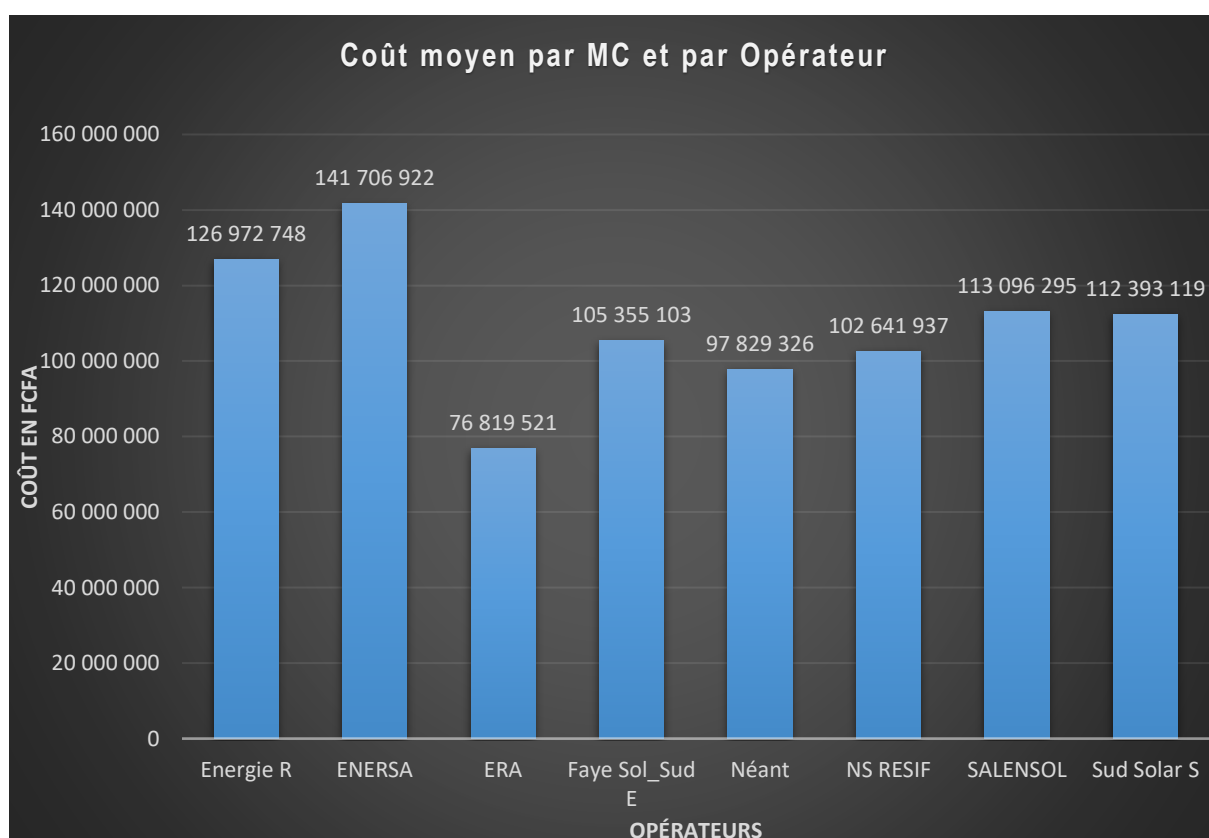


Figure 4 : Coût moyen de réhabilitation par centrale et par opérateur

Ce graphe met en évidence l'importance des coûts moyens de réhabilitation par centrale et par opérateur. Ce coût varie entre 77 millions (ERA) et 142 millions (ENERSA).

L'écart relativement grand entre ces coûts moyens est en partie lié au faible nombre de localités gérées par certains opérateurs (ENERSA : 2 MC, ERA : 1 MC et néant : 1 MC). La taille des villages, le nombre

d'abonnés moyen par village constituent également des facteurs d'analyse. Une analyse affinée permet de déterminer le coût moyen par abonné. Le tableau ci-dessous en donne le résultat.

Tableau 30 : Coût moyen par abonné et par opérateur selon scénario 1.2

Opérateurs	Nombre de Villages	Nombre total d'abonnés	Nb abonné moyen par village	Coût Total par opérateur	Coût moyen par abonné
Energie R	10	841	84	1 269 727 476	1 509 559
ENERSA	2	189	94	283 413 845	1 502 525
ERA	1	43	43	76 819 521	1 791 709
Faye S.Sud	6	406	68	632 130 618	1 558 411
sNéant	1	65	65	97 829 326	1 516 734
NS RESIF	29	1945	67	2 976 616 159	1 530 394
SALENSOL	10	747	75	1 130 962 953	1 515 021
Sud Solar	35	2560	73	3 933 759 162	1 536 850
<b>Total</b>	<b>94</b>	<b>6 794</b>	<b>72</b>	<b>10 401 259 060</b>	<b>1 530 976</b>

Ces résultats montrent que le nombre moyen d'abonnés par MC est plus grand pour ENERSA et plus petit pour ERA. Ce qui justifie l'écart noté sur les coûts moyens par MC. Le coût moyen par abonné est de 1 530 976 FCFA selon ce scénario.

### 3.2.1.2.3. Simulation financière pour les opérateurs selon le Scénario 1.2

La simulation financière est effectuée sur la base des hypothèses issues des paniers d'usages des données actualisées et des hypothèses d'investissement précédemment définies. La demande actualisée n'intègre que des ménages et des infrastructures sociocommunitaires, pour un service continu de 24 heures.

Les inputs ci-dessous, constituent les facteurs d'influence caractérisant le scénario considéré pour simuler un site type qui est ensuite extrapolé au périmètre d'intervention de l'opérateur.

Tableau 31 : Facteurs d'influences pour la simulation financière du scénario 1.2

Facteurs D'influence	Réhabilitation - Act sans FM
Nombre d'abonnés	510
<i>Monophasé</i>	510
<i>Force Motrice</i>	0
Investissements Production (FCFA)	1 325 043 689
Investissements Distribution (FCFA)	365 314 334
Investissements Comptage (FCFA)	11 835 867
<b>Charge de Renouvellement (FCFA/an)</b>	<b>56 937 061</b>
- Charges Renouvellement Production	44 168 123
- Charges Renouvellement Distribution	12 177 144
- Charges Renouvellement Comptage	591 793
Consommation individuelle moyenne monophasée (kWh/an/abonné)	279
Consommation individuelle moyenne force motrice (kWh/an/abonné)	0
Charges du personnel - Productivité (FCFA/an/abonné)	27 065

Résultat : nous obtenons un **prix de revient de 622 FCFA/kWh<sup>1</sup>** constitué des différentes rubriques de charges détaillées dans le tableau ci-après. Ce prix de revient tient compte des charges de renouvellement des investissements de production, de distribution et de comptage, permettant ainsi d'assurer la pérennité du service. Ces charges de renouvellement représentent à elles seules près de deux tiers des charges comptabilisées : 64% exactement.

Tableau 32 : Prix de revient et charges d'investissement

Facteurs D'influence	Réhabilitation -Act sans FM
<b>Charge des Renouvellement (FCFA/an/abonné)</b>	<b>111 605</b>
- Charges Renouvellement Production	86 576
- Charges Renouvellement Distribution	23 869
- Charges Renouvellement Comptage	601
Total (FCFA/abonné)	
<b>Achats Energie</b>	
- Carburant	5 220
<b>Charges de personnel (Salaires bruts)</b>	<b>27 065</b>
<b>Véhicules</b>	
- Carburant	4 445
- Entretien et réparation	4 099
<b>Frais financiers</b>	
- Amortissement	-
- Interêts bancaires	-
- Autres frais financiers	1 246
<b>Communication</b>	
- téléphone, internet	1 997
- Marketing, promotion	201
<b>Loyers</b>	
- Siège (quote part)	6 588
- Structures décentralisées	1 672
<b>Maintenance, réparation, pièces rechange</b>	<b>5 641</b>
<b>Charges administratives diverses</b>	
Informatique, papeterie, entretien, comptabilité, audit	3 030
<b>Redevances</b>	<b>86</b>
<b>Impôts et Taxes</b>	<b>785</b>
<b>Total Charges (FCFA/an/abonné)</b>	<b>173 678</b>
<b>Prix de Revient (FCFA/mois/abonné)</b>	<b>14 473</b>
<b>Prix de Revient (FCFA/kWh)</b>	<b>622</b>

Sur la base du prix de revient précédemment calculé, un prix de vente est proposé incluant une marge de l'opérateur, soit 20% des charges totales hors renouvellement d'actifs. Le tableau ci-dessous dégage un **prix de vente moyen de 747 FCFA/kWh<sup>2</sup>** qui, comparé au tarif de référence harmonisé de 91

<sup>1</sup> Le détail de ces résultats est à retrouver dans le fichier des simulations « BP ERIL-scenarii invest. Public » : le résultat est stocké dans l'onglet « Simulation FIN » colonnes AW ligne 73

<sup>2</sup> Idem ligne 80

FCFA/kWh fixé par l'Etat induit un déficit de 656 FCFA/kWh qui devra faire l'objet d'une compensation tarifaire de 182 959 FCFA/an/abonné à verser par l'Etat.

Tableau 33 : Calcul prix de vente selon scénario 1.2

Prix de Revient (FCFA/kWh)	622
Marge Opérateur (FCFA/an/abonné)	12 415
Prix de vente (FCFA/kWh)	186 093
Prix de vente (FCFA/an/abonné)	747
Tarif de référence (FCFA/kWh)	91
Ecart Max (FCFA/kWh)	-656
Déficit théorique (FCFA/an/abonné)	-182 959
Compensation nécessaire (FCFA/an/abonné)	182 959

En projetant ce scénario aux opérateurs suivis dans l'étude, nous obtenons les résultats suivants permettant aux opérateurs de dégager une rentabilité raisonnable tout en assurant la pérennité du service par les revenus tirés de l'activité. Il faudrait pour cela que les hypothèses ambitieuses d'intensité de consommation énergétique soient réalisées à travers des initiatives hardies de stimulation du marché.

Tableau 34 : Scénario Réhabilitation - Actualisation sans FM

FCFA/an	Scénario Réhabilitation - Actualisation sans FM					
	Energie R	ENERSA	Faye Solaire	NS Resif	Sud Solar	Solensol
<b>Charges Renouvellement (FCFA/an)</b>	<b>76 399 813</b>	<b>17 212 167</b>	<b>36 423 167</b>	<b>174 231 550</b>	<b>230 865 132</b>	<b>67 294 021</b>
- Charges Renouv. Production	59 564 199	13 419 260	28 396 885	135 837 540	179 991 234	52 464 977
- Charges Renouv. Distribution	16 421 840	3 699 688	7 829 017	37 450 388	49 623 554	14 464 586
- Charges Renouv. Comptage	413 774	93 219	197 264	943 622	1 250 344	364 458
<b>Achats Energie</b>	<b>3 591 345</b>	<b>809 097</b>	<b>1 712 153</b>	<b>8 190 145</b>	<b>10 852 334</b>	<b>3 163 307</b>
- Carburant	3 591 345	809 097	1 712 153	8 190 145	10 852 334	3 163 307
<b>Charges personnel (Salaires bruts)</b>	<b>18 620 542</b>	<b>4 195 035</b>	<b>8 877 235</b>	<b>42 464 580</b>	<b>56 267 598</b>	<b>16 401 234</b>
	413 544	138 263	305 175	1 017 666	1 513 421	424 754
<b>Véhicules</b>	<b>5 878 071</b>	<b>1 324 275</b>	<b>2 802 336</b>	<b>13 405 077</b>	<b>17 762 368</b>	<b>5 177 487</b>
- Carburant	3 058 062	688 953	1 457 913	6 973 982	9 240 859	2 693 584
- Entretien et réparation	2 820 009	635 322	1 344 423	6 431 095	8 521 508	2 483 903
<b>Frais financiers</b>	<b>856 982</b>	<b>193 070</b>	<b>408 561</b>	<b>1 954 368</b>	<b>2 589 631</b>	<b>754 842</b>
- Amortissement	-	-	-	-	-	-
- Intérêts bancaires	-	-	-	-	-	-
- Autres frais financiers	856 982	193 070	408 561	1 954 368	2 589 631	754 842
<b>Communication</b>	<b>1 511 927</b>	<b>340 623</b>	<b>720 803</b>	<b>3 447 985</b>	<b>4 568 745</b>	<b>1 331 727</b>
- téléphone, internet	1 373 862	309 518	654 981	3 133 125	4 151 541	1 210 117
- Marketing, promotion	138 065	31 105	65 822	314 860	417 205	121 609
<b>Loyers</b>	<b>5 683 192</b>	<b>1 280 370</b>	<b>2 709 429</b>	<b>12 960 653</b>	<b>17 173 484</b>	<b>5 005 835</b>
- Siège (quote part)	4 532 617	1 021 156	2 160 899	10 336 739	13 696 673	3 992 393
- Structure décentralisées	1 150 575	259 214	548 530	2 623 914	3 476 811	1 013 443
<b>Maintenance, réparation, pièces rechange</b>	<b>3 880 906</b>	<b>874 332</b>	<b>1 850 199</b>	<b>8 850 495</b>	<b>11 727 329</b>	<b>3 418 356</b>
<b>Charges administratives diverses</b>	<b>2 084 352</b>	<b>469 585</b>	<b>993 703</b>	<b>4 753 414</b>	<b>6 298 500</b>	<b>1 835 927</b>
Informatique, papeterie, entretien, comptabilité, audit	2 084 352	469 585	993 703	4 753 414	6 298 500	1 835 927
<b>Redevances</b>	<b>59 018</b>	<b>13 296</b>	<b>28 136</b>	<b>134 592</b>	<b>178 340</b>	<b>51 984</b>
<b>Impôts et Taxes</b>	<b>540 323</b>	<b>121 730</b>	<b>257 596</b>	<b>1 232 219</b>	<b>1 632 749</b>	<b>475 924</b>
<b>Total Charges (FCFA)</b>	<b>119 106 471</b>	<b>26 833 580</b>	<b>56 783 318</b>	<b>271 625 077</b>	<b>359 916 211</b>	<b>104 910 642</b>
<b>Revenus (FCFA)</b>	<b>143 388 932</b>	<b>32 304 193</b>	<b>68 359 840</b>	<b>327 001 794</b>	<b>433 293 009</b>	<b>126 298 972</b>
<b>Excédent (FCFA)</b>	<b>24 282 461</b>	<b>5 470 613</b>	<b>11 576 522</b>	<b>55 376 717</b>	<b>73 376 798</b>	<b>21 388 331</b>
<b>Ratio Excédent/Revenus</b>	<b>17%</b>	<b>17%</b>	<b>17%</b>	<b>17%</b>	<b>17%</b>	<b>17%</b>

Dans l'hypothèse d'un financement privé des investissements par l'opérateur, les **intérêts induits** renchérraient le total des charges de **121 005 FCF/an/Abonné** pour porter le **prix de revient à 1 056 FCFA/kWh** et le **prix de vente à 1 267 FCFA/kWh**.

3

### 3.2.2. Extension des MC (Scénario 2)

Il s'agit de proposer un plan d'investissement tenant compte de la demande actualisée des ménages, des infrastructures sociocommunitaires et des activités génératrices de revenus (AGR) avec les forces motrices requises (forage, moulin, menuiserie), pour un service continu de 24 heures. Deux variantes sont retenues : (i) utilisation des paniers d'usages issues des données actualisées et (ii) utilisation des paniers d'usages tenant compte de l'harmonisation.

#### 3.2.2.1. Dimensionnement des MC selon le Scénario 2

Le dimensionnement des MC a été effectué sur la base des hypothèses issues des paniers d'usages des données actualisées. Les résultats obtenus sont récapitulés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 35 : Résultat du dimensionnement compte tenu des données actualisées des ménages, des structures communautaires et AGR avec force motrice

Localités	Puissance (kWc)	Puissance onduleur chargeur (kW)	Puissance onduleur réseau (kW)	Capacité stockage (kWh)
Bambadala	86	90	94	1192
Bissary kansoye	26	27	28	357
Keur ndongo	34	34	38	479
Kohel mounkoutalla	43	41	47	600
Magnora	21	23	23	294
Ndelle	54	51	59	749
Ndimba	63	58	69	873
Padaf	59	59	65	822
Sacita farymboure	47	45	52	658
Sarre bocar	33	33	36	457
Ndombil	46	44	50	654
Sine mousse abdou	51	50	56	733
Kathiale	26	26	28	358
Bambadala 1	34	34	37	472
Bissary	26	27	29	367
Malandiankunda	32	32	35	440
Safane	57	52	62	791
Sanoufily	34	34	38	480
Sina	34	33	37	467
Woppa	32	30	35	422
Badiary	48	50	52	663
Bafata balante	51	48	56	715
Boumouda soucoto	73	71	80	1014
Boumouda soucoutoto	39	37	42	539
Dandone	29	30	32	403
Diafilon diola	32	32	35	444
Francounda badji counda	26	27	28	357
Francounda sarakhole	36	35	39	498
Kamoya	30	30	33	418
Karantaba linketo	40	39	44	562

<sup>3</sup> Le détail de ces résultats est à retrouver dans le fichier des simulations « BP ERIL-scenarii invest. Privé » : le résultat est stocké dans l'onglet « Simulation FIN » colonnes AW ligne 73 et ligne 80

Localités	Puissance (kWc)	Puissance onduleur chargeur (kW)	Puissance onduleur réseau (kW)	Capacité stockage (kWh)
Kimbouto	23	25	26	327
Klonya	28	34	31	393
Madina linketo	41	39	45	565
Maka	50	47	55	697
Maron counda	27	27	29	372
Massaria	48	50	53	673
Missira	31	31	34	432
Ndiagne kahone	28	28	30	384
Nema diaour	21	23	24	299
Ngare keur amadou yacine	38	38	42	530
Nioroki	28	29	31	394
Sibikoroto 2	35	34	38	481
Singhere baynouck	34	34	37	473
Singhere manding	67	65	73	930
Sonko kounda	39	38	43	541
Sorange	30	30	33	415
Souaki	37	36	41	516
Yacine mandina	32	32	35	441
Yacine tambana	31	31	34	426
Diagane sader	33	33	37	467
Drame ibra	30	30	33	418
Kere	55	51	60	763
Keur amath seune	37	36	41	519
Keur babou ndity	34	33	37	467
Keur moudaye fatim	30	30	33	423
Ndiayene kade	51	47	56	709
Niassene	43	41	47	599
Thiamene diogo	38	36	42	531
Thiamene keur souleymane	24	25	26	328
Babadi	41	39	45	571
Badiocounda	30	31	33	424
Bandouga	41	39	45	569
Bangalere	41	39	45	567
Bany	35	35	38	483
Bary	22	23	24	303
Bissadou santo	50	47	55	703
Bissary dioukhoua	39	38	43	550
Bissassou douma	37	37	41	522
Diassina	34	34	37	481
Diatouma	52	53	57	724
Djida	39	37	43	544
Djinani	31	31	34	437
Fadioungar	30	30	33	418
Francounda	24	25	26	335
Gassekou	31	30	34	426
Kandion mangana	24	25	26	332
Kanicounda	41	40	45	576
Keur allassane diallo	45	42	49	623
Kitim	38	38	42	534
Kognara	60	64	66	840
Kooling	27	28	30	374
Lamel	33	33	36	461
Mansabang	35	35	39	491
Medina diogoye	31	31	35	438
Missira kabada	41	39	45	573

Localités	Puissance (kWc)	Puissance onduleur chargeur (kW)	Puissance onduleur réseau (kW)	Capacité stockage (kWh)
Ndiolofene	55	56	61	769
Ndorong serere	48	44	53	669
Sakhor	71	63	78	984
Salikegne	35	34	38	486
Sare koube	39	39	43	558
Sarre biteye	39	38	43	541
Segafoula	41	40	45	566
Singhere bainouck	32	32	35	441
Velingara sare yaya 3	33	33	36	459

Les puissances initialement installées sont très faibles par rapport à celles résultant du dimensionnement. Les modules PV existants sont à la moitié de leur durée de vie. Pour assurer la fiabilité des générateurs PV, il serait judicieux de renouveler l'intégralité des modules PV.

### 3.2.2.2. Coûts d'extension des MC selon le Scénario 2

Les coûts résultant de ce dimensionnement compte tenu de cette hypothèse sont récapitulés par opérateur et par village (voir annexe 2). Le tableau ci-dessous donne la synthèse par opérateur et par rubrique.

Tableau 36 : Synthèse des Coûts d'extension tenant compte des données actualisées

Opérateurs	Coût des équipements de production énergétique	Coût des équipements de commande et syn	Coût du Génie Civil	Coût du Réseau BT	Coût du Branchement BT	Coût des Installations intérieures	Coût Total général par Opérateur
Energie R	1 120 345 894	117 613 008	286 580 118	154 212 627	54 741 469	75 402 180	1 808 895 295
ENERSA	235 632 826	24 728 494	60 178 380	31 900 628	12 152 842	17 361 680	381 954 850
ERA	62 377 612	6 545 997	16 507 055	13 503 451	3 034 671	4 037 600	106 006 386
Faye Solar_Sud	520 515 087	54 649 125	135 713 956	87 501 587	25 614 026	35 530 880	859 524 661
Néant	74 283 919	7 810 062	19 918 498	14 429 291	3 960 421	5 450 760	125 852 951
NS RESIF	2 581 066 083	270 933 732	668 947 703	423 210 905	127 839 064	175 130 900	4 247 128 387
SALENSOL	897 998 648	94 296 507	234 374 596	149 759 777	47 671 460	66 822 280	1 490 923 268
Sud Solar S	3 238 143 707	339 960 365	840 284 734	520 235 419	162 943 369	225 701 840	5 327 269 434
Total par rubrique	8 730 363 776	916 537 289	2 262 505 038	1 394 753 685	437 957 322	605 438 120	14 347 555 230

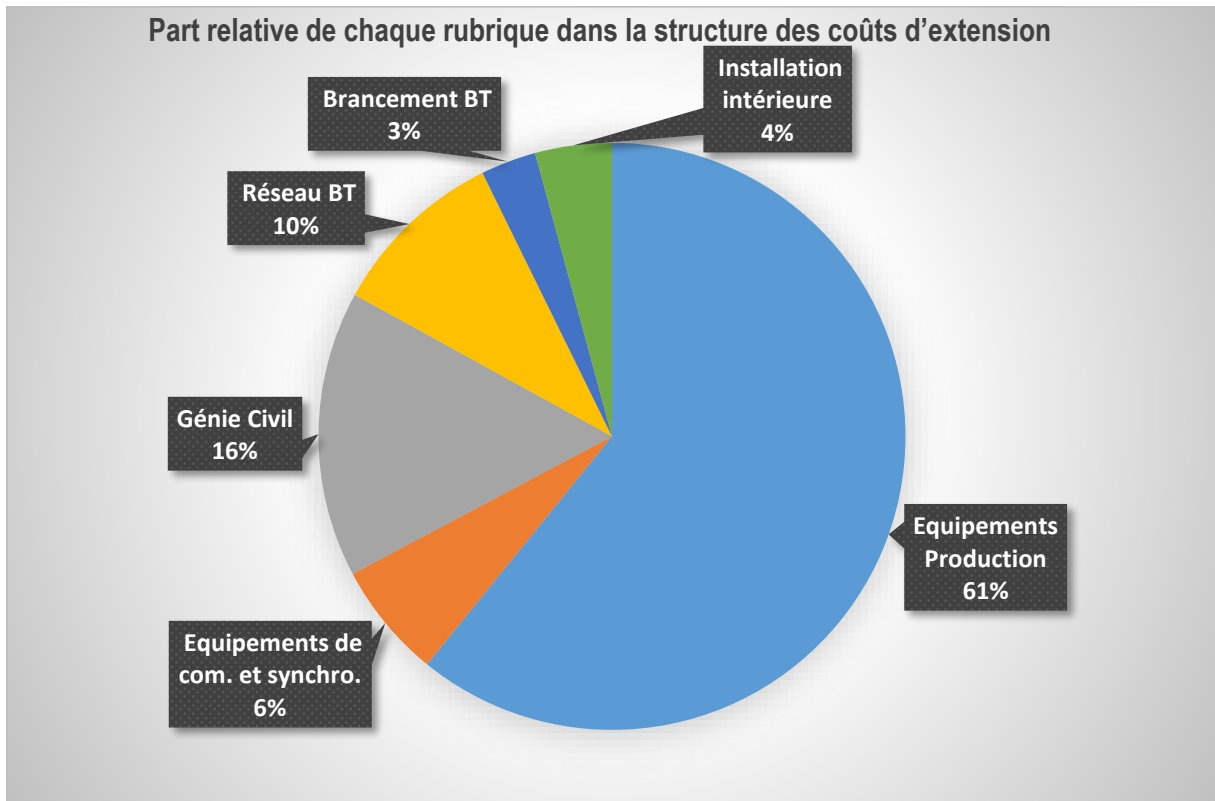


Figure 5 : Part relative de chaque rubrique dans la structure des coûts d'extension

Le coût des équipements de production représente en moyenne 61% des coûts totaux d'investissement pour chaque opérateur. La répartition des coûts par rubrique reste quasiment identique pour tous les opérateurs.

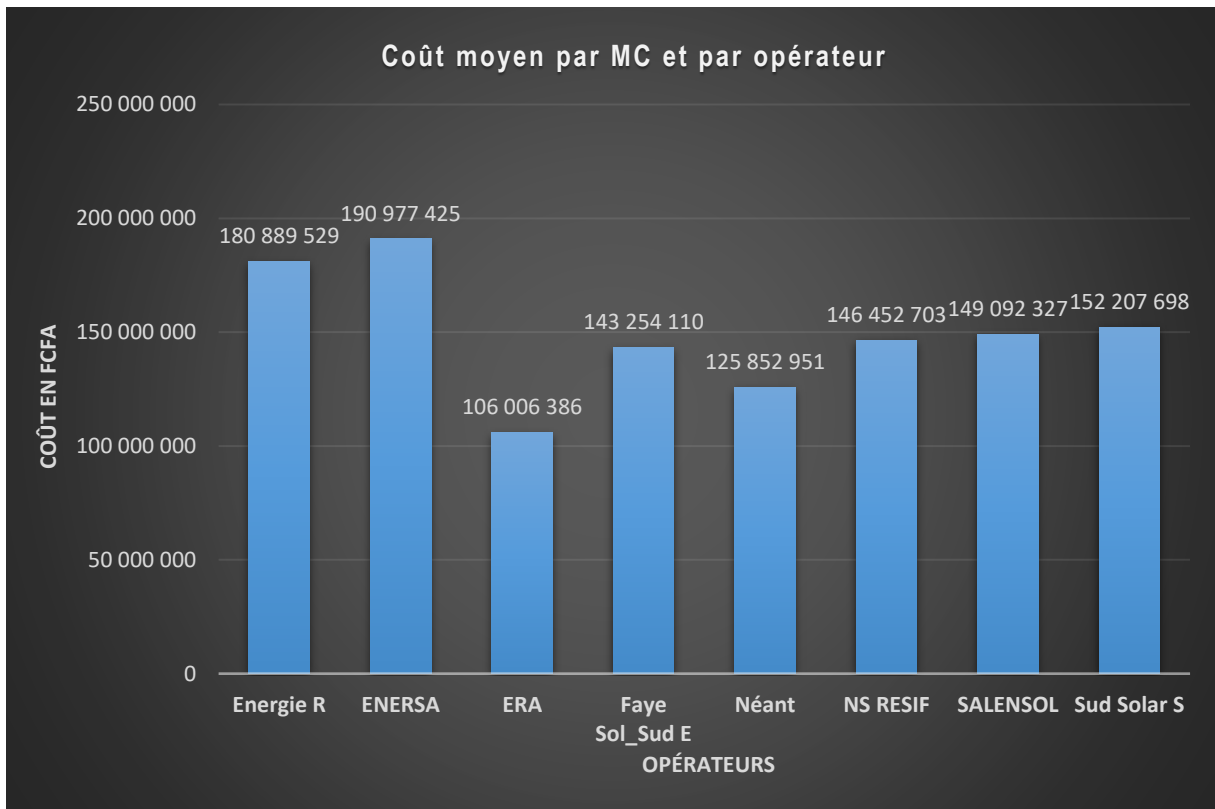


Figure 6 : Coût moyen par MC et par opérateur



Les remarques faites pour le scénario 1.2 sont les mêmes pour le présent scénario. Ainsi, la même opération est reconduite pour approfondir son analyse. Le tableau ci-dessous donne les résultats obtenus.

Tableau 37 : Coût moyen par abonné et par opérateur selon le scénario3

Opérateurs	Nombre de Villages	Nombre total d'abonnés	Nb abonnés moyen par village	Coût Total par opérateur	Coût moyen par abonné
Energie R	10	929	93	1 808 895 295	1 946 880
ENERSA	2	210	105	381 954 850	1 822 086
ERA	1	53	53	106 006 386	2 004 849
Faye S.Sud	6	439	73	859 524 661	1 959 589
Néant	1	69	69	125 852 951	1 837 269
NS RESIF	29	2182	75	4 247 128 387	1 946 438
SALENSOL	10	825	82	1 490 923 268	1 808 276
Sud Solar	35	2796	80	5 327 269 434	1 905 574
<b>Total</b>	<b>94</b>	<b>7 501</b>	<b>80</b>	<b>14 347 555 230</b>	<b>1 912 784</b>

Les résultats montrent que le coût moyen par abonné est plus élevé pour un opérateur ayant un plus petit nombre moyen d'abonnés par MC. Le coût moyen par abonné pour ce scénario est de 1 912 784 FCFA.

### 3.2.2.3. Simulation financière pour les opérateurs selon le Scénario 2

La simulation financière est effectuée sur la base des hypothèses issues des paniers d'usages des données actualisées et des hypothèses d'investissement précédemment définies. La demande actualisée intègre des ménages, des infrastructures sociocommunautaires et des activités génératrices de revenus (AGR) avec forces motrices (forage, moulin, menuiserie), pour un service continu de 24 heures.

Les inputs ci-dessous, constituent les facteurs d'influence caractérisant le scénario considéré pour simuler un site type qui est ensuite extrapolé au périmètre d'intervention de l'opérateur.

Tableau 38 : Facteurs d'influences pour la simulation financière du scénario 2

Facteurs D'influence	Extension -Act avec FM
Nombre d'abonnés	1019
<i>Monophasé</i>	984
<i>Force Motrice</i>	35
Investissements Production (FCFA)	1 938 037 120
Investissements Distribution (FCFA)	<b>395 761 982</b>
Investissements Comptage (FCFA)	<b>22 828 800</b>
<b>Charge Amortissements (FCFA/an)</b>	<b>78 934 743</b>
- Charges Amortissement Production	64 601 237
- Charges Amortissement Distribution	13 192 066
- Charges Amortissement Comptage	1 141 440
Consommation individuelle moyenne monophasée (kWh/an/abonné)	619
Consommation individuelle moyenne force motrice (kWh/an/abonné)	9 003
Charges du personnel - Productivité (FCFA/an/abonné)	27 065

Résultat : nous obtenons un **prix de revient de 159 FCFA/kWh<sup>4</sup>** constitué des différentes rubriques de charges détaillées dans le tableau ci-après. Ce prix de revient tient compte des charges d'amortissement des investissements de production, de distribution et de comptage, permettant ainsi d'assurer la pérennité du service. Ces charges d'amortissements représentent à elles seules plus de la moitié des charges comptabilisées : 54% exactement.

Tableau 39 : Prix de revient selon le scénario 2 et les rubriques de charges

Facteurs D'influence	Extension -Act avec FM
Charge des Amortissements (FCFA/an)	77 463
- Charges Amortissement Production	63 397
- Charges Amortissement Distribution	12 946
- Charges Amortissement Comptage	1 120
Total (FCFA/abonné)	
Achats Energie	
- Carburant	9 486
Charges personnel (Salaires bruts)	27 065
Véhicules	
- Carburant	4 445
- Entretien et réparation	4 099
Frais financiers	
- Amortissement	-
- Intérêts bancaires	-
- Autres frais financiers	1 246
Communication	
- téléphone, internet	1 997
- Marketing, promotion	201
Loyers	
- Siège (quote part)	6 588
- Structures décentralisées	1 672
Maintenance, réparation, pièces rechange	5 641
Charges administratives diverses	
Informatique, papeterie, entretien, comptabilité, audit	3 030
Redevances	86
Impôts et Taxes	785
<b>Total Charges (FCFA/an/abonné)</b>	<b>143 802</b>
<b>Prix de Revient (FCFA/mois/abonné)</b>	<b>11 984</b>
<b>Prix de Revient (FCFA/kWh)</b>	<b>159</b>

Sur la base du prix de revient précédemment calculé, un prix de vente est proposé incluant une marge de l'opérateur, soit 20% des charges totales hors amortissements d'actifs. Le tableau ci-dessous dégage un **prix de vente moyen de 190 FCFA/kWh<sup>5</sup>** qui, comparé au tarif de référence harmonisé de 91

<sup>4</sup> Le détail de ces résultats est à retrouver dans le fichier des simulations « BP ERIL-scenarii invest. Public » : le résultat est stocké dans l'onglet « Simulation FIN » colonnes AX ligne 73

<sup>5</sup> Idem ligne 80

FCFA/kWh fixé par l'Etat induit un déficit de 99 FCFA/kWh qui devra faire l'objet d'une compensation tarifaire de 90 051 FCFA/an/abonné à verser par l'Etat.

Tableau 40 : Calcul prix de vente selon le scénario 2

Prix de Revient (FCFA/kWh)	159
Marge Opérateur (FCFA/an/abonné)	13 268
Prix de vente (FCFA/kWh)	157 070
Prix de vente (FCFA/an/abonné)	190
Tarif de référence (FCFA/kWh)	91
Ecart Max (FCFA/kWh)	-99
Déficit théorique (FCFA/an/abonné)	-90 051
Compensation nécessaire (FCFA/an/abonné)	90 051

En projetant ce scénario aux opérateurs suivis dans l'étude, nous obtenons les résultats suivants permettant aux opérateurs de dégager une rentabilité raisonnable tout en assurant la pérennité du service par les revenus tirés de l'activité. Il faudrait pour cela que les hypothèses ambitieuses d'intensité de consommation énergétique soient réalisées à travers des initiatives hardies de stimulation du marché.

Tableau 41 : Scénario Extension - Actualisation avec FM

	Scénario Extension - Actualisation avec FM					
	Energie R	ENERSA	Faye Solaire	NS Resif	Sud Solar	SolenSol
<b>Charge Amortissements (FCFA/an)</b>	<b>60 033 784</b>	<b>13 633 479</b>	<b>28 196 513</b>	<b>139 665 694</b>	<b>179 249 260</b>	<b>52 829 730</b>
- Charges Amortissement Production	49 132 443	11 157 819	23 076 399	114 304 250	146 699 964	43 236 549
- Charges Amortissement Distribution	10 033 220	2 278 512	4 712 377	23 341 801	29 957 253	8 829 234
- Charges Amortissement Comptage	868 122	197 148	407 737	2 019 643	2 592 043	763 947
Total (FCFA/an)						
<b>Achats Energie</b>	<b>7 351 268</b>	<b>1 669 449</b>	<b>3 452 725</b>	<b>17 102 370</b>	<b>21 949 465</b>	<b>6 469 116</b>
- Carburant	7 351 268	1 669 449	3 452 725	17 102 370	21 949 465	6 469 116
<b>Charges personnel (Salaires bruts)</b>	<b>20 975 175</b>	<b>4 763 395</b>	<b>9 851 566</b>	<b>48 797 729</b>	<b>62 627 812</b>	<b>18 458 154</b>
	413 544	138 263	305 175	1 017 666	1 513 421	424 754
<b>Véhicules</b>	<b>6 621 373</b>	<b>1 503 693</b>	<b>3 109 910</b>	<b>15 404 305</b>	<b>19 770 139</b>	<b>5 826 808</b>
- Carburant	3 444 765	782 295	1 617 928	8 014 079	10 285 401	3 031 393
- Entretien et réparation	3 176 608	721 398	1 491 981	7 390 226	9 484 738	2 795 415
<b>Frais financiers</b>	<b>965 351</b>	<b>219 228</b>	<b>453 403</b>	<b>2 245 842</b>	<b>2 882 350</b>	<b>849 509</b>
- Amortissement	-	-	-	-	-	-
- Intérêts bancaires	-	-	-	-	-	-
- Autres frais financiers	965 351	219 228	453 403	2 245 842	2 882 350	849 509
<b>Communication</b>	<b>1 703 116</b>	<b>386 772</b>	<b>799 915</b>	<b>3 962 216</b>	<b>5 085 174</b>	<b>1 498 742</b>
- téléphone, internet	1 547 592	351 453	726 869	3 600 398	4 620 810	1 361 881
- Marketing, promotion	155 524	35 319	73 046	361 818	464 364	136 861
<b>Loyers</b>	<b>6 401 852</b>	<b>1 453 840</b>	<b>3 006 805</b>	<b>14 893 599</b>	<b>19 114 691</b>	<b>5 633 630</b>
- Siège (quote part)	5 105 782	1 159 507	2 398 071	11 878 356	15 244 878	4 493 089
- Structure décentralisées	1 296 069	294 333	608 735	3 015 243	3 869 813	1 140 541
<b>Maintenance, réparation, pièces rechange</b>	<b>4 371 660</b>	<b>992 790</b>	<b>2 053 270</b>	<b>10 170 454</b>	<b>13 052 929</b>	<b>3 847 060</b>
<b>Charges administratives diverses</b>	<b>2 347 926</b>	<b>533 206</b>	<b>1 102 768</b>	<b>5 462 336</b>	<b>7 010 452</b>	<b>2 066 175</b>
Informatique, papeterie, entretien, comptabilité, audit	2 347 926	533 206	1 102 768	5 462 336	7 010 452	2 066 175
<b>Redevances</b>	<b>66 481</b>	<b>15 098</b>	<b>31 225</b>	<b>154 664</b>	<b>198 499</b>	<b>58 503</b>
<b>Impôts et Taxes</b>	<b>608 648</b>	<b>138 222</b>	<b>285 868</b>	<b>1 415 991</b>	<b>1 817 307</b>	<b>535 611</b>
<b>Total Charges (FCFA)</b>	<b>111 446 634</b>	<b>25 309 171</b>	<b>52 343 967</b>	<b>259 275 201</b>	<b>332 758 079</b>	<b>98 073 038</b>
<b>Revenus (FCFA)</b>	<b>135 714 498</b>	<b>27 062 885</b>	<b>61 908 536</b>	<b>320 288 183</b>	<b>396 292 277</b>	<b>112 037 209</b>
<b>Excédent (FCFA)</b>	<b>24 267 864</b>	<b>1 753 714</b>	<b>9 564 569</b>	<b>61 012 981</b>	<b>63 534 198</b>	<b>13 964 171</b>
<b>Ratio Excédent/Revenus</b>	<b>18%</b>	<b>6%</b>	<b>15%</b>	<b>19%</b>	<b>16%</b>	<b>12%</b>

Dans l'hypothèse d'un financement privé des investissements par l'opérateur, les intérêts induits renchériraient le total des charges de 83 873 FCF/an/Abonné pour porter le prix de revient à 251 FCFA/kWh, et le prix de vente à 301 FCFA/kWh.

6

### 3.2.3. Extension du parc des MC tenant compte de l'harmonisation (Scénario 3)

#### 3.2.3.1. Dimensionnement selon le Scénario 3

Ce dimensionnement a été effectué sur la base des hypothèses issues de l'harmonisation tarifaire (cf. hypothèses, chapitre 2). Les résultats obtenus sont récapitulés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 42 : Résultat de dimensionnement des MC tenant compte de l'harmonisation

Localités	Puissance (kWc)	Puissance onduleur chargeur (kW)	Puissance onduleur réseau (kW)	Capacité Stockage (kWh/j)
Bambadala	144	133	159	2010
Bissary kansoye	43	38	47	593
Keur ndongo	59	52	65	823
Kohel mounkoutalla	72	62	79	1006
Magnora	35	32	38	483
Ndelle	91	78	100	1267
Ndimba	110	93	121	1527
Padaf	101	90	111	1408
Sacita farymboure	81	69	89	1127
Sarre bocar	57	50	62	791
Ndombil	75	66	82	1066
Sine mousse abdou	88	77	96	1251
Kathiale	43	39	47	601
Bambadala 1	56	49	62	786
Bissary	44	39	49	616
Malandiankunda	51	45	56	709
Safane	98	83	108	1370
Sanoufily	57	50	63	795
Sina	56	49	61	775
Woppa	60	50	66	795
Badiary	80	73	88	1110
Bafata balante	90	77	99	1258
Boumouda soucoto	127	112	140	1777
Boumouda soucoutoto	69	59	76	960
Dandone	51	45	56	707
Diafilon diola	56	49	62	785
Francounda badji counda	43	38	47	595
Francounda sarakhole	60	52	66	832
Kamoya	49	44	54	686
Karantaba linketo	67	58	73	929
Kimbouto	41	37	45	571
Klonya	50	48	55	696
Madina linketo	70	60	77	974
Maka	87	74	96	1214
Maron counda	46	41	50	637
Massaria	83	75	91	1155

<sup>6</sup> Le détail de ces résultats est à retrouver dans le fichier des simulations « BP ERIL-scenarii invest. Privé » : le résultat est stocké dans l'onglet « Simulation FIN » colonnes AY lignes 73 et 80

Localités	Puissance (kWc)	Puissance onduleur chargeur (kW)	Puissance onduleur réseau (kW)	Capacité Stockage (kWh/j)
Missira	50	44	55	696
Ndiagne kahone	48	42	52	662
Nema diaour	39	35	43	545
Ngare keur amadou yacine	63	56	70	882
Nioroki	46	41	51	644
Sibikoro 2	59	51	65	820
Singhere baynouck	56	49	62	780
Singhere manding	113	100	125	1580
Sonko kounda	69	59	76	960
Sorange	55	48	61	773
Souaki	69	59	76	961
Yacine mandina	55	48	60	760
Yacine tambana	52	46	57	722
Diagane sader	54	47	60	757
Drame ibra	52	46	58	730
Kere	97	82	107	1354
Keur amath seune	65	56	72	911
Keur babou ndity	56	49	62	783
Keur moudiaye fatim	52	46	57	726
Ndiayene kade	88	75	97	1230
Niassene	75	64	82	1043
Thiamene diogo	65	56	71	904
Thiamene keur S	41	36	45	567
Babadi	71	61	78	989
Badiocounda	52	46	58	730
Bandouga	69	60	76	965
Bangalere	69	60	76	969
Bany	60	52	66	831
Bary	37	33	40	509
Bissadou santo	90	76	99	1255
Bissary dioukoua	67	58	73	931
Bissassou douma	65	56	72	910
Diassina	60	53	66	847
Diatouma	90	81	99	1253
Djida	68	58	75	952
Djinani	53	47	59	742
Fadiounghar	51	45	56	710
Francounda	41	37	45	570
Gassekou	53	46	58	737
Kandion mangana	39	35	43	545
Kanicounda	72	62	80	1009
Keur allassane diallo	79	68	87	1106
Kitim	67	58	74	935
Kognara	102	95	112	1420
Kooling	45	40	50	629
Lamel	55	48	60	763
Mansabang	60	52	66	841
Medina diogoye	54	47	60	754
Missira kabada	75	64	83	1052
Ndiolofene	91	81	100	1265
Ndorong serere	80	68	88	1109
Sakhor	119	99	131	1654
Salikegne	59	52	65	828
Sare koube	65	58	72	924
Sarre biteye	67	58	73	930
Segafoula	65	57	72	907

Localités	Puissance (kWc)	Puissance onduleur chargeur (kW)	Puissance onduleur réseau (kW)	Capacité Stockage (kWh/j)
Singhere bainouck	55	48	60	761
Velingara sare yaya 3	58	50	63	803

Les puissances et les capacités de stockage sont plus élevées du fait que les services énergétiques sont plus importants pour la variante, dite harmonisation, que pour celle qui tient compte des données actualisées. De même que précédemment, il serait nécessaire de renouveler l'ensemble des modules des MC.

### 3.2.3.2. Coûts d'extension des MC selon Scénario 3

Les coûts afférant aux résultats du dimensionnements obtenus par cette hypothèse sont récapitulés dans l'annexe 3. Le tableau ci-dessous donne la synthèse des coûts par opérateur et par rubrique.

Tableau 43 : Synthèse des Coûts de l'extension tenant compte de l'harmonisation

Opérateurs	Coût des Equipements de production énergétique	Coût des Equipements de commande et de synchronisation	Coût du Génie Civil	Coût du Réseau BT	Coût du Branchement BT	Coût des Installations intérieures	Coût Total général par opérateur
Energie R	1 855 339 333	195 848 165	475 007 257	154 212 627	54 807 594	75 503 120	2 810 718 096
ENERSA	384 685 614	40 578 696	97 934 333	31 900 628	12 152 842	17 361 680	584 613 793
ERA	101 287 528	10 689 903	26 741 298	13 503 451	3 100 796	4 138 540	159 461 516
Faye Solar_Sud	847 508 749	89 473 550	220 527 765	87 501 587	25 415 651	35 228 060	1 305 655 362
Néant	135 379 780	14 321 313	36 096 335	14 429 291	3 960 421	5 450 760	209 637 900
NS RESIF	4 314 770 464	455 468 601	1 117 441 956	423 210 905	128 037 439	175 433 720	6 614 363 086
SALENSOL	1 507 947 719	159 214 651	391 798 206	149 759 777	47 803 710	67 024 160	2 323 548 223
Sud Solar S	5 389 969 239	569 008 671	1 395 886 999	520 235 419	163 009 494	225 802 780	8 263 912 602
<b>Total Par Rub</b>	<b>14 536 888 426</b>	<b>1 534 603 551</b>	<b>3 761 434 149</b>	<b>1 394 753 685</b>	<b>438 287 947</b>	<b>605 942 820</b>	<b>22 271 910 578</b>

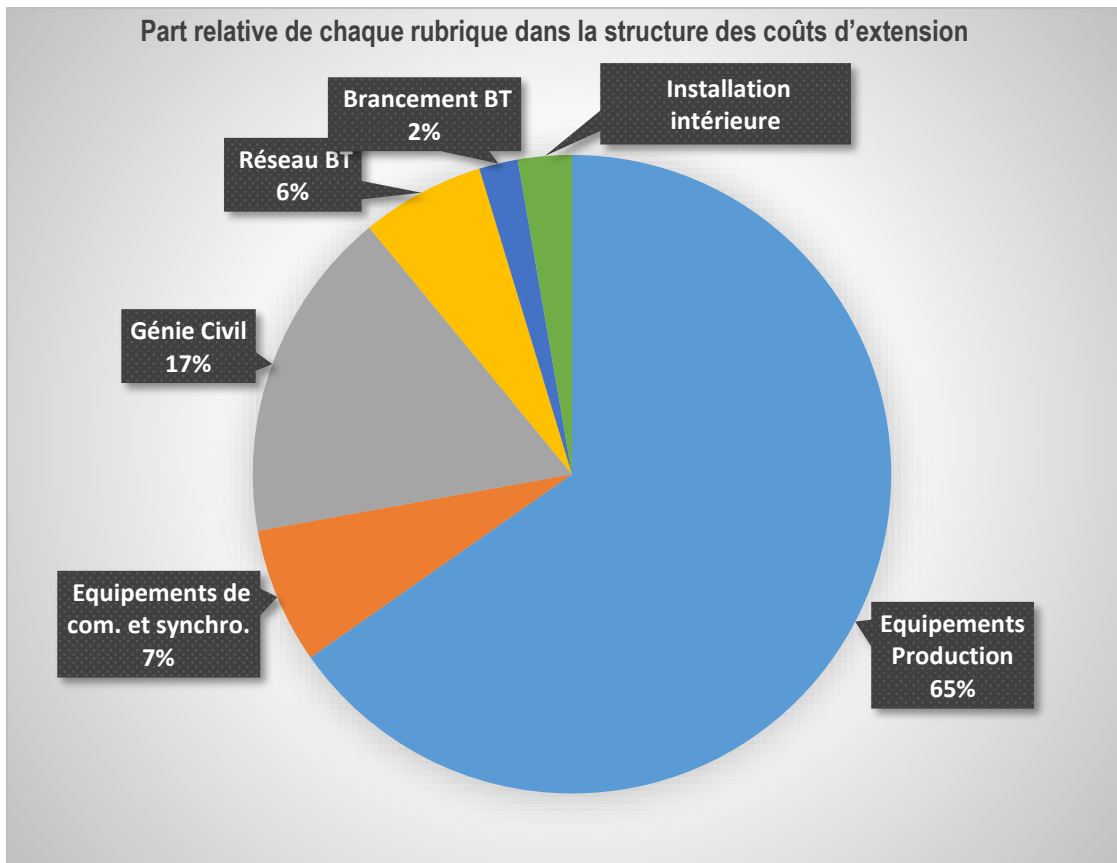


Figure 7 : Part relative de chaque rubrique dans la structure des coûts d'extension

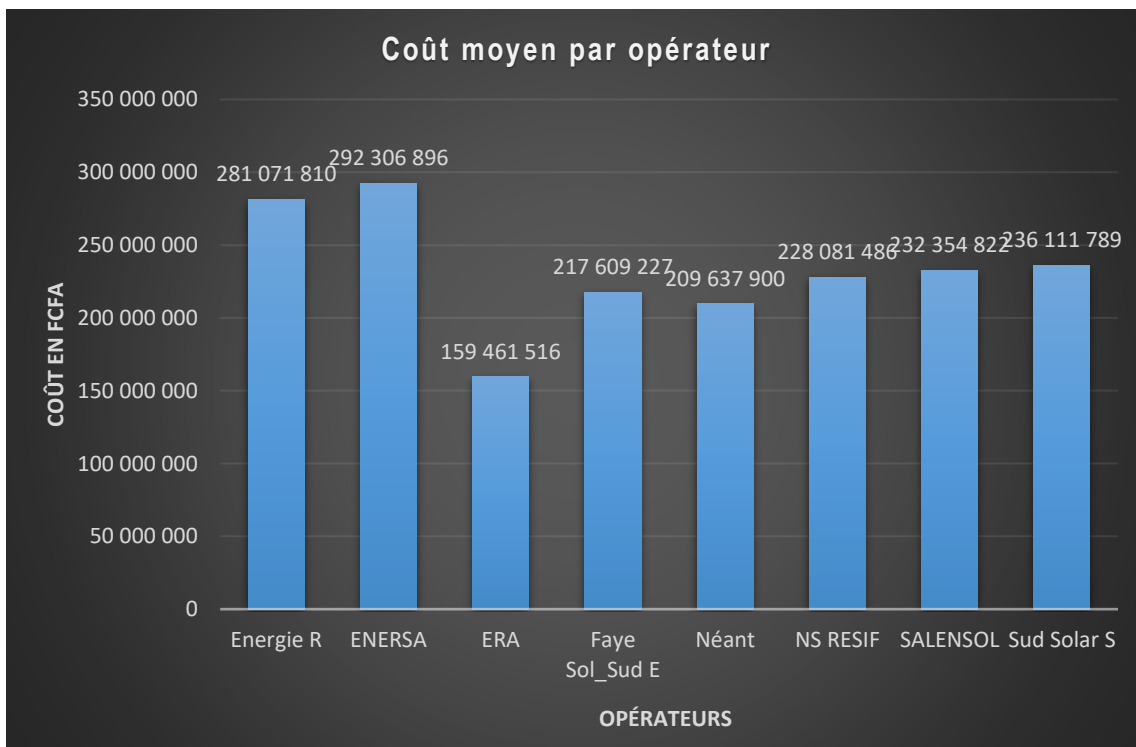


Figure 8 : Coût moyen par MC et par opérateur

Les résultats sont identiques au scénario 3, le coût moyen par abonné est donné dans le tableau ci-après.

Tableau 44 : Coût moyen par abonné et par opérateur selon le scénario 3

Opérateurs	Nb de Villages	Nombre d'abonnés	Nb abonné moyen par village	Coût Total par opérateur	Coût moyen par abonné
Energie R	10	929	93	2 810 718 096	3 025 124
ENERSA	2	210	105	584 613 793	2 788 855
ERA	1	53	53	159 461 516	3 015 821
Faye S.Sud	6	439	73	1 305 655 362	2 976 701
Néant	1	69	69	209 637 900	3 060 407
NS RESIF	29	2182	75	6 614 363 086	3 031 330
SALENSOL	10	825	82	2 323 548 223	2 818 130
Sud Solar	35	2796	80	8 263 912 602	2 956 016
<b>Total</b>	<b>94</b>	<b>7 501</b>	<b>80</b>	<b>22 271 910 578</b>	<b>2 969 242</b>

Le coût moyen par abonné est de 2 969 242 FCFA pour ce Scénario. Toutefois, on note que le coût moyen par abonné est optimal pour des opérateurs avec un nombre d'abonnés moyen par MC plus grand.

### 3.2.3.3. Simulation financière pour les opérateurs selon le scénario 3

La simulation financière est effectuée sur la base des hypothèses de l'harmonisation tarifaire et des hypothèses d'investissement précédemment définies pour ce scénario particulier. La demande actualisée intègre des ménages, des infrastructures sociocommunitaires et des activités génératrices de revenus (AGR) avec des forces motrices (forage, moulin, menuiserie), pour un service continu de 24 heures d'un niveau plus élevé que celui du précédent scénario.

Les inputs ci-dessous, constituent les facteurs d'influence caractérisant le scénario considéré pour simuler un site type qui est ensuite extrapolé au périmètre d'intervention de l'opérateur.

Tableau 45 : Facteurs d'influences pour la simulation financière du scénario 3

Facteurs D'influence	Extension -Act avec FM
Nombre d'abonnés	1149
<i>Monophasé</i>	1109
<i>Force Motrice</i>	40
Investissements Production (FCFA)	3 251 401 661
Investissements Distribution (FCFA)	<b>399 066 865</b>
Investissements Comptage (FCFA)	<b>26 656 800</b>
<b>Charge Amortissements (FCFA/an)</b>	<b>123 015 124</b>
- Charges Amortissement Production	108 380 055
- Charges Amortissement Distribution	13 302 229
- Charges Amortissement Comptage	1 332 840
Consommation individuelle moyenne monophasée (kWh/an/abonné)	1 000
Consommation individuelle moyenne force motrice (kWh/an/abonné)	11 801
Charges du personnel - Productivité (FCFA/an/abonné)	21 652



Ainsi nous obtenons un **prix de revient de 126 FCFA/kWh<sup>7</sup>** constitué des différentes rubriques de charges détaillées dans le tableau ci-après. Ce prix de revient tient compte des charges d'amortissement des investissements de production, de distribution et de comptage, permettant d'assurer la pérennité du service. Ces charges d'amortissement représentent à elles seules 62% des charges comptabilisées.

Tableau 46 : Prix de revient selon le scénario 3 et les rubriques de charges

Facteurs D'influence	Extension - Harmonisation
<b>Charge des Amortissements (FCFA/an)</b>	107 063
- Charges Amortissement Production	94 326
- Charges Amortissement Distribution	11 577
- Charges Amortissement Comptage	1 160
Total (FCFA/abonné)	
<b>Achats Energie</b>	
- Carburant	15 574
<b>Charges personnel (Salaires bruts)</b>	21 652
<b>Véhicules</b>	
- Carburant	4 445
- Entretien et réparation	4 099
<b>Frais financiers</b>	
- Amortissement	-
- Interêts bancaires	-
- Autres frais financiers	1 246
<b>Communication</b>	
- téléphone, internet	1 997
- Marketing, promotion	201
<b>Loyers</b>	
- Siège (quote part)	6 588
- Structure décentralisées	1 672
<b>Maintenance, réparation, pièces rechange</b>	5 641
<b>Charges administratives diverses</b>	
Informatique, papeterie, entretien, comptabilité, audit	3 030
<b>Redevances</b>	86
<b>Impôts et Taxes</b>	785
<b>Total Charges (FCFA/an/abonné)</b>	173 292
<b>Prix de Revient (FCFA/mois/abonné)</b>	14 441
<b>Prix de Revient (FCFA/kWh)</b>	126

Sur la base du prix de revient précédemment calculé, un prix de vente est proposé incluant une marge de l'opérateur correspondant à 20% des charges totales hors amortissements d'actifs. Le tableau ci-

<sup>7</sup> Le détail de ces résultats est à retrouver dans le fichier des simulations « BP ERIL-scenarii invest. Public » : le résultat est stocké dans l'onglet « Simulation FIN » colonnes AX ligne 73

dessous dégage un **prix de vente moyen de 151 FCFA/kWh<sup>8</sup>** qui, comparé au tarif de référence harmonisé de 91 FCFA/kWh fixé par l'Etat infère un déficit de 60 FCFA/kWh qui devra faire l'objet d'une compensation tarifaire de 83 012 FCFA/an/abonné que l'Etat devra verser.

Tableau 47 : Calcul prix de vente selon scénario 3

Prix de Revient (FCFA/kWh)	126
Marge Opérateur (FCFA/an/abonné)	13 246
Prix de vente (FCFA/kWh)	186 538
Prix de vente (FCFA/an/abonné)	151
Tarif de référence (FCFA/kWh)	91
Ecart Max (FCFA/kWh)	-60
Déficit théorique (FCFA/an/abonné)	-83 012
Compensation nécessaire (FCFA/an/abonné)	83 012

En étendant ce scénario aux opérateurs suivis dans l'étude, nous obtenons les résultats suivants permettant à ceux-ci de dégager une rentabilité très confortable et d'assurer en même temps, la pérennité du service par les revenus tirés de l'activité et de pouvoir faire face à des imprévus sans grand dommage. Il faudrait pour cela que les préalables de plus forte intensité de consommation énergétique soient réalisés par des initiatives hardies de stimulation du marché.

Tableau 48: Scénario Extension - Actualisation avec FM (harmonisation tarifaire)

	Scénario Extension - Actualisation avec FM					
	Energie R	ENERSA	Faye Solaire	NS Resif	Sud Solar	Solensol
<b>Charge des Amortissements (FCFA/an)</b>	<b>82 973 648</b>	<b>18 843 048</b>	<b>38 970 849</b>	<b>193 034 177</b>	<b>247 743 253</b>	<b>73 016 810</b>
- Charges Amortissement Production	73 102 300	16 601 297	34 334 500	170 068 964	218 269 320	64 330 024
- Charges Amortissement Distribution	8 972 348	2 037 591	4 214 109	20 873 732	26 789 693	7 895 666
- Charges Amortissement Comptage	899 000	204 160	422 240	2 091 480	2 684 240	791 120
Total (FCFA/an)						
<b>Achats Energie</b>	<b>12 069 800</b>	<b>2 741 013</b>	<b>5 668 913</b>	<b>28 079 807</b>	<b>36 038 088</b>	<b>10 621 424</b>
- Carburant	12 069 800	2 741 013	5 668 913	28 079 807	36 038 088	10 621 424
<b>Charges personnel (Salaires bruts)</b>	<b>16 780 140</b>	<b>3 810 716</b>	<b>7 881 253</b>	<b>39 038 184</b>	<b>50 102 250</b>	<b>14 766 523</b>
<b>Véhicules</b>	<b>6 621 373</b>	<b>1 503 693</b>	<b>3 109 910</b>	<b>15 404 305</b>	<b>19 770 139</b>	<b>5 826 808</b>
- Carburant	3 444 765	782 295	1 617 928	8 014 079	10 285 401	3 031 393
- Entretien et réparation	3 176 608	721 398	1 491 981	7 390 226	9 484 738	2 795 415
<b>Frais financiers</b>	<b>965 351</b>	<b>219 228</b>	<b>453 403</b>	<b>2 245 842</b>	<b>2 882 350</b>	<b>849 509</b>
- Amortissement	-	-	-	-	-	-
- Interêts bancaires	-	-	-	-	-	-
- Autres frais financiers	965 351	219 228	453 403	2 245 842	2 882 350	849 509
<b>Communication</b>	<b>1 703 116</b>	<b>386 772</b>	<b>799 915</b>	<b>3 962 216</b>	<b>5 085 174</b>	<b>1 498 742</b>
- téléphone, internet	1 547 592	351 453	726 869	3 600 398	4 620 810	1 361 881
- Marketing, promotion	155 524	35 319	73 046	361 818	464 364	136 861
<b>Loyers</b>	<b>6 401 852</b>	<b>1 453 840</b>	<b>3 006 805</b>	<b>14 893 599</b>	<b>19 114 691</b>	<b>5 633 630</b>
- Siège (quote part)	5 105 782	1 159 507	2 398 071	11 878 356	15 244 878	4 493 089
- Structure décentralisées	1 296 069	294 333	608 735	3 015 243	3 869 813	1 140 541
<b>Maintenance, réparation, pièces rechange</b>	<b>4 371 660</b>	<b>992 790</b>	<b>2 053 270</b>	<b>10 170 454</b>	<b>13 052 929</b>	<b>3 847 060</b>
<b>Charges administratives diverses</b>	<b>2 347 926</b>	<b>533 206</b>	<b>1 102 768</b>	<b>5 462 336</b>	<b>7 010 452</b>	<b>2 066 175</b>
Informatique, papeterie, entretien, comptabilité, audit	2 347 926	533 206	1 102 768	5 462 336	7 010 452	2 066 175
<b>Redevances</b>	<b>66 481</b>	<b>15 098</b>	<b>31 225</b>	<b>154 664</b>	<b>198 499</b>	<b>58 503</b>
<b>Impôts et Taxes</b>	<b>608 648</b>	<b>138 222</b>	<b>285 868</b>	<b>1 415 991</b>	<b>1 817 307</b>	<b>535 611</b>
<b>Total Charges (FCFA)</b>	<b>134 909 994</b>	<b>30 637 625</b>	<b>63 364 178</b>	<b>313 861 574</b>	<b>402 815 132</b>	<b>118 720 795</b>

<sup>8</sup> Idem ligne 80

	Scénario Extension - Actualisation avec FM					
	Energie R	ENERSA	Faye Solaire	NS Resif	Sud Solar	Solensol
Revenus (FCFA)	162 699 244	33 101 499	74 538 972	383 175 428	476 650 835	135 607 654
Excédent (FCFA)	27 789 249	2 463 874	11 174 794	69 313 854	73 835 703	16 886 859
Ratio Excédent/Revenus	17%	7%	15%	18%	15%	12%

Dans l'hypothèse d'un financement privé des investissements par l'opérateur, les intérêts induits renchériraient le total des charges de 116 064 FCF/an/Abonné pour porter le prix de revient à 211 FCFA/kWh, et le prix de vente à 253 FCFA/kWh.

9

### 3.2.4. Evaluation du coût de raccordement des localités au réseau MT (Scénario 4)

Ce chapitre est à titre comparatif entre le coût de raccordement au réseau interconnecté et l'alimentation des villages par les mini-réseaux. Le coût de raccordement au réseau MT est la somme des coûts de la ligne MT, du transformateur (Poste H61) et des frais de la main d'œuvre et du transport. L'évaluation de ces coûts a été faite sur la base des résultats (puissance de transformateur) du scénario 2 et du scénario 3. Une comparaison a été également faite entre les coûts de raccordement au réseau MT et les coûts des deux options de réhabilitation et d'extension des MC (scénario 2 et 3). Les résultats sont indiqués en annexe. La liste des villages dont le coût de raccordement par MC est inférieur à celui fait par MT est donnée dans le tableau ci-dessous.

Tableau 49 : Synthèse des coûts de raccordement entre MT et les autres options de MC

Localités	Coût raccordement par MT selon scénario2	Coût alimentation par MC selon scénario 2	Ecart (coût MC - Coût MT) selon scénario2
Sacita farimboure	156 257 400	153 538 313	-2 719 087
Kathiale	99 171 000	85 430 664	-13 740 336
Woppa	333 152 400	102 012 479	-231 139 921
Francounda badji	92 095 200	85 377 279	-6 717 921
Madina linketo	142 105 800	132 469 588	-9 636 212
Ndiagne kahone	92 575 200	91 485 573	-1 089 627
Nema diaour	113 322 600	72 208 592	-41 114 008
Souaki	149 181 600	121 570 195	-27 611 405
Bary	92 095 200	73 131 349	-18 963 851
Diassina	120 878 400	112 579 936	-8 298 464
Fadiounggar	106 726 800	99 131 950	-7 594 850
Francounda	92 095 200	80 243 325	-11 851 875
Kooling	92 575 200	89 194 764	-3 380 436

Tenant compte des données actualisées (scénario2), treize (13) villages ont un coût d'alimentation par MC moins cher que le coût de raccordement au réseau MT. Cependant pour l'hypothèse dite harmonisation (scénario 3) seul le village de Woppa a un coût de raccordement par MC moins onéreux que celui par MT. Ceci est en corrélation avec les résultats de l'application du PO avec les dorsales projetées. L'écart entre le coût de raccordement au réseau MT et le coût de l'extension des MC (cas2.1) de ces villages varie de 1 089 627 FCFA à 231 139 921 FCFA.

<sup>9</sup> Le détail de ces résultats est à retrouver dans le fichier des simulations « BP ERIL-scenarii invest. Privé » : le résultat est stocké dans l'onglet « Simulation FIN » colonnes AX lignes 73 et 80

### 3.2.5. Simulation financière pour les opérateurs selon le scénario 4

La simulation financière est effectuée simultanément pour les deux variantes précédentes, à savoir avec les hypothèses de demande actualisée et avec celles de l'harmonisation tarifaire. La demande actualisée intègre des ménages, des infrastructures sociocommunitaires et des activités génératrices de revenus (AGR) avec des forces motrices (forage, moulin, menuiserie), pour un service continu de 24 heures.

Les inputs d'investissement sont maintenus, à l'exception de celui relatif à la production qui est annulé. En matière d'exploitation, le carburant utilisé à la production ne figure pas dans les charges, l'électricité étant, en l'occurrence, entièrement fournie par la SENELEC. Dans la même dynamique, toutes les activités de maintenance, d'entretien et de dépannages relatifs aux équipements techniques sont réduites pour se limiter à la gestion du réseau de distribution. Une hypothèse de répartition du poids des charges entre les volets production et distribution, pour respectivement 2/3 et 1/3, a été faite.

Les simulations conduisent à un prix plafond d'achat SENELEC de **93 FCFA/kWh** à partir duquel les résultats d'exploitation comparables sont retrouvés pour les cas étudiés.

En conséquence même si le niveau d'investissement initial requis est sensiblement plus faible dans le cas du raccordement au réseau MT, les conditions de viabilité économique et financière du service ne pourraient pas être assurées par un prix d'achat en gros de l'énergie à la SENELEC relativement faible.

Tableau 50 : Résultats simulation financière raccordement au réseau MT<sup>10</sup>

	Extension -Act avec FM	Extension - Harmonisation
<b>Charge des Amortissements (FCFA/an)</b>	14 066	12 737
- Charges Amortissement Production	-	-
- Charges Amortissement Distribution	12 946	11 577
- Charges Amortissement Comptage	1 120	1 160
Total (FCFA/abonné)		
<b>Achats Energie</b>		
- Carburant ou nrj SENELEC	84 325	127 684
<b>Charges du personnel (Salaires bruts)</b>	9 473	7 578
<b>Véhicules</b>		
- Carburant	4 445	4 445
- Entretien et réparation	4 099	4 099
<b>Frais financiers</b>		
- Amortissement	-	-
- Intérêts bancaires	-	-
- Autres frais financiers	1 246	1 246
<b>Communication</b>		
- téléphone, internet	699	699
- Marketing, promotion	201	201
<b>Loyers</b>		
- Siège (quote part)	6 588	6 588
- Structure décentralisées	1 672	1 672
<b>Maintenance, réparation, pièces de rechange</b>	1 974	1 974
<b>Charges administratives diverses</b>		
Informatique, papeterie, entretien, comptabilité, audit	3 030	3 030
<b>Redevances</b>	86	86
<b>Impôts et Taxes</b>	785	785

<sup>10</sup> Le détail de ces résultats est à retrouver dans le fichier des simulations « BP ERIL-scenarii raccord. MT » : le résultat est stocké dans l'onglet « Simulation FIN » colonnes AY-AX lignes 73 et 79

	Extension -Act avec FM	Extension - Harmonisation
Total Charges (FCFA/an/abonné)	131 903	172 038
Prix de Revient (FCFA/mois/abonné)	10 992	14 337
Prix de Revient (FCFA/kWh)	145	125
Marge Opérateur (FCFA/an/abonné)	23 567	31 860
Prix de vente (FCFA/kWh)	175	150
Tarif de référence (FCFA/kWh)	91	91
Ecart Max (FCFA/kWh)	-84	-59
Déficit théorique (FCFA/an/abonné)	-75 772	-81 508
Compensation nécessaire (FCFA/an/abonné)	75 772	81 508

## IV. SITUATION DES ERILS EXISTANTS DANS LE CADRE DU PLAN OPERATIONNEL (PO)

La mise en œuvre du PO dans le cadre du programme SE4ALL 2025, va avoir une incidence importante sur la configuration de l'électrification rurale au Sénégal. En effet l'extension des réseaux MT vers toutes les localités de plus de 1000 habitants, retenue comme une orientation forte dans le cadre du PO et la mise en place des CER sur l'ensemble du territoire amènent à envisager la reconversion des MC situées dans les localités visées par les extensions de réseaux MT. Cette nouvelle donnée aura deux effets : (i) un impact sur le contrat de l'opérateur ERIL pour chaque localité raccordée sur MT, (ii) et la nécessité d'une reconversion de l'utilisation de la MC concernée.

Cette partie est consacrée à l'étude des pistes qui sont privilégiées pour cette reconversion des MC, à l'évaluation des coûts d'investissement associés et à une analyse des conditions de rentabilité. Il convient de noter que les termes de référence ne prévoyaient pas un tel exercice.

### 4.1. Impact de l'arrivée du réseau MT sur les ERIL

Le raccordement au réseau MT d'une localité desservie par MC et gérée par un opérateur d'ERIL, conduit à trouver des solutions à deux effets subséquents : (i) l'impact sur le contrat de l'opérateur de l'ERIL (ii) et la reconversion de l'utilisation de la MC existante après le raccordement de la localité sur la MT.

#### 4.1.1. L'impact sur le contrat ERIL

Dès que l'extension du réseau MT dans une localité disposant d'une MC gérée par un opérateur ERIL est faite par le Concessionnaire de la zone où est située la MC, deux possibilités sont définies dans le contrat d'ERIL :

- **Première option** : Une rétrocession de l'ERIL au Concessionnaire, suivant l'Article 15 du contrat d'ERIL :  
Le concessionnaire souhaite reprendre l'activité de l'opérateur qui cède alors la totalité de son exploitation (unité de production et réseau) au concessionnaire et libère le périmètre. Les modalités de cession / reprise sont définies par la CRSE. En effet, l'opérateur ERIL a l'obligation de rétrocéder l'exploitation de l'ERIL au concessionnaire du périmètre dans lequel se situe l'ERIL si ce dernier en fait la demande. Les conditions de reprise éventuelle de l'ERIL par le nouveau concessionnaire seront négociées d'accord parties sous le contrôle de la Commission de régulation et suivant les modalités définies dans le Cahier des Charges de l'opérateur ERIL.  
Cette option pourrait nécessiter la compensation de l'opérateur d'ERIL. Celle-ci sera faite suivant une des méthodes de compensations prenant en compte, soit la valeur résiduelle nette comptable, les coûts de remplacement, les coûts évités, ou la valeur EBITDA. La compensation prendra ainsi en compte in fine les pertes de chiffres d'affaires encourues par l'opérateur ERIL.  
Concernant le sort réservé au personnel de l'opérateur, il sera pris en compte conformément aux dispositions du Code du travail.
- **Deuxième option** : Le concessionnaire n'est pas intéressé par la reprise de l'activité. Dans ce cas de figure, l'opérateur maintient les activités de production, de distribution et de commercialisation de l'électricité, ainsi sa licence ou son autorisation est maintenue jusqu'à la fin du contrat en cours de validité. Il a la latitude d'acheter de l'énergie (en cas de déficit) ou d'en vendre (en cas de surplus) ou de faire du « **NETMETERING** », en lui revendant l'électricité au Tarif de gros défini par la CRSE.

#### 4.1.2. Reconversion de l'utilisation de la MC

Quelle que soit l'évolution contractuelle de la gestion des MC situées dans les villages qui seront raccordés au réseau MT, une reconversion de leur mode d'utilisation est à examiner. A cet effet, le tableau ci-après dresse les possibilités offertes avec leurs avantages et inconvénients.

Tableau 51: Problématiques posées par les équipements des MC des villages raccordés au réseau MT (Avantages et inconvénients)

Solution		Avantages	Inconvénients
Démantèlement	Usage SHS :	<p>Les modules de chaque champ sont récupérés : soit 24 modules de 215 Wc chacun par centrale (durée de vie actuelle &lt; à 25ans)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Possibilité d'assemblage en kit SHS de 215, de 430 ou de 860 Wc <ul style="list-style-type: none"> <li>o Le kit de 215Wc est nettement supérieur au service de niveau 1 qui est de 50Wc.</li> <li>o Le 430 et le 860 Wc conviennent à la plupart des usages communautaires (lieux de culte, structures sanitaires, écoles)</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Nécessité d'achat d'équipements complémentaires pour chaque SHS : <ul style="list-style-type: none"> <li>o Support métallique</li> <li>o Batterie de stockage</li> <li>o Régulateur</li> <li>o Eventuellement un onduleur</li> </ul> </li> <li>- Nécessité de recycler tous les équipements sauf les modules</li> <li>- Gestion plus complexe des SHS selon des études de satisfaction réalisées dans le cadre des projets ERSEN</li> <li>- Investissement pour le réaménagement de la centrale pour d'autres usages.</li> <li>- Investissement pour les équipements additionnels</li> </ul>
	Mise au rebut des équipements	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Opportunité pour la mise en place d'une stratégie de recyclage des équipements en fin de vie</li> <li>- Opportunité d'en connaître les coûts pour les investissements futurs</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Nécessité de recycler tous les équipements</li> <li>- Impact environnemental (non-existence de système de recyclage des équipements en rebut)</li> <li>- Une valeur résiduelle des modules perdus</li> <li>- Investissement pour le réaménagement de la centrale pour d'autres usages.</li> </ul>
Réhabilitation	Usages productifs avec injection au réseau du surplus	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Exploitation technique simple ;</li> <li>- Système sans batterie (investissement plus faible)</li> <li>- Moins d'éléments en fin de vie à recycler (à la fin de vie des équipements)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Absence d'arrêt sur le coût d'achat du surplus injecté dans le réseau (CRSE)</li> <li>- Ce système PV raccordé au réseau, ne fonctionne que si le réseau est actif (pas de fonctionnement en ilotage)</li> <li>- Investissement pour le réaménagement de la centrale pour d'autres usages.</li> <li>- Investissement pour les équipements additionnels</li> </ul>
	MC dédiée aux usages productifs (modèle de la plateforme multifonctionnelle)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Possibilité d'accroissement des AGR</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Les AGR restent limitées à cause de la puissance actuelle (5 kWc):</li> <li>- Nécessité de réhabilitation de la MC</li> <li>- Nécessité de recycler tous les équipements en fin de vie et les équipements défectueux</li> <li>- Investissement pour le réaménagement de la centrale pour d'autres usages.</li> <li>- Investissement pour les équipements additionnels</li> </ul>
	Injection au réseau 100%	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Conception simple ;</li> <li>- Nécessite peu de maintenance préventive ;</li> <li>- Nécessite moins d'équipements (pas de batterie de stockage) pour la réhabilitation ;</li> <li>- La gestion technique du système est simple.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ce système PV raccordé au réseau ne fonctionne que si le réseau est actif (pas de fonctionnement en ilotage)</li> <li>- Absence d'arrêt sur le coût d'achat du surplus injecté dans le réseau (CRSE) et d'un modèle de gestion appropriée.</li> <li>- Nécessité de recycler tous les équipements en fin de vie et les équipements défectueux</li> <li>- Investissement pour les équipements additionnels</li> </ul>
	Délocalisation sur un autre site	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Prolongement de la durée de vie d'une partie de l'équipement des MC</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Nécessité d'identifier un site adéquat</li> <li>- Nécessité de transporter des équipements fonctionnels</li> </ul>

Solution		Avantages	Inconvénients
			<ul style="list-style-type: none"> <li>- Nécessité de reconstruction d'un local</li> <li>- Investissement complémentaire pour la délocalisation ;</li> <li>- Investissement pour les équipements additionnels</li> <li>- Investissement pour le réaménagement de la centrale pour d'autres usages</li> </ul>
<b>NB</b> : Le démantèlement et la rénovation engendrent des déchets dont Il est nécessaire de prendre en charge la gestion pour prévenir leurs impacts négatifs sur l'environnement.			

## 4.2. Options retenues pour la reconversion des MC

Après avoir procédé à l'analyse des avantages, des inconvénients et des possibilités de reconversion des équipements des MC dans les villages raccordés au réseau MT, deux options ont été retenues pour une analyse approfondie : (i) la reconversion des MC pour des usages dédiés, (ii) et le démantèlement pour la délocalisation des MC.

### 4.2.1. Reconversion des MC pour des usages dédiés (Option 1)

Cette option consiste à envisager l'utilisation de la MC pour alimenter exclusivement des usages productifs selon le principe des plates-formes multifonctionnelles. Ce qui signifie que la production d'énergie et son utilisation se font dans l'enceinte de la centrale. Cela implique un aménagement adéquat de l'espace commun autour de la centrale actuelle.

Deux variantes peuvent être considérées pour cette reconversion : (i) un système d'alimentation électrique PV isolé en ilotage (Option 1 – variante 1), (ii) un système d'alimentation électrique PV connecté au réseau local (Option 1 – variante 2).

**Option 1 – variante 1** : *il s'agit d'un système d'alimentation électrique PV isolé (en ilotage), dédié uniquement aux usages productifs.*

Pour cette variante 1, la configuration du système d'alimentation PV est identique à celle des MC actuelles (GPV-Onduleur chargeur-Onduleur PV-Stockage batteries). L'alimentation des usages productifs se fait dans l'enceinte de la centrale, elle ne nécessite donc pas de réseau de distribution. Elle est à l'instar d'une plateforme multifonctionnelle. Les usagers disposant de ces équipements productifs seront contraints de s'installer dans le périmètre de la centrale pour avoir accès à une prise de connexion avec un système de comptage. Cela nécessitera un aménagement de l'espace disponible sur le terrain de la centrale.

Les résultats des enquêtes sur les villages de l'échantillon ont permis de déterminer la demande potentielle des usages productifs pour chaque village. C'est sur cette base que la puissance requise pour les usages dédiés a été déterminée pour chaque localité.

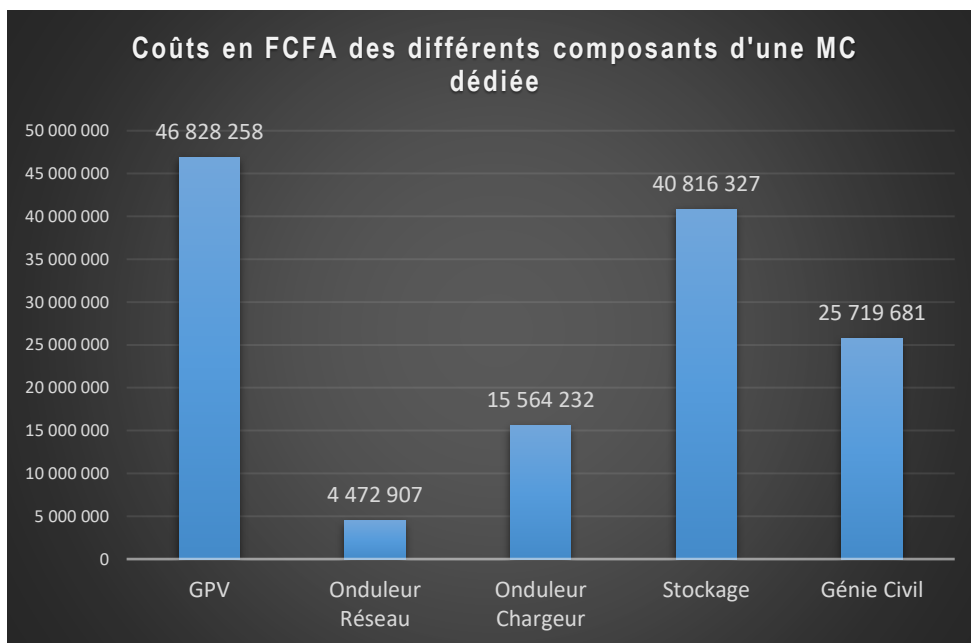
Avantages : Fonctionnement indépendant au réseau local,

Inconvénients :

- Nombre d'AGR limitées à la capacité de la MC,
- Coût élevé,

Le graphe ci-dessous présente la répartition des coûts des différents composants des MC dédiées.





*Figure 9 : Coûts en FCFA des différents composants d'une MC dédiée*

La structure du coût du système de l'option 1 – variante 1 qui est représentée dans le graphe ci-dessus fait apparaître la part prépondérante du stockage et de l'onduleur chargeur qui représente 43% du coût total.

La mise en œuvre de cette option est à analyser sous deux cas de figures pouvant se présenter après l'arrivée de la MT ; (i) l'opérateur ERIL continue d'assurer la gestion de la localité ou, (ii) le concessionnaire reprend la gestion de la localité.

**(i) Opérateur continue de desservir le village**

C'est la situation pour laquelle le réseau MT arrive dans une localité et que le concessionnaire, malgré l'exclusivité dont il dispose dans sa zone de concession, renonce à la gestion de la localité au profit de l'opérateur ERIL. Ce dernier continue alors à assurer la gestion de la localité.

**(ii) Le concessionnaire reprend la gestion de la localité**

C'est la situation pour laquelle le réseau MT arrive dans une localité et que le concessionnaire reprenne la gestion du fait de l'exclusivité dont il dispose dans le cadre de son contrat de concession.

Dans ces deux cas de figure, **la centrale sera déconnectée du réseau BT pour fonctionner en ilotage comme une plateforme de production d'électricité dédiée** à des activités productives qui seront alors installées dans l'enceinte de la centrale. Cette gestion de la centrale dédiée consistera à fournir de l'électricité aux propriétaires d'équipements productifs qui seront installés dans l'enceinte de la centrale. Cette vente sera au tarif en vigueur dans le village avec compteur prépaiement.

De l'analyse financière résulte un **prix de revient de 210 FCFA/kWh**<sup>11</sup>. Ce prix de revient tient compte des charges de renouvellement des investissements de production, de distribution et de comptage, permettant d'assurer la pérennité du service. Ces charges de renouvellement représentent à elles seules près de deux tiers des charges comptabilisées : 64% exactement.

<sup>11</sup> Le détail de ces résultats est à retrouver dans le fichier des simulations « BP ERIL-scenarii invest. public » : le résultat est stocké dans l'onglet « Simulation FIN » colonne BH ligne 73

Sur la base du prix de revient précédemment calculé, un prix de vente est proposé incluant une marge de l'opérateur correspondant à 20% des charges totales hors renouvellement d'actifs. Il se chiffre à **225 FCFA/kWh**<sup>12</sup> qui, comparé au tarif de référence harmonisé de 91 FCFA/kWh fixé par l'Etat infère un déficit de 134 FCFA/kWh qui devra faire l'objet d'une compensation tarifaire à verser par l'Etat devra.

Dans l'hypothèse d'un financement privé des investissements par l'opérateur, les **intérêts induits** renchériraient le total des charges pour porter le **prix de revient à 280 FCFA/kWh, et le prix de vente à 309 FCFA/kWh**<sup>13</sup>.

**Option 1 – variante 2** : un système d'alimentation électrique PV connecté au réseau local.

Pour cette variante 2, la configuration du système d'alimentation PV est la suivante : GPV-Onduleur réseau. Aussi pour cette option, la suppression des batteries et de l'onduleur chargeur fait baisser le coût du système d'environ 43%.

Avantages :

- pas de limitation du nombre d'AGR
- coût plus faible que celui de l'option 1 – variante 1,
- pas de système de stockage (donc moins de déchets solaires),
- possibilité de réinjection du surplus dans le réseau,
- plus grande fiabilité.

Inconvénients : fonctionnement tributaire de la présence du réseau local.

La connexion de la centrale PV au réseau BT du village (après arrivée de la MT) amène à examiner la possibilité d'une injection d'énergie dans le réseau de la SENELEC au cas où il y aurait un surplus d'énergie par rapport aux besoins de la localité :

- Au cas où la SENELEC assure la gestion de la localité, l'injection du surplus d'énergie ne pose pas de problème au point de vue de la loi.
- Au cas où c'est un opérateur autre que SENELEC qui gère la localité après l'arrivée de la MT, l'injection du surplus ne pourrait se faire dans les conditions actuelles de la loi du fait que ce surplus ne provient pas d'une installation destinée à une consommation propre. De plus l'opérateur n'est pas non plus un IPP.

A moins d'une dérogation qui permettrait à l'opérateur de l'ERIL, de réinjecter le surplus dans le réseau de SENELEC au tarif de rachat prévu par la loi, le raccordement de la MC au réseau BT à l'arrivée de la MT n'est intéressant à envisager que dans la mesure où c'est la SENELEC qui serait le reprenneur de l'ERIL.

---

<sup>12</sup> Le détail de ces résultats est à retrouver dans le fichier des simulations « BP ERIL-scenarii invest. public » : le résultat est stocké dans l'onglet « Simulation FIN » colonne BH ligne 80

<sup>13</sup> Le détail de ces résultats est à retrouver dans le fichier des simulations « BP ERIL-scenarii invest. privé » : le résultat est stocké dans l'onglet « Simulation FIN » colonne BH lignes 73 et 80

#### 4.2.2. Démantèlement des équipements des MC pour délocalisation (Option 2)

Cette option consiste à démanteler des MC pour délocaliser leurs équipements dans d'autres sites dans le but : - (i) de renforcer des MC existantes (Option 2 – variante 1) - (ii) pour les réinstaller au profit d'une autre localité (Option 2 – variante2).

##### **Option 2 – variante 1 : renforcement de MC existantes**

Cette variante permet en réalité d'utiliser les équipements d'une MC démantelée comme pièces de rechange pour réhabiliter ou renforcer d'autres centrales existantes. Cette opération est possible parce que les MC ont des configurations quasi identiques. Mais au regard de leur état actuel, cette option n'est envisageable que pour les modules PV.

##### **Option 2 – variante 2 : réinstallation au profit d'une autre localité**

Cette option nécessite plusieurs préalables :

- Identification d'un site d'accueil ;
- Démantèlement et transport sur site des équipements fonctionnels ;
- Réalisation des travaux de génie civil du site d'accueil ;
- Remise à niveau de la MC pour l'adapter aux besoins du nouveau site.

**Au regard de l'état actuel des centrales et considérant les préalables ci-dessus, cette option n'est pas pertinente comparée à la construction d'une nouvelle centrale.**

#### 4.3. Mise en cohérence entre solution de réhabilitation court-terme et reconversion des centrales à l'arrivée de la MT

La période de l'arrivée des lignes MT dans les localités disposant de MC reste pour le moment indéterminée dans le temps. En considérant le planning prévisionnel de mise en œuvre du PO, l'horizon de court terme (4 à 5 ans) peut être retenu avant les extensions de réseaux. Aussi, si une décision de réhabilitation doit être prise pour éviter de laisser les localités dans les mauvaises conditions actuelles de desserte en électricité, cette décision pourrait être plus pertinente si l'on optimise le dimensionnement des centrales de manière à améliorer le service actuel et qu'à l'arrivée du réseau MT, leurs reconversions permettent de prendre en charges les usages dédiés.

Ce résultat d'optimisation est montré dans la comparaison des puissances des centrales suivant les différents scénarii de réhabilitation avec les puissances requises pour les usages dédiés, comme indiqué dans le tableau ci-dessous :

Tableau 52 : Puissances des centrales des scénarii de réhabilitation VS puissances requises pour les usages dédiés

Localités	Puissance GPV actuelle (kWc)	Puissance GPV scénario 1.2 (kWc)	Puissance GPV scénario 2 (kWc)	Puissance GPV usage dédié (kWc)	Différence (P scénario 1.2 - P u dédié) (kWc)	Différence (P scénario 2 - P u dédié) (kWc)
BAMBADALA	7	49	86	41	8	45
BISSARY KANSOYE	5	15	26	10	5	16
KEUR NDONGO	5	24	34	10	14	24
KOHEL MOUNKOUTALLA	6	31	43	10	21	33
MAGNORA	6	10	21	10	0	11
NDELLE	14	39	54	10	29	44
NDIMBA	5	49	63	10	39	53
PADAF	5	38	59	21	17	38
SACITA FARYMBOURE	6	35	47	10	25	37
SARRE BOCAR	6	22	33	10	12	23
NDOMBIL	10	33	46	10	23	36
SINE MOUSSE ABDOU	10	37	51	10	27	41

Localités	Puissance GPV actuelle (kWc)	Puissance GPV scénario 1.2 (kWc)	Puissance GPV scénario 2 (kWc)	Puissance GPV usage dédié (kWc)	Différence (P scénario 1.2 - P u dédié) (kWc)	Différence (P scénario 2 - P u dédié) (kWc)
KATHIALE	14	17	26	10	7	16
BAMBADALA 1	5	24	34	10	14	24
BISSARY	6	16	26	10	6	16
MALANDIANKUNDA	4	20	32	10	10	22
SAFANE	8	45	57	10	35	47
SANOUILY	5	23	34	10	13	24
SINA	5	22	34	10	12	24
WOPPA	0	23	32	11	12	21
BADIARY	0	26	48	21	5	27
BAFATA BALANTE	5	38	51	10	28	41
BOUMODA SOUCOTO	5	51	73	21	30	52
BOUMODA SOUCOUTOTO	5	28	39	10	18	29
DANDONE	5	19	29	10	9	19
DIAFILON DIOLA	5	21	32	10	11	22
FRANOUNDA BADJI COUNDA	5	15	26	10	5	16
FRANOUNDA SARAHOLE	5	24	36	10	14	26
KAMOYA	5	19	30	10	9	20
KARANTABA LINKETO	5	29	40	10	19	30
KIMBOUTO	5	15	23	10	5	13
KLONYA	5	11	28	21	-10	7
MADINA LINKETO	5	29	41	10	19	31
MAKA	5	37	50	10	27	40
MARON COUNDA	5	17	27	10	7	17
MASSARIA	5	29	48	21	8	27
MISSIRA	5	20	31	10	10	21
NDIAGNE KAHONE	4	17	28	10	7	18
NEMA DIAOUR	5	12	21	10	2	11
NGARE KEUR AMADOU YACINE	5	23	38	10	13	28
NIOROKI	5	17	28	10	7	18
SIBIKOROTO 2	5	23	35	10	13	25
SINGHERE BAYNOUCK	5	22	34	10	12	24
SINGHERE MANDING	5	46	67	21	25	46
SONKO KOUNDA	5	27	39	10	17	29
SORANGE	5	20	30	10	10	20
SOUAKI	5	26	37	10	16	27
YACINE MANDINA	5	22	32	10	12	22
YACINE TAMBANA	5	21	31	10	11	21
DIAGANE SADER	5	23	33	10	13	23
DRAME IBRA	5	21	30	10	11	20
KERE	5	43	55	10	33	45
KEUR AMATH SEUNE	5	28	37	10	18	27
KEUR BABOU NDITY	5	24	34	10	14	24
KEUR MOUDIAYE FATIM	5	21	30	10	11	20
NDIAYENE KADE	5	40	51	10	30	41
NIASSENE	5	32	43	10	22	33
THIAMENE DIOGO	5	29	38	10	19	28
THIAMENE KEUR SOULEYMANE	5	14	24	10	4	14
BABADI	5	31	41	10	21	31
BADIOCOUNDA	5	21	30	10	11	20
BANDOUGA	5	29	41	10	19	31
BANGALERE	5	30	41	10	20	31
BANY	5	23	35	10	13	25
BARY	5	13	22	10	3	12
BISSADOU SANTO	5	38	50	10	28	40
BISSARY DIOUNKOUA	5	27	39	10	17	29
BISSASSOU DOUMA	5	27	37	10	17	27
DIASSINA	5	24	34	10	14	24
DIATOUA	5	34	52	21	13	31
DJIDA	5	30	39	10	20	29
DJINANI	5	22	31	10	12	21

Localités	Puissance GPV actuelle (kWc)	Puissance GPV scénario 1.2 (kWc)	Puissance GPV scénario 2 (kWc)	Puissance GPV usage dédié (kWc)	Différence (P scénario 1.2 - P u dédié) (kWc)	Différence (P scénario 2 - P u dédié) (kWc)
FADIOUNGHAR	5	20	30	10	10	20
FRANOUNDA	5	15	24	10	5	14
GASSEKOU	0	21	31	10	11	21
KANDION MANGANA	5	14	24	10	4	14
KANICOUNDA	5	30	41	10	20	31
KEUR ALLASSANE DIALLO	5	34	45	10	24	35
KITIM	5	26	38	10	16	28
KOGNARA	5	34	60	31	3	29
KOOLING	5	17	27	10	7	17
LAMEL	5	23	33	10	13	23
MANSABANG	5	25	35	10	15	25
MEDINA DIOGOYE	5	22	31	10	12	21
MISSIRA KABADA	6	31	41	10	21	31
NDIOLOFENE	8	34	55	21	13	34
NDORONG SERERE	10	37	48	10	27	38
SAKHOR	5	58	71	10	48	61
SALIKEGNE	0	24	35	10	14	25
SARE KOUBE	5	27	39	10	17	29
SARRE BITEYE	5	28	39	10	18	29
SEGAFOULA	5	28	41	10	18	31
SINGHERE BAINOUCK	5	22	32	10	12	22
VELINGARA SARE YAYA 3	6	23	86	10	13	23

En synthèse de cette comparaison, le tableau suivant montre que le **Scénario 1.2** de réhabilitation est plus intéressant pour atteindre le double objectif qui est d'améliorer la desserte actuelle et après l'arrivée de la MT, convertir la MC sans investissement additionnel pour prendre en charge tous les AGR existants.

Tableau 53 : Synthèse des scénarii de réhabilitation

Cas de figure	Option de réhabilitation	Services pouvant être assurés par la centrale à court terme avant arrivée MT (délai PO de 4 - 5 ans)	Services pouvant être assurés par la reconversion de la centrale après arrivée MT	Coût FCFA	Commentaires
Cas1 : chapitre 3.2.1.2	Réhabilitation pour ménages et communautaires (scénario 1.2)	100% des usages Domestiques et communautaires (24h/24)	AGR existantes + AGR futures	10 401 259 060	Solution assurant le service minimum à court terme avec un coût « moyen » ; sa mise en œuvre nécessiterait l'augmentation de la capacité de la centrale pour prendre en compte les AGR si la MT tarde à arriver
Cas2 : chapitre 3.2.2.1	Réhabilitation pour ménages, communautaires AGR (scénario 2)	100% des usages Domestiques, communautaires et AGR (24h/24)	AGR existantes + AGR futures + injection du surplus sur le réseau	14 347 555 230	Solution « relativement couteuse » mais permet d'assurer totalement le service indépendamment de la durée d'arrivée de la MT

## V. MISE EN OEUVRE DES ERILS DE SECONDE GENERATION

Le PO constitue un cadre de référence et une opportunité pour asseoir une cohérence globale de l'électrification rurale au Sénégal grâce à la possibilité de prise en charge des mini-réseaux par regroupement dans les périmètres des CER qu'elle offre. En effet, le PO a permis de géolocaliser les localités à électrifier et leur a défini l'option d'électrification retenue (extension du réseau, mini-réseaux et les systèmes individuels (SHS)).

### 5.1. Objectifs

L'objectif visé est la mise en œuvre des ERIL de seconde génération en cohérence avec le programme d'accès universel 2025 défini par le PO et le cadre global des Concessions d'électrification rurale.

### 5.2. Stratégie

La stratégie préconisée repose sur : - (i) une mise en cohérence des interventions - (ii) un cadre institutionnel amélioré - (iii) un cadre législatif et réglementaire revu - (iv) une planification conforme au PO - (v) une mise en œuvre suivant les étapes-clés du cycle de projet d'ERD avec des MC.

#### 5.2.1. Mise en cohérence des interventions

Il s'agira de mettre en place une approche d'interventions qui amène les acteurs à adopter un ensemble de règles communes, qui leur offre un outil de coordination et de synergie et un lieu d'échanges d'expérience en amont de la mise en œuvre des MC. Ce cadre doit permettre aux intervenants d'harmoniser leur démarche par le respect d'un cycle de projet identique pour les MC, et une concertation tout au long du processus d'installation des MC.

#### 5.2.2. Cadre institutionnel

Depuis l'attribution et la mise en place effective des dix (10) concessions d'électrification rurale (CER) qui couvrent désormais l'ensemble du territoire national, le paysage institutionnel s'est élargi à de nouveaux acteurs importants que sont les Concessionnaires de l'Electrification Rurale (CER). En effet, ils sont détenteurs d'une exclusivité pour la distribution et la vente d'énergie électrique dans leurs périmètres respectifs. Ces concessionnaires sont devenus des partenaires avec qui il convient de compter pour la pérennisation des services électriques dans les zones rurales éloignées du réseau électrique.

Sur le plan institutionnel, la difficulté majeure identifiée est liée à l'arrivée des concessions d'électrification rurale (CER) dans les localités abritant des ERIL. En effet, au fur et à mesure que les concessions sont attribuées, les ERIL se sont retrouvés dans leurs périmètres, avec parfois l'extension des réseaux MT à l'intérieur des villages avec ERIL, ou dans des villages très proches. Cette juxtaposition des CER et des ERIL va se généraliser avec la mise en œuvre du Plan Opérationnel du programme SE4ALL.

Mais considérant que toutes les MC prévues par le PO sont identifiées site par site (géolocalisées) et que leurs CER de rattachement sont connues, cette difficulté pourrait être surmontée, à condition qu'en amont de leur réalisation, des dispositions soient prises pour une implication des concessionnaires.

Comme le prévoient les textes réglementaires, au cas où un concessionnaire ne souhaiterait pas s'engager pour cette reprise, **il sera procédé à des appels d'offres pour leur mise en délégation de gestion par des opérateurs qui le souhaiteraient.**

## RECOMMANDATIONS

Etant des acteurs institutionnels :

- Associer les Concessionnaires d'Electrification au processus de mise en œuvre des MC à l'intérieur de leur périmètre dès la phase de conception du projet de MC et ce, jusqu'à leur mise en service.

Dans le cas d'une attribution à un opérateur ERIL par appel d'offre :

- Cette sélection devra se faire en amont de la phase de travaux de construction des MC afin que l'opérateur ERIL sélectionné soit associé pendant la phase de réalisation

### 5.2.3. Cadre législatif et réglementaire

L'analyse des principales difficultés rencontrées (Livrable 4) a également permis d'identifier les limites du cadre législatif et réglementaire régissant actuellement les projets d'Electrification Rurale d'Initiative Locale («ERIL»). Celles-ci portent sur :

- La taille et les caractéristiques de ce type de projets,
- Les modalités de développement, d'attribution et de planification des ERIL,
- La lourdeur des procédures d'obtention des contrats de distribution et des licences de vente,
- Le manque de visibilité et de sécurité des investissements réalisés sur le long terme par les opérateurs.

La levée de ces difficultés devrait se traduire par le développement accru des projets par des privés et permettre surtout la mise en service immédiate dès la réception des ouvrages.

## RECOMMANDATIONS

Revoir l'Arrêté n° 2675 MICITIE-MDE-ASER, notamment en ce qui concerne la dénomination, taille, la définition et les modalités d'attribution des ERIL :

- Lever la limitation à 200 du nombre maximum de ménages par ERIL.
- Revoir la dénomination de l'ERIL en le considérant comme un projet d'électrification rurale décentralisé relatif à la mise en œuvre de minicentrales hors réseau.
- **Proposition de définition de l'ERIL :**

*Les ERIL de seconde génération peuvent être définis comme des « Projets d'électrification rurale décentralisée (ERD), mettant en œuvre des solutions techniques d'électrification à partir de sources d'énergies renouvelables ou hybrides raccordées à un réseau de distribution BT qui alimente des consommateurs domestiques, des usages productifs et des infrastructures communautaires avec une puissance nette fournie ne dépassant pas 1 MW par site ». Ces projets ERD pouvant couvrir une ou plusieurs localités non prévues à être raccordées sur le réseau MT par le programme d'investissement du PO SE4ALL 2025.*

- Prendre en considération la planification des 1019 MC qui sont géolocalisées avec une ébauche de leur configuration technique, de leurs coûts d'investissements et des ménages qui seront desservis ;
- Procéder à un transfert par regroupement des MC par zone correspondant aux Concessions d'Electrification Rurale (CER) ;
- Définir une procédure unique de transfert de la gestion et d'exploitation des futurs MC quel que soit le mode de financement (Etat, bailleurs de fonds, PPP, fonds privés ou PPP) et quelque soient les modalités de mise en œuvre (contrat de **travaux et Fournitures, Clé en main, EPC, etc.**)

## 5.2.4. Planification des ERIL de seconde génération

Avec la mise en œuvre du PO à travers le programme d'investissement SE4ALL, il est prévu l'installation de 1019 MC hybrides. Ainsi une bonne planification de ces MC devrait permettre d'éviter les difficultés actuelles relatives aux conditions d'éligibilité et aux procédures de sélection. Une revue de l'Arrêté n°2675 MICITIE-MDE-ASER définissant le projet d'ERIL, ses caractéristiques, les conditions d'éligibilité ainsi que les procédures de sélection, est nécessaire pour assurer une mise en cohérence avec le code de l'électricité en cours de validation et aux conditions de mise en place du SE4ALL.

Les recommandations portent sur deux principes de base dont l'application va assurer plus de cohérence et une pérennisation de la gestion des MC, il s'agit de : (i) la planification de l'attribution des MC par zone de concentration dans les CER existants. (ii) la mise en œuvre des MC suivant un cycle de projet adapté au contexte actuel des projets ERD.

### 5.2.4.1. Planification de l'attribution des MC par zone de concentration dans les CER existants

Cette planification concerne le processus de délégation des MC, le programme d'investissement associé et l'impact financé du groupement des MC par zone de concession.

#### 5.2.4.1.1. Processus de délégation des MC

L'approche proposée repose sur la mise en délégation par lots de regroupement à l'intérieur des périmètres CER. L'examen de la configuration actuelle des 10 CER et la localisation des 1019 MC permettent de procéder à leur regroupement par Lots cohérents. On constate que ce regroupement favorise un accroissement substantiel de la taille des ERIL en termes de marché potentiel. Sept (7) zones sont ainsi définies qui se retrouvent dans les CER détenus par quatre (4) concessionnaires ci-après :

Tableau 54: Répartition des MC par concessionnaire

Concessionnaire	Nbre MC	Pop. Couverte 2023	Nbre Ménages 2023
SENELEC	353	80 512	8 484
Comasel	300	63 682	9 302
Enco	124	29 749	2 960
Era	242	61 256	7 198
<b>Total</b>	<b>1 019</b>	<b>235 199</b>	<b>27 944</b>

La répartition détaillée par département est présentée dans le tableau ci-dessous.



Tableau 55: Répartition des MC par zone et par concessionnaire

Région/Département	OPERATEUR CER	Nbre MC	Pop. 2023	Men 2023
<b>ZONE KTK</b>		242	61 256	7 198
KAFFRINE	<b>ERA</b>	4	978	79
KOUNGHEUL		35	8 491	964
MALEM HODDAR		7	1 657	224
KOUPENTOUM		43	10 775	1 465
KEDOUGOU		14	3 434	424
SALEMATA		24	5 965	792
SARAYA		39	10 779	1 181
TAMBACOUNDA		76	19 178	2 071
<b>KOLDA</b>		124	29 749	2 960
KOLDA	<b>ENCO</b>	27	6 169	597
MEDINA YORO FOULAH		73	17 109	1 598
VELINGARA		24	6 471	765
<b>LOUGA</b>		126	27 272	3 971
KEBEMER	<b>COMASEL</b>	8	2 102	409
LINGUERE		106	22 730	3 210
LOUGA		12	2 440	352
<b>MATAM</b>		176	37 725	4 580
KANEL	<b>SENELEC</b>	42	9 451	951
MATAM		17	3 492	437
RANEROU		117	24 782	3 192
<b>SAINT-LOUIS</b>		174	36 410	5 331
DAGANA	<b>COMASEL</b>	25	5 932	955
PODOR		149	30 478	4 375
<b>ZONE SEDHIOU ZIGUINCHOR</b>		28	5 160	485
BOUNKILING	<b>SENELEC</b>	9	1 861	183
SEDHIOU		10	1 776	155
BIGNONA		9	1 523	147
<b>ZONE BAKEL-GOUDIRY</b>		149	37 627	3 419
BAKEL	<b>SENELEC</b>	16	4 682	452
GOUDIRY		133	32 945	2 967
<b>TOTAL PAYS</b>		<b>1019</b>	<b>235 199</b>	<b>27 944</b>

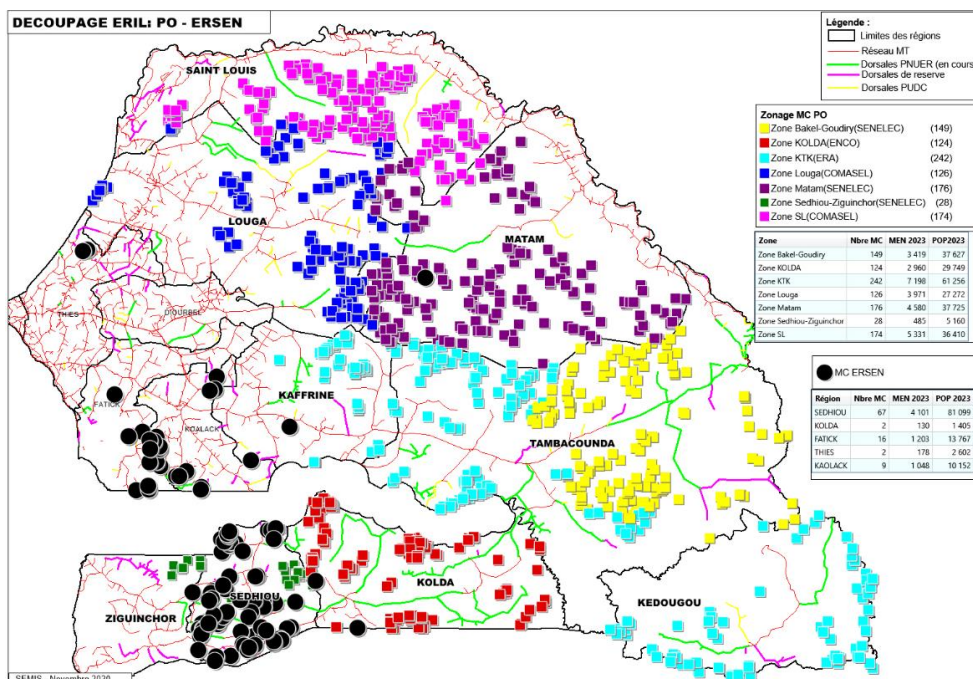


Figure 10: Carte de découpage des ERIL PO-ERSEN

### 5.2.4.1.2. Programme d'investissement associé

Le cumul des investissements prévus pour la mise en œuvre des ERIL de seconde génération est estimé à 105 milliards de francs CFA, soit près de 16% des investissements totaux du PO. Le détail de ce programme d'investissement par site figure dans les annexes du PO.

Tableau 56: Investissement des ERILs de seconde génération

Concessionnaire	Nbre MC	FCFA
SENELEC	353	34 897 277 478
Comasel	300	32 421 412 982
Enco	124	12 230 640 454
Era	242	25 788 036 761
<b>Total</b>	<b>1 019</b>	<b>105 337 367 675</b>

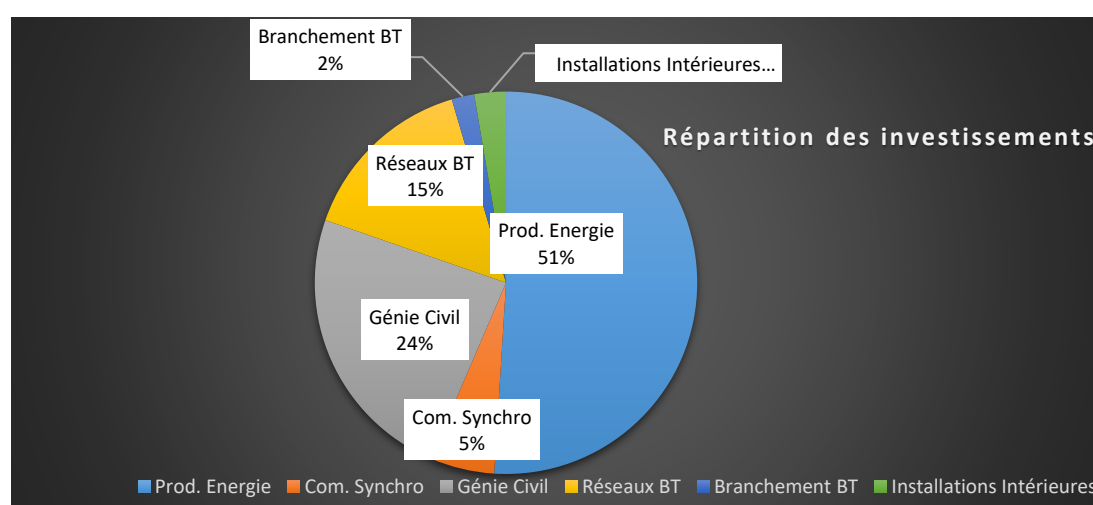


Figure 11: Répartition des investissements de seconde génération par rubrique (PO)

### 5.2.4.1.3. Impact du regroupement des MC par zone de concession

L'impact principal est l'augmentation de la productivité du personnel de l'opérateur résultant de l'effet d'échelle induit par l'élargissement de sa base clientèle. Cette augmentation de productivité se traduit par une baisse équivalente des charges de personnel qui a pour effet de réduire le Prix de revient et donc le prix de vente minimum pouvant assurer la viabilité économique et financière des opérations. Le tableau ci-dessous affiche les impacts pour chaque opérateur.

Tableau 57 : impact du regroupement des MC par zone de concession

Concessionnaire	Nbre MC	Pop. Couverte 2023	Nbre Ménages 2023	Impact charges personnel	Impact Prix viabilité	Prix ajusté (FCFA/kWh)
SENELEC	353	80 512	8 484	-42%	-6%	89,3
Comasel	300	63 682	9 302	-47%	-6,9%	88,5
Enco	124	29 749	2 960	-10%	-0,14%	94,9
Era	242	61 256	7 198	-35%	-5,1%	90,2
<b>Total</b>	<b>1 019</b>	<b>235 199</b>	<b>27 944</b>	-	-	-

En conséquence des améliorations projetées sur les opérations ci-avant après les regroupements de MC, tous les opérateurs, à l'exception d'ENCO, devraient pouvoir appliquer un tarif viable en-deçà de 91 FCFA/kWh, libérant donc l'Etat de toute contrainte de compensation potentielle.

#### **5.2.4.2. Les différentes étapes du cycle de projet de mise en œuvre des MC**

Le processus de mise en œuvre des ERIL respecte toutes les étapes d'une étude classique que sont l'identification des sites, les enquêtes socio-économiques, les études techniques des solutions d'électrification, etc. Toutefois, il apparaît qu'il n'a pas été pris en compte les dynamiques de développement dans les zones concernées. C'est ainsi que pour des raisons budgétaires, il n'a pas été prévu d'alimenter les usages moteurs. C'est ainsi également qu'un service électrique discontinu de 6 heures par jour a été proposé. Le diagnostic effectué dans le cadre de la présente mission a confirmé l'importance des AGR et du service continu dans les zones rurales. En effet, l'étude de l'analyse de la satisfaction a montré que sans la prise en compte des AGR et la fourniture d'un service 24h/24, le niveau de satisfaction des populations par rapport à l'arrivée de l'électricité reste très faible.

Le développement des MC devra donc être adossé à un cycle de projets rigoureux prenant en compte toute la dynamique socio-économique des zones concernées. Par une telle approche, l'ERD pourrait constituer un puissant levier de développement économique endogène dans le monde rural.

Le cycle de projet est présenté comme ci-dessous :

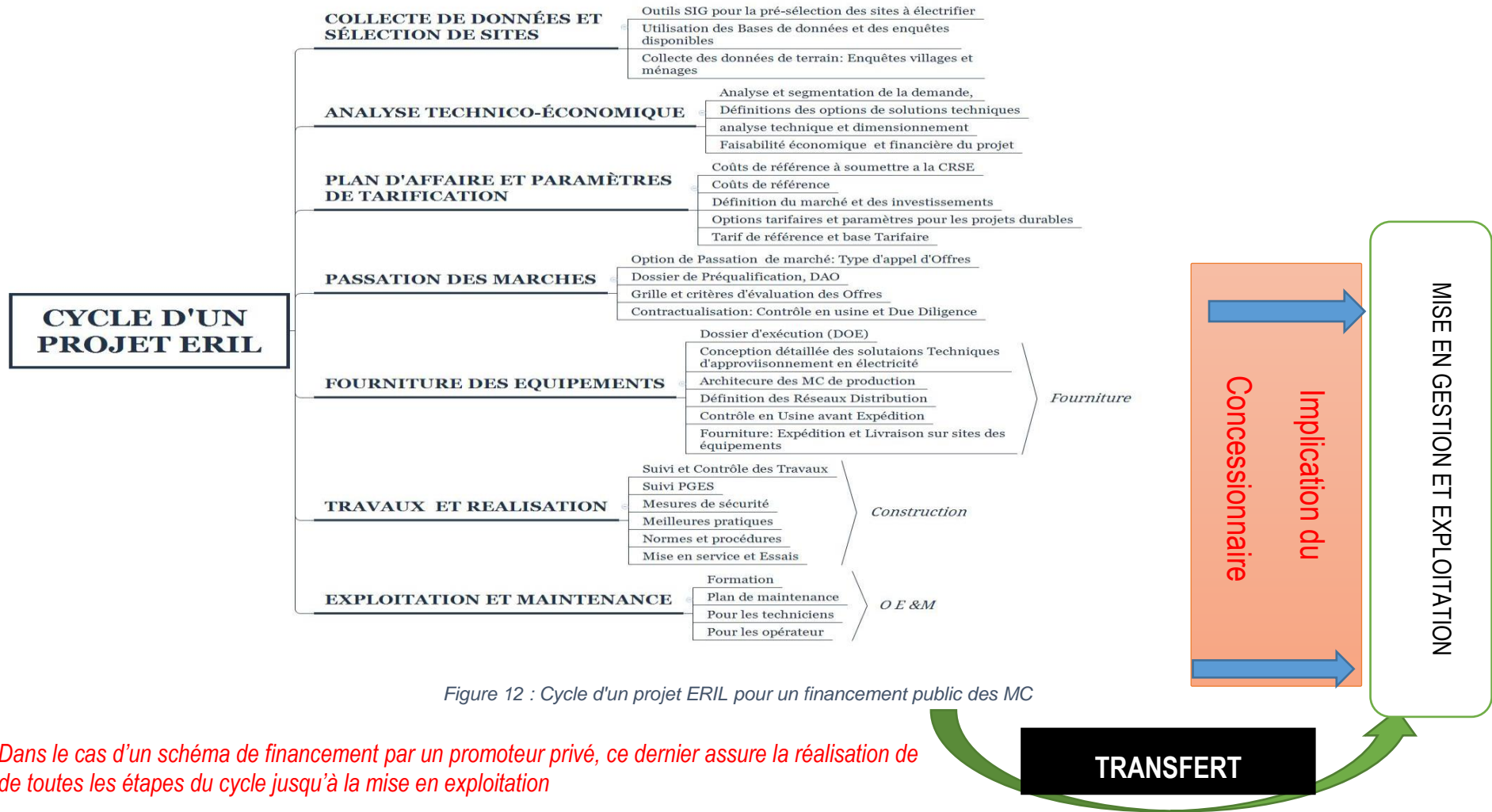


Figure 12 : Cycle d'un projet ERIL pour un financement public des MC

Tableau 58 : Mode de financement Public

		Mode de financement Public		
Etapes du cycle de projet :	Contenu de l'activité	Responsabilité de mise en œuvre	Acteurs concernés	Recommandations
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Préparation des outils de Collecte de données</li> <li>- Enquêtes et collecte de données</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Modèles de Fiches d'enquêtes type PLE</li> <li>- Données démographiques, données sur les équipements des ménages</li> <li>- Besoins des ménages en énergie</li> <li>- capacité et volonté à payer le service électrique</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- MOD (ASER, Projets et Programmes Nationaux)</li> <li>- Prestataires de services (BE)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Prestataires de services</li> <li>- MOD (ASER, SENELEC, Projets et Programmes Nationaux)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Modèles de fiches standard à adopter par tous les acteurs</li> <li>- Amélioration des fiches de collecte : insérer les enregistrements de courbes de charge</li> </ul>
Cartographie SIG des sites programmés	<ul style="list-style-type: none"> <li>Base de Données SIG Unifié pour l'ER</li> <li>- liste des villages</li> <li>- Mode d'électrification</li> <li>- Informations sur le programme d'électrification</li> <li>- Données démographiques de chaque site</li> </ul>	ASER - MPE	Tous les intervenants du sous-secteur	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mise en place d'une Plateforme adossée à une BDD - SG unique - pour l'ER</li> <li>- Droits d'accès à la plateforme en ligne à définir par acteurs pour faciliter le partage des informations</li> </ul>

Mode de financement Public				
Étapes du cycle de projet :	Contenu de l'activité	Responsabilité de mise en œuvre	Acteurs concernés	Recommandations
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Analyse de la demande et dimensionnement des MC</li> <li>- Solutions Techniques d'électrification</li> <li>- Spécifications techniques des équipements</li> </ul>	Evaluation du marché potentiel et des besoins énergétiques pour tous les usages	<ul style="list-style-type: none"> <li>- MOD (ASER, Projets et Programmes Nationaux)</li> <li>- Prestataires de services (BE)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Prestataires de services</li> <li>- MOD (ASER, SENELEC, Projets et Programmes Nationaux)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Optimisation de la demande : prise en compte des AGR, infrastructures sociocommunautaires, EP</li> <li>- Service continu (24H/24), Taux de couverture 100% (accès universel)</li> <li>- Prévoir dans les spécifications techniques des options de conduite manuelles des MC (plus de flexibilité dans la conduite des centrales)</li> <li>- Assurer une bonne formation des conducteurs (minimum Niveau 1)</li> </ul>
Plan d'affaire et Paramètres de tarification	Business Plan à l'image de MATILDE	ASER - CRSE	Tous les intervenants du sous-secteur	Actualiser MATILDE pour prendre en Compte l'Harmonisation tarifaire
Passation des marchés	Procédures des marchés publics: - Appel d'offres de fournitures et Travaux	<ul style="list-style-type: none"> <li>- MOD (ASER, Projets et Programmes Nationaux)</li> <li>- Prestataires de services (BE)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Prestataires de services</li> <li>- MOD (ASER, SENELEC, Projets et Programmes Nationaux)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Avis collaboratif du futur concessionnaire sur spécification Technique avant lancement de l'AO</li> </ul>

		Mode de financement Public		
Étapes du cycle de projet :	Contenu de l'activité	Responsabilité de mise en œuvre	Acteurs concernés	Recommandations
<b>Phase d'exécution</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fourniture des équipements</li> <li>- Travaux et réalisation</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- MOD (ASER, Projets et Programmes Nationaux)</li> <li>- Entreprises, Prestataires de services (BE)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Prestataires de services</li> <li>- MOD (ASER, SENELEC, Projets et Programmes Nationaux)</li> <li>- Concessionnaires</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Associer les concessionnaires aux étapes clés de l'exécution : Travaux spéciaux, réceptions provisoire et définitive</li> </ul>
EXPLOITATION ET MAINTENANCE	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Suivi de l'exploitation - formation</li> </ul>	Concessionnaire	ASER - Concessionnaire - CRSE	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mise en place d'un SAV performant</li> <li>- formation des conducteurs</li> <li>- Mise en place d'un reporting régulier</li> </ul>



Tableau 59 : Investissement Public-Privé

		Mode financement Public-Privé		
Etapes du cycle de projet	Contenu de l'activité	Responsabilité de mise en œuvre	Acteurs concernés	Recommandations
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Préparation des outils de Collecte de données</li> <li>- Enquêtes et collecte de données</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Modèles de Fiches d'enquêtes type PLE</li> <li>- Données démographiques, données sur les équipements des ménages</li> <li>- Besoins des ménages en énergie</li> <li>- capacité et volonté à payer le service électrique</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Promoteur Privé et MOD (ASER, Projets et Programmes Nationaux)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Prestataires de services</li> <li>- Promoteur et MOD (ASER, SENELEC, Projets et Programmes Nationaux)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Modèles de fiches standard à adopter par tous les acteurs</li> <li>- Amélioration des fiches de collecte : insérer les enregistrements de courbes de charge</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Cartographie SIG des sites programmés</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Base de Données SIG Unifié pour l'ER</li> <li>- liste des villages</li> <li>- Mode d'électrification</li> <li>- Informations sur le programme d'électrification</li> <li>- Données démographiques de chaque site</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ASER - MPE - Promoteur privé</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tous les intervenants du sous-secteur</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mise en place d'une Plate-forme adossée à une BDD - SG unique - pour l'ER</li> <li>- Droits d'accès à la plate-forme en ligne à définir par acteurs pour faciliter le partage des informations</li> </ul>



<b>Mode financement Public-Privé</b>				
<b>Etapes du cycle de projet</b>	<b>Contenu de l'activité</b>	<b>Responsabilité de mise en œuvre</b>	<b>Acteurs concernés</b>	<b>Recommandations</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Analyse de la demande et dimensionnement des MC</li> <li>- Solutions Techniques d'électrification</li> <li>- Spécifications techniques des équipements</li> </ul>	Evaluation du marché potentiel et des besoins énergétiques pour tous les usages	<ul style="list-style-type: none"> <li>- MOD (ASER, Projets et Programmes Nationaux)</li> <li>- promoteur privé et Prestataires de services (BE)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Prestataires de services</li> <li>- MOD (ASER, SENELEC, Projets et Programmes Nationaux)</li> <li>- promoteur privé</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Optimisation de la demande : prise en compte des AGR, infrastructures sociocommunautaires, EP</li> <li>- Service continu (24H/24), Taux de couverture 100% (accès universel)</li> <li>- Prévoir dans les spécifications techniques des options de conduite manuelles des MC (plus de flexibilité dans la conduite des centrales)</li> <li>- Assurer une bonne formation des conducteurs (minimum Niveau 1)</li> </ul>
Plan d'affaire et Paramètres de tarification	Business Plan à l'image de MATILDE	ASER - CRSE - promoteur privé	Tous les intervenants du sous-secteur	Actualiser MATILDE pour prendre en Compte l'Harmonisation tarifaire

		Mode financement Public-Privé		
Etapes du cycle de projet	Contenu de l'activité	Responsabilité de mise en œuvre	Acteurs concernés	Recommandations
Passation des marchés	Passation de marchés sur les PPP, les procédures possibles : - Appel d'offres de type <b>de Délégation services publics</b> : AO en deux étapes avec critères de performances - <b>Offres spontanées</b> : un promoteur propose un projet en tant que EPC	- MOD (ASER, Projets et Programmes Nationaux) - Promoteur privé	- Prestataires de services - MOD (ASER, SENELEC, Projets et Programmes Nationaux) promoteur privé et futur concessionnaire	- Avis collaboratif du futur concessionnaire sur spécifications Techniques avant lancement de l'AO
<b>Phase d'exécution</b>	- Fourniture des équipements - Travaux et réalisation	- Promoteur Privé (EPC) et MOD (ASER, Projets et Programmes Nationaux) - Sous-traitants de l'EPC (entreprises et Prestataires de services (BE) - Promoteur privé	- Promoteur Privé (EPC) et MOD (ASER, SENELEC, Projets et Programmes Nationaux) - Futur Concessionnaire	- Associer les concessionnaires aux étapes clés de l'exécution : Travaux spéciaux, réceptions provisoire et définitive
Exploitation et Maintenance	- Suivi de l'exploitation - formation	Concessionnaire	ASER - Concessionnaire - CRSE	- Mise en place d'un SAV performant - formation des conducteurs - Mise en place d'un reporting régulier

Tableau 60 : Investissement Privé

		Mode financement Privé		
Etapes du cycle de projet :	Contenu de l'activité	Responsabilité de mise en œuvre	Acteurs concernés	Recommandations
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Préparation des outils de Collecte de données</li> <li>- Enquêtes et collecte de données</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Modèles de Fiches d'enquêtes type PLE</li> <li>- Données démographiques, données sur les équipements des ménages</li> <li>- Besoins des ménages en énergie</li> <li>- capacité et volonté à payer le service électrique</li> </ul>	Promoteur Privé	ASER - MPE	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Modèles de fiches standards à adopter par tous les acteurs</li> <li>- Amélioration des fiches de collecte : insérer les enregistrements de courbes de charge</li> </ul>
Cartographie SIG des sites programmés	<ul style="list-style-type: none"> <li>Base de Données SIG Unifié pour l'ER</li> <li>- liste des villages</li> <li>- Mode d'électrification</li> <li>- Informations sur le programme d'électrification</li> <li>- Données démographiques de chaque site</li> </ul>	Promoteur Privé	ASER - MPE, promoteur et les autres intervenants du secteur (Commune)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Droits d'accès à la plate-forme en ligne à définir par acteurs pour faciliter le partage des informations</li> <li>- actualiser la plateforme sur la base de son intervention</li> </ul>

<ul style="list-style-type: none"> <li>- Analyse de la demande et dimensionnement des MC</li> <li>- Solutions Techniques d'électrification</li> <li>- Spécifications techniques des équipements</li> </ul>	<p>Evaluation du marché potentiel et des besoins énergétiques pour tous les usages</p>	<p>Promoteur Privé</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Prestataires de services</li> <li>- Promoteur privé</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Optimisation de la demande : prise en compte des AGR, infrastructures sociocommunautaires, EP</li> <li>- Service continu (24H/24), Taux de couverture 100% (accès universel)</li> <li>- Prévoir dans les spécifications techniques des options de conduite manuelles des MC (plus de flexibilité dans la conduite des centrales)</li> <li>- Assurer une bonne formation des conducteurs (minimum Niveau 1)</li> </ul>
<p>Plan d'affaire et Paramètres de tarification</p>	<p>Business Plan à l'image de MATILDE</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Promoteur privé</li> <li>- Futur Concessionnaire</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Prestataires de services</li> <li>- Promoteur privé</li> <li>- CRSE - MPE</li> </ul>	<p>Accès au modèle actualisé du business plan, se conformer au dernier</p>
<p>Passation des marchés</p>	<p>Procédures des marchés privés</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Promoteur privé</li> <li>- Futur Concessionnaire</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Prestataires de services</li> <li>- Promoteur privé</li> <li>- Futur Concessionnaire</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Avis collaboratif du futur concessionnaire sur spécification Technique avant lancement de l'AO</li> </ul>

<b>Phase d'exécution</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fourniture des équipements</li> <li>- Travaux et réalisation</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Entreprises, Prestataires de services (BE)</li> <li>- Promoteur privé</li> <li>- Futur Concessionnaire</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Prestataires de services</li> <li>- Promoteur privé</li> <li>- Futur Concessionnaire</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Associer les concessionnaires aux étapes clés de l'exécution : Travaux spéciaux, réceptions provisoire et définitive</li> </ul>
EXPLOITATION ET MAINTENANCE	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Suivi de l'exploitation - formation</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Futur Concessionnaire</li> </ul>	ASER - Concessionnaire - CRSE	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mise en place d'un SAV performant</li> <li>- formation des conducteurs</li> <li>- Mise en place d'un reporting régulier</li> </ul>

## **Analyse de la demande et dimensionnement des MC**

L'analyse de la demande d'électricité est une étape-clé pour la viabilité des MC. L'étude diagnostic réalisée sur un échantillon de MC en exploitation depuis près d'une décennie a montré que la non prise en compte des activités productives et de la limitation de la durée du service (fourniture discontinue) constituent un véritable frein au développement des mini réseaux hybrides. Aussi, cette étape nécessite-t-elle une approche rigoureuse de collecte des données, d'analyse et de dimensionnement des équipements.

En effet, l'évaluation de la demande d'électricité doit répondre à deux impératifs : (i) elle doit refléter correctement les besoins des usagers et des usages, (ii) elle doit être en correspondance avec la production de la minicentrale (adéquation offre/demande à tout moment). La première relève d'une bonne analyse des données socioéconomiques de la zone et le second de la possibilité de faire un dimensionnement adéquat de la centrale.

### ***Enquêtes et collecte de données***

Les données collectées permettent de définir les hypothèses sur la demande des ménages non électrifiés, les activités productives, les besoins en éclairage public et la demande des infrastructures communautaires. Aussi, une bonne exécution de ces enquêtes constitue une condition essentielle pour un dimensionnement correcte des équipements de production. L'ASER dispose de fiches de collecte éprouvées au cours des différentes enquêtes réalisées dans le cadre des PLE qu'il serait pertinent d'harmoniser pour les études à venir. La démarche utilisée pour la segmentation de la demande, inspirée des travaux de C. DE GOUVELHO, devrait être capitalisée au profit des acteurs du secteur.

### ***Préparation des outils de Collecte de données***

Les fiches d'enquêtes élaborées dans le cadre de la présente étude, et celles qui ont été utilisées pour les différentes études de PLE constituent des outils standards adaptés au contexte local. En outre, ils pourront être capitalisés dans le cadre des études des ERIL de seconde génération.

### ***Cartographie SIG des sites à visiter***

L'utilisation des outils SIG constituent un atout majeur pour une bonne planification spatiale des MC en rapport avec le tracé du réseau MT et des dorsales projetées. La base de données et le SIG de l'ASER associé à celui élaboré pour le PO, constituent des outils de pilotage qui pourront servir dans le cadre du futur déploiement des MC au Sénégal. La réalisation des MC dans le futur devrait être précédée d'une validation préalable auprès de l'ASER comme c'est le cas pour les autres projets. Il serait dans ce sens judicieux de développer une plate-forme de suivi évaluation permettant de suivre l'évolution des projets dans le cadre du programme SE4ALL.

### ***Analyse technico-économique : solutions techniques d'électrification***

Un point important de cette étape est l'analyse des profils de consommation des villages à électrifier. Aussi, la reconstitution des courbes de charges prévisionnelles dans ces localités constitue une étape qu'il convient d'inclure dans la démarche des études techniques. Cela peut être réalisé en procédant à des relevés dans les villages déjà électrifiés situés dans la même zone géographique. Pour cela, il existe sur le marché des enregistreurs d'énergie simples d'utilisation qui peuvent être installés en sortie de l'alimentation des équipements de force motrice sans perturbation de l'activité afin d'effectuer un relevé des consommations sur quelques jours dans les ateliers d'AGR.

En ce qui concerne les spécifications relatives à la configuration des centrales hybrides, il a été noté le manque de souplesse pour une conduite manuelle de la centrale en cas de dysfonctionnement d'une partie (PV ou GE). En effet, une automatisation poussée du fonctionnement entre les onduleurs PV, Onduleurs chargeurs de Batteries et le GE ne permet pas aux conducteurs de procéder à des opérations de basculement (par inverseur manuel) d'une source vers l'autre en cas de dysfonctionnement de l'une des sources : il s'avère nécessaire d'adapter les spécifications de modalités de fonctionnement des

centrales hybrides afin de donner une plus grande flexibilité pour le passage en conduite manuelle de la centrale par un conducteur bien formé.

### **Plan d'affaire et Paramètres de tarification**

L'élaboration du plan d'affaire et la définition des paramètres de tarification reposent sur les données suivantes :

- *Définition du marché et des investissements ;*
- *Coûts de référence des équipements de production et des réseaux ;*
- *Tarif de référence et base Tarifaire (modèle CRSE) : il sera nécessaire en rapport avec ASER et CRSE de réadapter*

Une réadaptation du modèle MATILDE aux conditions actuelles de l'harmonisation, en rapport avec ASER et CRSE, sera nécessaire. Elle pourra être mise à profit pour mettre à jour les coûts de références utilisés dans les plans d'affaires.

### **Passation des marchés**

La passation des marchés comporte les phases suivantes :

- *Option de Passation de marché : Type d'appel d'Offres (Travaux et fournitures, EPC, etc.)*
- *Dossier de Préqualification, DAO*
- *Contractualisation (Sélection de l'entreprise /fournisseur, Due diligence, etc.)*
- *Choix d'un EPC*

Dans le cas d'un financement par un opérateur privé, les procédures de passations différentes de la procédure d'appel d'offres des marchés publics. En effet, dans ce cas de figure, le promoteur privé est à la fois investisseur et EPC et peut également être exploitant.

### **FOURNITURE DES EQUIPEMENTS**

Les principales étapes de la fourniture des équipements sont :

- *Définition des équipements de production*
- *Définition des équipements du Réseau Distribution*
- *Contrôle en Usine avant Expédition*
- *Expédition et Livraison sur sites des équipements*

L'implication des concessionnaires qui auront la charge de l'exploitation des MC est importante à partir de cette étape afin d'avoir un avis sur la qualité et les conditions d'exploitation des équipements.

### **TRAVAUX ET REALISATION**

Les différentes étapes de la construction comprennent notamment les activités ci-après.

- *Suivi et Contrôle des Travaux (contrôle pied d'œuvre et supervision)*
- *Suivi PGES*
- *Mise en service et Essais*
- *Réception provisoire et définitive*

Un suivi des travaux par les concessionnaires qui auront la charge de l'exploitation, notamment à certaines étapes clés du montage des équipements est également nécessaire pour faciliter le transfert des ouvrages terminés. Leur participation aux tournées de réceptions provisoires et définitives sera particulièrement déterminante pour assurer une mise en service pour exploitation dès la réception des ouvrages.

### **EXPLOITATION ET MAINTENANCE**

L'exploitation et la maintenance comportent les étapes ci-dessous :

- *Plan de recollement*
- *Remise de la documentation de l'ensemble des équipements (plans et schémas, unifilaires ect.)*
- *Formation*
  - o *Pour les techniciens*
  - o *Pour les opérateurs*

### **Modalités de mise en œuvre**

Les modalités de mises en œuvre des MC destinés aux ERIL de seconde génération restent pour l'essentiel similaires au cycle d'un projet d'électrification rurale classique, sous la seule réserve que des dispositions particulières soient prises en amont pour assurer un transfert des ouvrages à un concessionnaire déjà en place dans la zone d'implantation dès la mise en service de la centrale. Le diagramme ci-dessus (cycle d'un projet ERIL) montre ce dispositif prévisionnel qui facilite le transfert aux opérateurs.

### **Modalités de transfert des MC**

L'implication du concessionnaire auquel les MC seront transférés dans le cadre d'un contrat ERIL devra se faire **dès la phase de construction. Il s'agit de l'associer aux étapes clés de la mise en œuvre du projet. Cette implication doit être indiquée dans le dossier d'appel d'offres (cahier des spécifications techniques) des travaux et fournitures.** Les obligations liées à cette participation du concessionnaire consisteront à le tenir informé sur le déroulement du projet, lui mettre à disposition les documents techniques (spécification du matériel) pour avis sur leur qualité et leur adéquation avec ces contraintes d'exploitation, de maintenance et de gestion.

Les phases-clés pour lesquelles cette implication du CER est requise sont :

- Elaboration des DAO : Le CER doit être informé du contenu du cahier des charges afin de donner son avis au maître d'ouvrage avant lancement.
- Elaboration des DOE par l'attributaire de la fourniture et de l'installation : information du CER sur le contenu du DOE afin de recueillir son avis. Cet avis ne devrait pas remettre en cause le cadre contractuel déjà établi.
- Phase de réalisation des travaux : suivi ponctuel du CER en accompagnement de l'ASER lors de certaines étapes clés de la phase des travaux
- Phase de réception provisoire : participation du CER ou de son représentant aux tournées de réception des MC. Il devra à cet effet co-signer le PV de réception
- Phase de formation : le CER devra bénéficier d'un transfert de la documentation complète et des plans de recollement et d'une formation sur site des agents pressentis pour l'exploitation

### **5.3. Cadre organisationnel**

Pour les ERIL Seconde Génération, deux cas de figures se présentent. (i) Si l'ERIL est transféré à un concessionnaire, un avenant à son contrat devra être élaboré pour définir les conditions d'exploitation. (ii) Si le transfert n'est pas effectif, un appel d'offres sera lancé pour trouver un opérateur pour l'exploitation de cet ERIL. Dans ce cas il sera établi un contrat de concession liant l'opérateur retenu à l'autorité concédante. En plus, un règlement de service sera élaboré pour régir les relations entre l'opérateur et les abonnés. Un comité de villageois sera mis en place pour faciliter les relations entre les abonnés et l'opérateur.

#### **L'opérateur**

Il est responsable de l'ensemble des installations de production et de distribution de l'ERIL. Il a en charge les activités d'exploitation, de maintenance et d'entretien des installations. Il assure la gestion des abonnés.

#### **Le comité villageois**

Les comités villageois sont créés dans 62% des villages enquêtés, mais 41% de ces comités ne sont pas fonctionnels. Ces comités doivent être redynamisés.

- Le rôle du comité de gestion
  - o Assurer l'intermédiation entre l'opérateur et les usagers et veiller à ce que l'opérateur respecte les obligations de son cahier des charges, et les usagers leur contrat vis-à-vis de l'opérateur,
  - o Sensibiliser les usagers sur les mesures d'efficacité énergétique,



- Assurer le rôle de modérateur entre les usagers et l'opérateur,
- Assurer la prise en charge des réclamations des usagers et de l'opérateur,
- Les relations du comité avec les autres acteurs (institutionnels, administratifs et locales)
- Il doit être en relation directe avec les représentants des acteurs institutionnels sur le terrain et avec ceux qui sont au siège pour leur signaler, le cas échéant, les manquements de l'opérateur ou pour faciliter la prise en charge des requêtes des usagers,
- Il doit rendre compte régulièrement de ses activités au maire.
- Le choix des membres
- Les membres du comité de gestion doivent être des volontaires qui se distinguent par leurs actions dans la dynamique organisationnelle du village.
- Le président ne doit pas être systématiquement le chef de village comme c'est le cas actuellement.
- Le comité doit avoir au moins deux membres qui ont un niveau d'instruction leur permettant de participer à des réunions avec les acteurs institutionnels. Il faut encourager la candidature des enseignants, infirmiers, et autres responsables des services techniques ou des organisations communautaires de base. Le comité doit se réunir au moins une fois par mois.

### **Le comité de suivi de la gestion à l'échelle de la commune**

Il est présidé par le maire et il regroupe des représentants des comités villageois. Son rôle est d'assurer la mise à niveau des autorités administratives et locales, mais également de faciliter l'appréhension des difficultés d'ordre technique et organisationnel déjà soulevées par les différents acteurs.

La prise en charge de l'éclairage public dans le village pourrait être facilitée par ce comité (paiement des factures, taxes et redevances). Il est donc nécessaire que ces comités soient mis en place dans le cadre des nouveaux ERIL.

#### **5.3.1. Sur le plan technique**

L'exploitation de la centrale consiste à exécuter les activités de conduite et de maintenance de la centrale. L'opérateur doit veiller au respect des conditions d'exploitation définies par le constructeur conformément au cahier des charges de son contrat de concession.

#### **Le conducteur**

Il est chargé de la conduite quotidienne de la centrale. Compte tenu de l'importance de cette fonction, il est impératif que le conducteur ait un niveau d'instruction et une qualification en adéquation avec les tâches qui lui sont dévolues. Par ailleurs l'activité de conducteur devrait être contractualisée d'autant plus que les conducteurs exercent des activités de maintenance de premier niveau (maintenance préventive). Au niveau des MC, le conducteur doit veiller à la mise en place d'un système de suivi des activités d'exploitation. Il doit également transmettre régulièrement les informations relatives à la conduite de la centrale.

#### **RECOMMANDATIONS**

Tenant compte de l'importance de ses activités il est impératif que le conducteur ait un niveau d'instruction et une qualification en adéquation avec les tâches qui lui sont dévolues. Il devrait être contractualisé

#### **Service après-vente (SAV)**

Bien qu'assujettis à une obligation de service électrique de qualité, il a été constaté des arrêts de longue durée des centrales du fait du manque de pièces de rechanges ou des lenteurs dans les interventions de dépannage. Aussi il convient de renforcer le contrôle de l'exploitation par l'ASER. Cela nécessite des moyens de mettre les moyens nécessaires pour le suivi de l'exploitation. Cette politique devra intégrer la

mise en place d'un stock de pièces de rechange, un dispositif de renouvellement des équipements au terme de leur durée de vie, qui nécessitent l'ouverture d'un compte séquestre-

### **Les limites actuelles des MC**

La durée de fonctionnement des MC est limitée à 6 heures par jour, comme prévu dans le cahier des charges de l'opérateur. L'électricité, dans le cadre des ERIL, reste essentiellement dédiée à la satisfaction des besoins domestiques primaires. Aussi, il faut tendre vers un service continu 24h/24 et procéder au dimensionnement correct des MC pour qu'elles prennent en charge les forces motrices qui sont les véritables leviers de la dynamique d'électrification rurale.

#### **RECOMMANDATIONS**

- Il faut tendre vers un service continu 24h/24.
- Les MC devraient pouvoir prendre en charge les forces motrices qui sont les véritables leviers de la dynamique d'électrification rurale

### **5.3.2. Sur la gestion de l'exploitation**

#### **Système tarifaire**

Le système tarifaire n'est pas harmonisé d'un opérateur à l'autre et d'un site à un autre pour un même opérateur. Ceci ne facilite pas une bonne compréhension du mode de facturation par les usagers. Cette situation peut influencer négativement la volonté de payer des abonnés. Ce phénomène s'amplifie également avec la pénétration du réseau MT dans les zones des ERIL qui met en face deux modes de facturation différents.

#### **RECOMMANDATIONS**

L'harmonisation tarifaire, déjà effective auprès des concessionnaires d'électrification rurale devrait également s'appliquer aux ERIL, engendrant ainsi la nécessité d'un mécanisme de compensation financière. Le versement de la compensation pourrait être soumis à des justifications comptables (Tenue d'une comptabilité, alimentation du compte séquestre ou autre).

#### **Suivi-évaluation de la gestion de l'exploitation**

Le manque de visibilité sur les processus de gestion interne et de rentabilité à moyen ou long terme de l'ERIL, constitue un obstacle de taille pour les opérateurs du secteur privé qui, sur le marché de l'énergie, rencontrent des difficultés sérieuses pour accéder à des sources de financement commercial ordinaire, telles que des lignes de crédit destinées à procurer des fonds de roulement ou des crédits commerciaux.

#### **RECOMMANDATIONS**

Il est opportun de mettre en place un système fiable de collecte et de transmission des données de gestion technique, comptable et financière entre l'opérateur et l'ASER, qui permettrait d'apprécier périodiquement le déroulement de la mise en œuvre des projets et d'apporter au fur et à mesure, les corrections nécessaires.

## **5.4. Promotion des usages productifs**

### **5.4.1. Définition**

Un usage productif est une activité économique qui permet à un opérateur de générer des revenus basés sur cette activité. Encore désignée sous le vocable « Activité Génératrice de Revenus-AGR », il s'agit de manière plus large d'une activité qu'une personne physique ou morale exerce afin d'obtenir des revenus

supplémentaires lui permettant de satisfaire ses besoins. Il s'agit le plus souvent de structures informelles dont le nom est apparenté à celui du gérant. Les employés sont sans contrat et sont généralement des membres de la famille du gérant.

Dans les programmes d'électrification rurale, les populations développent des AGR facilitées par les services électriques. Le développement d'usages productifs en aval des services électriques est mis en œuvre selon quatre étapes : (i)- l'identification systématique au cours des phases d'enquêtes préalables d'usages productifs à promouvoir -(ii) l'analyse de la chaîne de valeurs de chaque filière identifiée - (iii) l'analyse de la viabilité économique et financière des usages productifs identifiés - (iv) l'identification et la mise en synergie des actions avec les partenaires nécessaires, financiers ou non financiers -(v) la planification et la facilitation de l'alimentation électrique des usages.

### ***L'électricité, un puissant levier de développement grâce aux activités productives***

En vue d'ancrer l'électrification rurale au cœur de la lutte contre la pauvreté, le programme de l'ASER privilégie les usages productifs et sociaux. A ce titre, sont développés des programmes multisectoriels, qui associent l'électrification rurale à des investissements dans les autres secteurs du développement local, notamment : l'éducation, la santé, l'agriculture, l'élevage, l'hydraulique villageoise, les télécommunications, l'artisanat, les petites et moyennes entreprises ainsi que les-petites et moyennes industries rurales.

Cependant, dans le cadre des ERIL, l'électricité, reste essentiellement dédiée à la satisfaction des besoins domestiques primaires, avec comme corollaires, une stagnation de la dynamique d'électrification rurale, un manque à gagner réel pour les opérateurs, qui constitue un obstacle majeur à la pérennisation des mini-réseaux. En effet, les AGR sont menées par des ménages de niveau 4, disposant d'un congélateur pour produire et vendre de la glace. Beaucoup de ces congélateurs ne donnent pas satisfaction, faute d'une alimentation suffisante et continue en énergie électrique. Au-delà de ces AGR de niveau 4, il existe dans les villages des usages productifs de puissances plus importantes, constituant de potentiels leviers de développement économiques, mais qui ne sont malheureusement pas pris en compte dans le programme d'électrification par MC (il s'agit entre autres, des moulins à mil, des menuiseries métalliques, des machines à coudre, des systèmes de pompage pour l'irrigation). De ce fait, un sentiment de rejet des technologies solaires a tendance à se développer à tort, ce qui pourrait nuire durablement à leur mise en œuvre dans ces zones. L'accès au service électrique, au-delà du fait qu'il améliore la qualité de vie des bénéficiaires, doit être aussi un moyen de lutte contre la pauvreté, un facteur développement des localités ciblées.

### **Retour de terrain sur l'importance des AGR**

Les enquêtes socioéconomiques ont révélé que l'électrification par le réseau MT favorise le développement des usages productifs. Si nous prenons l'exemple des villages de Thilla Garang et Naoulérou dans le département de Nioro du Rip, les AGR (réfrigérateurs solaires et ateliers de couture), s'étaient désabonnées avant l'arrêt total de la MC qui ne répondait plus aux attentes des abonnés. En 2018, ces deux villages étaient électrifiés par la SENELEC. Dès lors, les demandes d'abonnement ont sensiblement augmenté. De nombreux usages productifs se sont abonnés (certains, ont réalisé leur installation intérieure, en attendant que la SENELEC leur livre un compteur électrique). Les usages productifs branchés au réseau électrique sont ainsi répartis :

A Thila Garang :

- Trois moulins à mil
- Une décortiqueuse
- Un forage
- Deux menuiseries métalliques

A Naoulérou :

- Deux moulins à mil

- Un soudeur métallique
- Deux décortiqueuses

Déjà en deux ans, 70 parcelles ont été attribuées à l'Est et à l'Ouest du village de Thila Garang 90 parcelles attribuées à l'ouest et au nord du village de Naoulérou. Les extensions se multiplient, les populations attirées par l'avènement de l'électrification de la SENELEC s'installent de plus en plus.

Dans certains villages disposant de MC, les usagers productifs finissent pour la plupart par aller s'installer dans des localités électrifiées par le réseau SENELEC pour pouvoir travailler correctement (menuisiers métalliques, tailleurs notamment), c'est le cas des menuisiers et tailleurs du village de Padaf qui sont allés s'installer à Kayemor dans le département de Niouro du Rip.

#### 5.4.2. Nécessité d'un changement de paradigme pour les ERIL de seconde génération

Le plan opérationnel 2025, prévoit des ERIL de seconde génération. Les MC qui existent déjà seront redimensionnées, tandis que les MC futurs seront de type amélioré, pour prendre en compte les usages productifs. Les résultats de l'enquête menée dans les localités de l'échantillon ont fait ressortir la forte demande pour des activités productives. Le dimensionnement pour la réhabilitation des MC devra dans l'avenir se baser sur les hypothèses de demande potentielle, proposées dans le présent document et rappelées ci-dessous :

*Panier d'usage AGR à partir des données actualisées*

Equipements	Puissance (kW)	Durée utilisation (h)	Energie (kWh)
Moulin	4	3	12
Menuiserie métallique	4	3	12
Tailleur	0,4	8	3,2
Boutique (équivalent à N4)	0,2	8	1,6

En considérant les données tirées de l'échantillon consolidées par les enquêtes sur les autres sites de l'étude, les ratios ci-après ont été définis par village :

- un (1) moulin pour mille (1000) habitants ;
- un (1) atelier pour mille (1000) habitants ;
- trois (3) ateliers de tailleurs par village ;
- une (1) boutique pour cinq cents (500) habitants

L'expérience sur la gestion des équipements motorisés comme les moulins à mil ou les ateliers de soudure a révélé qu'il s'agit de moteurs avec des puissances entre 4 kW et 6 kW. Les moulins à mil de puissance pouvant atteindre 6 kW fonctionnent en général entre 3h et 6h par jour. Les courants de démarrage de ces moteurs sont très élevés en l'absence de dispositif de démarrage progressif. Un meunier situé dans le village peut à tout moment démarrer son moteur ce qui peut perturber le réseau d'une MC.

#### 5.4.3. Aménagement de l'espace villageois et gestion de la demande

Dans chaque village, La ZACAT sera constituée de 2 à 3 magasins dans une enceinte commune pouvant abriter des ateliers de mouture ou des ateliers de menuiserie métallique. Avantages offerts par la ZACAT :

- La création d'une ligne électrique dédiée à la ZACAT : gestion des appels de puissance sur cette ligne
- La possibilité d'organiser les heures d'ouverture et de fermeture des ateliers de la ZACAT
- La possibilité de revenus avec la location des espaces mis à disposition
- La réduction des bruits de moteurs dans le village

La ZACAT sera un espace d'activités économiques, qui pourra progressivement se développer et contribuer à la création d'emplois et de richesses dans les villages. L'approche par la mise en place des

ZACAT villageoises, permet de mettre en place une gestion de la demande visant à faire coïncider la forte demande énergétique (force motrice) avec les heures de fort ensoleillement (le jour) et en même temps de réduire au minimum la demande nocturne pour qu'elle soit prise en charge par les batteries. Cela est possible grâce à la mise en place de compteurs intelligents combinés à des outils d'assistance à la gestion de l'énergie intégrée aux onduleurs actuels.

Par une bonne politique des tarifs, incitatifs aux heures de fort ensoleillement dissuasifs aux heures de nuit (fonctionnement batteries), grâce aux compteurs intelligents qui peuvent à la fois, moduler le prix de l'électricité, agir sur l'appel de puissance, connecter ou déconnecter des charges, et gérer les consommations quotidiennes d'énergie et de puissance des clients.

## RECOMMANDATIONS

Afin d'améliorer la gestion de la demande (GD) d'électricité dans les localités rurales électrifiées et dans le même temps favoriser un aménagement villageois, il paraît pertinent de prévoir pour les ERIL de seconde génération la construction aux voisinages immédiats de chaque MC d'une zone aménagée communautaire d'activités de transformation (ZACAT). Il s'agit d'un local technique pouvant abriter des équipements de productions (moulins, ateliers de menuiseries, ateliers de couture, espaces numériques, etc. Ce local sous forme de hangar, sera alimenté par une ligne électrique dédiée.

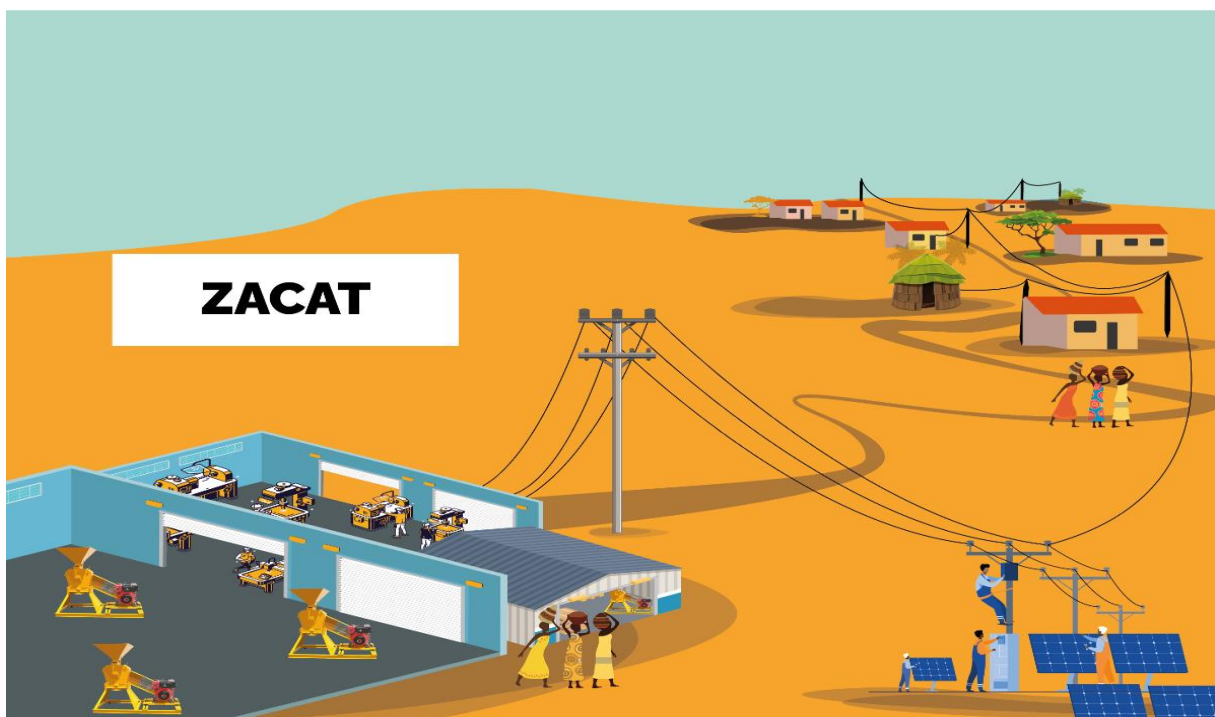


Figure 13 : Un modèle de ZACAT

### Formation

La formation est un élément clé dans la viabilité des AGR. Non seulement elle amène les paysans à comprendre comment entreprendre leurs activités, conduire la commercialisation des produits qui en sont issus, mais aussi et surtout à faire la promotion de ces AGR comme facteurs de développement à l'échelle individuelle ou collective.

### Approche Genre

Dans l'électrification rurale, la référence aux femmes prend en compte le développement des activités productives que l'électricité peut contribuer à générer. La composante électrification implique donc les femmes en tant que bénéficiaires et usagères des services de l'électricité.

## VI. MECANISME DE FINANCEMENT PERENNE DES INVESTISSEMENTS

Sur la base des améliorations et des optimisations formulées pour un service de l'électricité économiquement viable, un mécanisme financier doit permettre d'assurer le financement pérenne des investissements nécessaires au déploiement des services. Ce mécanisme financier aura également pour objectif fort de mobiliser du financement privé dans l'esprit de la loi 98. Le mécanisme est bâti sur les simulations du scénario 3 – correspondant à « extension harmonisation » étudié au chapitre 4.2.3.1. Il propose les conditions de réalisation et de pérennisation des investissements prévus pour un service durable.

### 6.1. Besoins à financer et facteurs d'amélioration de la viabilité économique

Le tableau ci-après synthétise la taille du marché à satisfaire et les investissements nécessaires à cet effet, répartis par zone concessionnaire actuelle :

Tableau 61 : Taille de marché et investissement par CER

Concessionnaire	Nbre MC	Pop. Couverte 2023	Nbre Ménages 2023	Investissements ERIL prévus (millions FCFA)
SENELEC	353	80 512	8 484	34 897
Comasel	300	63 682	9 302	32 421
Enco	124	29 749	2 960	12 231
Era	242	61 256	7 198	25 788
<b>Total</b>	<b>1 019</b>	<b>235 199</b>	<b>27 944</b>	<b>105 337</b>

La modélisation de l'exploitation conduit aux conclusions suivantes :

- Le coût de revient moyen du service d'électricité s'élève à 173 272 FCFA/usager/an (62% charges d'amortissements, 13% charges de personnel, et 9% achats d'énergie)
- Avec un niveau de consommation moyen de 1 000 et 11 801 kWh/an pour les abonnés basse tension et force motrice respectivement, le prix de revient de l'électricité distribuée s'élève en moyenne à 126 FCFA/kWh.

Cette amélioration du prix de revient du service d'électricité passe par un encadrement des coûts et une augmentation des consommations :

- Une optimisation et un encadrement des coûts (dans chaque rubrique de charges majeure) qui se traduit par une réduction du coût de revient par usager, dans des conditions de consommation en énergie équivalentes.
- Le niveau de consommation moyen projeté (1 000 kWh/usager/an) est très ambitieux au vu des niveaux de consommation actuelle relevés (pour mémoire, le plafond du premier niveau de service N1 est de 146 kWh/an, soit 7 fois plus faible). Il est cependant 25% en deçà de la consommation domestique moyenne sur le réseau SENELEC (1 314 kWh/jour).

### RECOMMANDATIONS

Sur la base du tarif de référence harmonisé de 91 FCFA/kWh fixé par l'Etat, on constate un déficit de 60 FCFA/kWh qui pourra faire l'objet d'une compensation tarifaire que l'Etat versera aux opérateurs selon un mécanisme d'harmonisation tarifaire à mettre en place en dehors du cadre de la présente étude. Pour l'année 2023, le volume de compensation est estimé à 2,3 milliards FCFA. Il serait naturel, à l'instar de l'extension du réseau électrique ou de l'adduction d'eau potable, que l'investissement initial soit pris en charge par l'Etat. Il resterait néanmoins à relever le défi de la pérennité du service par une bonne organisation de la couverture des charges d'entretien, de la mise à niveau ou du renouvellement des actifs en question.

## 6.2. Ressources sectorielles mobilisables pour le financement pérenne de l'électrification rurale

### 6.2.1. Projection de l'activité de la SENELEC et évaluation de la redevance d'électrification rurale

Sur les années passées, le nombre d'abonnés basse tension de la SENELEC a cru d'environ 2% par an, les consommations de 0,5% par an pour les usagers domestiques, et de 2% par an pour les usagers professionnels. Sur la même période, les ventes de la SENELEC ont augmenté d'environ 4% par an en moyenne. Le tableau ci-dessous résume une projection de cette évolution.

*Projection de l'activité de la SENELEC et de la Redevance Electrification Rurale*

Activité SENELEC		+ %/an	2018	2023	2028
Usagers BT domestiques	Abonnés	2%	1 005 397	1 110 039	1 353 131
Usagers BT pro	Abonnés	2%	222 292	245 428	299 175
Conso moy BT domestique	KWh/an/u	0.5%	1 300	1 333	1 401
Conso moy BT pro	KWh/an/u	2%	2 709	2 991	3 646
Consommation BT domestique	MWh/an		1 306 917	1 479 682	1 895 737
Consommation BT pro	MWh/an		602 233	734 075	1 090 792
Ventes SENELEC	MFCFA/an		346 161	401 391	541 508
<b>Redevance ER (0.7 FCFA/kWh)</b>	<b>MFCFA/an</b>		<b>1 336</b>	<b>1 550</b>	<b>2 091</b>

Source : Révision des conditions tarifaires de la SENELEC - 2017-2019 - Document de consultation publique

### RECOMMANDATIONS

Pour l'an 2023, une enveloppe de 1,55 milliard serait potentiellement disponible pour la redevance à l'Electrification Rurale. Il pourrait être envisagé d'en allouer 20%, soit environ 300 millions annuels, au développement des ERIL.

### 6.2.2. Produits tirés de l'exploitation des ERIL

Sur les revenus de l'exploitation des ERIL, des charges d'amortissement annuelles de 3,1 milliards pour l'ensemble du marché, sont comptabilisées pour assurer la pérennité des installations et du service. En plus, les opérateurs dégageraient un excédent d'exploitation annuel de 383 millions dont 70% pourraient être capitalisés pour les réinvestissements nécessaires au développement du service.

*Tableau 62 : Charges d'amortissement et excédent d'exploitation*

Service	Conso Moy kWh/an	Tarif Min FCFA/kWh	Répartition usagers 2023
BT	1 000	95	27 944
Force Motrice	11 801		1 008
Coût moyen FCFA/mois		14 441	
1. Dotations aux amortissements (MFCFA)		3 100	
<b>Excédents tirés de l'exploitation (MFCFA)</b>		<b>383</b>	



### 6.2.3. Redevance tableau

L'introduction d'une redevance, telle que la SENELEC l'applique à ses usagers post-payés, de 435 FCFA/mois/usager, induirait une ressource supplémentaire annuelle de 151 millions.

#### RECOMMANDATIONS

Dans l'esprit de l'harmonisation, et considérant que nous nous orientons vers un prépaiement total en zones rurales, l'introduction de cette redevance devrait s'appliquer aussi aux clients prépayés de la SENELEC. Les ressources ainsi générées pourraient entrer dans la péréquation du tarif.

### 6.2.4. Ressources annuelles disponibles

Sur la base des hypothèses énoncées ci-dessus, il serait possible de dégager une enveloppe annuelle de 3,82 milliards FCFA dont 3,1 milliards tirés des dotations aux amortissements, 0,27 milliard de la marge des opérateurs, 0,15 milliard des redevances tableau et 0,30 milliard de la redevance ER.

### 6.3. Allocation des ressources

Un fonds ERIL d'environ 4 milliards annuels combinant l'ensemble des ressources ERIL pourrait alors être constitué. Il financerait toutes les opérations de remise en état, de mise à niveau et de renouvellement des équipements à concurrence des dotations pour chaque site. Il servirait également de levier important à l'investissement privé avec une couverture partielle du risque (50%) et une bonification du taux d'emprunt à hauteur de la rémunération des fonds (5%) ; notamment pour les extensions futures. Ce fonds sera mis en place à la Caisse des Dépôts et des Consignations avec un détail des ressources comme suit :

Tableau 63 : Allocation des ressources

Electrification par ERILs		Année réf (2023)
<b>Hypothèses</b>		
Usagers ruraux BT	abonnés	27 944
Usagers ruraux FM	abonnés	1 008
Consommation moyenne BT	kWh/an/u	1 000
Consommation moyenne FM	kWh/an/u	11 801
<b>Fonds ERIL</b>		
Dotation amortissements	MFCFA/an	3 100
Contribution marge opérateurs	MFCFA/an	270
Redevance tableau	MFCFA/an	151
Redevance ER	MFCFA/an	300
Rémunération fonds (5%)	MFCFA/an	191
<b>Total ressources</b>	<b>MFCFA/an</b>	<b>4 012</b>

La rémunération du fonds financera exclusivement la bonification des taux d'emprunt.

## VII. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

Le P.E.D. a lancé la présente étude qui vise à capitaliser l'expérience tant sur le plan technique, économique, financier que socioéconomique, de la mise en œuvre des mini-réseaux au Sénégal depuis plus d'une décennie. Elle s'inscrit ainsi dans la perspective de la réalisation du programme d'accès universel à l'horizon 2025 que le gouvernement du Sénégal ambitionne dans le cadre du Programme Sénégal Emergent (PSE). L'application des critères du plan opérationnel (PO) de ce programme, avec les dorsales projetées, montre que, sur les 98 localités dotées d'une MC, 96 seront raccordées au réseau MT. L'avenir des MC situées dans les localités électrifiées via le réseau MT se décline à travers l'une ou l'autre de ces décisions :

- Le démantèlement avec comme options l'usage SHS ou la mise au rebut des équipements
- La réhabilitation avec les options suivantes :
  - o Usages productifs avec injection au réseau du surplus ;
  - o MC dédiée aux usages productifs (modèle de la plateforme multifonctionnelle) ;
  - o Injection au réseau 100% ;
  - o Délocalisation sur un autre site

Les futurs MC dites de seconde génération seront réalisées dans l'optique du PO.

Les perspectives du PO, n'empêchent pas d'envisager de nouvelles orientations pour les MC existantes, en dehors des usages dédiés :

- Réhabilitation (remise à l'état initial) ;
- Redimensionnement pour la prise en compte de la demande additionnelle à l'intérieur du périmètre des mini-réseaux (densification)
- Redimensionnement pour la prise en compte de la demande en énergie à l'extérieur du périmètre, incluant les usages productifs (extension)

Ces nouvelles orientations engendrent des coûts qui sont déterminés dans ce rapport et qui font l'objet d'un plan d'investissement succinct. Un mécanisme de financement et de rentabilisation pérenne des investissements de réhabilitation de densification et d'extension des mini-réseaux, est proposé

L'étude montre que, dans le cadre des ERIL, l'électricité, reste essentiellement dédiée à la satisfaction des besoins domestiques primaires, avec comme corollaires, une stagnation de la dynamique d'électrification rurale, un manque à gagner réel pour les opérateurs, obstacle majeur à la pérennisation des mini-réseaux. Les AGR sont ici des ménages de niveau 4, alors qu'il existe dans les villages, des usages productifs de puissances plus importantes, constituant de potentiels leviers de développement économique, qui ne sont malheureusement pas pris en compte dans le programme d'électrification par MC (il s'agit entre autres, des moulins à mil, des menuiseries métalliques, des machines à coudre, des systèmes de pompage pour l'irrigation).

Les recommandations pour les MC à opérationnaliser dans le futur par le PO s'articulent autour des exigences institutionnelles, techniques, et de la gestion.

### **Au plan institutionnel**

Revoir l'Arrêté n° 2675 MICITIE-MDE-ASER, notamment en ce qui concerne la dénomination, la taille, la définition et les modalités d'attribution des ERIL :

- Lever la limitation à 200 du nombre maximum de ménages par ERIL.
- Revoir la dénomination de l'ERIL en le considérant comme un projet d'Electrification Rurale Décentralisé (ERD) mettant en œuvre des solutions techniques d'électrification à partir de sources d'énergies renouvelables ou hybrides raccordées à un réseau de distribution BT qui alimente des consommateurs domestiques, des usages productifs et des infrastructures communautaires avec une puissance nette fournie ne dépassant pas 1 MW par site ». Ces projets ERD pouvant couvrir une ou plusieurs localités dont le raccordement au réseau MT par le programme d'investissement du PO SE4ALL 2025 n'est pas prévu non prévu.
- Associer les Concessionnaires d'Electrification au processus de mise en œuvre des MC à l'intérieur de leur périmètre dès la phase de conception du projet de MC et ce, jusqu'à leur mise en service.

- Dans le cas d'une attribution à un opérateur ERIL par appel d'offre, il faudrait short lister les opérateurs ERIL actuels, qui bénéficient d'une expérience. Cette sélection devra se faire en amont de la phase de travaux de construction des MC afin que l'opérateur ERIL sélectionné soit associé à la phase de réalisation.
- Prendre en considération la planification des 1019 MC qui sont géo localisées avec une ébauche de leur configuration technique, de leurs coûts d'investissements et des ménages qui seront desservis ;
- Procéder à un transfert par regroupement des MC par zone correspondant aux Concessions d'Electrification Rurale (CER) ;
- Définir une procédure unique de transfert de la gestion et de l'exploitation des futurs MC quels que soit le mode de financement (Etat, bailleurs de fonds, PPP, fonds privés ou PPP) et quels que soient les modalités de mise en œuvre (contrats de travaux et Fournitures, Clé en main, EPC, etc.)

#### **Au plan de la viabilité technique**

- Le conducteur doit avoir un niveau d'instruction et une qualification en adéquation avec les tâches qui lui sont dévolues. Il devrait en outre, être contractualisé.
- Les opérateurs doivent mettre en place un stock de pièces de rechange, un dispositif de renouvellement des équipements au terme de leur durée de vie qui nécessite l'ouverture d'un compte séquestre
- Afin de contribuer à améliorer la gestion de la demande électrique et à favoriser un aménagement villageois, il serait judicieux de prévoir pour les MC de seconde génération, l'aménagement aux voisinages immédiats de la centrale, d'un espace pour l'emplacement des activités productives, autrement dit, une zone aménagée communautaire d'activités de transformation (ZACAT).

#### **Au plan de la gestion de l'exploitation**

- Il faut généraliser l'utilisation des compteurs intelligents pour minimiser les coûts de recouvrement et dissiper l'appréhension des abonnés sur la consommation forfaitaire facturée.
- Il est suggéré, la mise en place d'un fonds ERIL domicilié à la Caisse des Dépôts et Consignations. Ce fonds, constitué d'une enveloppe annuelle d'environ 4 milliards, sera tiré des dotations aux amortissements, de la contribution marge des opérateurs, de la redevance ER et de la rémunération des fonds (5% l'an). Ce fonds financera toutes les opérations de remise en état, de mise à niveau et de renouvellement des équipements à concurrence des dotations pour chaque site. Il servira également de levier important à l'investissement privé.

## VIII. ANNEXES

### 8.1. Annexe 1 : Coût de la réhabilitation des MC par opérateur et par village (scénario1.2)

#### Coût de remise à niveau pour Energie R

Localités	Coût des équipements de production énergétique	Coût des équipements de commande et de synchronisation	Coût du Génie Civil	Coût du Réseau BT	coût du Branchement BT	coût des installations intérieures	Coût Total
Bambadala	112 952 725	11 880 152	30 034 200	15 311 044	7 234 950	11 002 460	188 415 531
Bissary kansoye	36 294 059	3 810 045	10 118 451	14 781 992	2 209 450	3 331 020	70 545 017
Keur ndongo	56 169 628	5 904 052	15 458 082	14 164 765	3 465 825	5 248 880	100 411 232
Kohel mounkoutalla	74 101 687	7 787 074	19 894 775	16 413 234	4 589 950	6 964 860	129 751 580
Magnora	26 304 843	2 751 694	7 070 453	17 647 688	1 283 700	1 917 860	56 976 238
Ndelle	89 400 501	9 402 472	24 082 129	14 385 203	5 714 075	8 680 840	151 665 221
Ndimba	112 704 038	11 854 586	30 000 416	15 046 518	7 234 950	11 002 460	187 842 968
Padaf	89 131 223	9 372 132	23 915 576	15 266 956	5 780 200	8 781 780	152 247 867
Sacita farymboure	80 698 607	8 486 231	21 830 922	14 385 203	5 118 950	7 772 380	138 292 293
Sarre bocar	51 969 234	5 459 124	14 219 241	14 052 548	3 135 200	4 744 180	93 579 528
<b>Total général</b>	<b>729 726 545</b>	<b>76 707 563</b>	<b>196 624 246</b>	<b>151 455 152</b>	<b>45 767 250</b>	<b>69 446 720</b>	<b>1 269 727 476</b>

#### Coût de remise à niveau pour Enersa

Localités	Coût des équipements de production énergétique	Coût des équipements de commande et de synchronisation	Coût du Génie Civil	Coût du Réseau BT	coût du Branchement BT	coût des installations intérieures	Coût Total
Ndombil	77 964 935	8 191 327	20 888 054	15 645 666	4 722 200	7 166 740	134 578 921
Sine mousse ab	88 177 907	9 266 877	23 559 412	13 769 943	5 581 825	8 478 960	148 834 924
<b>Total général</b>	<b>166 142 841</b>	<b>17 458 204</b>	<b>44 447 465</b>	<b>29 415 609</b>	<b>10 304 025</b>	<b>15 645 700</b>	<b>283 413 845</b>

#### Coût de remise à niveau pour Faye Solar\_Sud Energie

Localités	Coût des équipements de production énergétique	Coût des équipements de commande et de synchronisation	Coût du Génie Civil	Coût du Réseau BT	coût du Branchement BT	coût des installations intérieures	Coût Total
Bambadala 1	57 444 894	6 030 528	15 405 841	15 204 726	3 333 575	5 047 000	102 466 563
Bissary	38 559 538	4 049 502	10 772 641	14 656 644	2 209 450	3 331 020	73 578 795
Malandiankunda	47 759 575	5 016 525	13 138 259	16 724 512	3 135 200	4 744 180	90 518 251
Safane	104 209 383	10 959 650	27 795 299	15 192 927	6 639 825	10 094 000	174 891 083
Sanoufily	54 592 925	5 737 505	15 016 793	14 039 734	3 333 575	5 047 000	97 767 532
Sina	51 395 677	5 404 057	14 333 377	13 728 837	3 201 325	4 845 120	92 908 393
<b>Total Général</b>	<b>353 961 992</b>	<b>37 197 767</b>	<b>96 462 209</b>	<b>89 547 379</b>	<b>21 852 950</b>	<b>33 108 320</b>	<b>632 130 618</b>

## Coût de remise à niveau pour NS Resif

Localités	Coût des équipements de production énergétique	Coût des équipements de commande et de synchronisation	Coût du Génie Civil	Coût du Réseau BT	coût du Branchement BT	Coût des installations intérieures	Coût Total
Badiary	60 668 979	6 379 726	16 734 500	14 174 978	3 862 575	5 854 520	107 675 279
Bafata balante	88 601 262	9 316 966	23 809 646	15 407 783	5 714 075	8 680 840	151 530 572
Boumouda soucoto	116 622 186	12 271 367	31 208 918	14 344 097	7 697 825	11 709 040	193 853 434
Boumouda soucoutoto	66 320 037	6 971 191	18 037 284	14 500 022	4 325 450	6 561 100	116 715 083
Dandone	46 279 142	4 853 751	12 399 700	15 897 631	2 672 325	4 037 600	86 140 149
Diafilon diola	50 705 211	5 326 519	13 909 721	14 493 107	3 201 325	4 845 120	92 481 004
Francounda badji c	34 898 718	3 665 357	9 856 610	13 545 889	2 077 200	3 129 140	67 172 914
Francounda sarakhole	56 694 567	5 959 259	15 592 819	13 759 413	3 598 075	5 450 760	101 054 893
Kamoya	44 908 036	4 717 805	12 458 195	14 478 644	2 870 700	4 340 420	83 773 801
Karantaba linketo	67 050 261	7 048 362	18 241 978	14 466 464	4 193 200	6 359 220	117 359 486
Kimbouto	37 590 664	3 944 084	10 340 614	14 710 247	2 341 700	3 532 900	72 460 209
Klonya	26 524 561	2 780 336	7 416 241	14 142 373	1 614 325	2 422 560	54 900 397
Madina linketo	68 191 901	7 170 124	18 616 580	14 850 439	4 259 325	6 460 160	119 548 529
Maka	86 641 488	9 112 150	23 378 056	14 727 057	5 714 075	8 680 840	148 253 667
Maron counda	41 169 342	4 325 097	11 510 609	13 716 975	2 672 325	4 037 600	77 431 948
Massaria	67 693 345	7 119 300	18 568 833	15 444 004	4 325 450	6 561 100	119 712 032
Missira	46 965 340	4 936 719	13 119 116	14 728 389	2 936 825	4 441 360	87 127 749
Ndiagne kahone	41 423 050	4 350 623	11 518 422	14 813 583	2 606 200	3 936 660	78 648 538
Nema diaour	30 076 609	3 156 513	8 496 708	14 351 646	1 746 575	2 624 440	60 452 491
Ngare keur amadou	54 537 597	5 733 058	15 070 765	13 954 858	3 465 825	5 248 880	98 010 982
Nioroki	39 618 252	4 163 284	11 172 414	14 018 039	2 407 825	3 633 840	75 013 655
Sibikoroto 2	55 091 234	5 787 876	15 043 651	14 294 047	3 267 450	4 946 060	98 430 319
Singhere baynouck	53 298 434	5 599 797	14 605 661	14 986 635	3 201 325	4 845 120	96 536 971
Singhere manding	106 289 232	11 182 678	28 525 437	13 207 334	6 904 325	10 497 760	176 606 766
Sonko kounda	64 067 692	6 729 130	17 206 146	16 260 228	3 862 575	5 854 520	113 980 291
Sorange	49 001 299	5 145 469	13 377 045	15 524 567	2 870 700	4 340 420	90 259 500
Souaki	60 620 821	6 370 878	16 534 804	14 232 197	3 796 450	5 753 580	107 308 730
Yacine mandina	51 383 945	5 399 510	14 165 121	14 305 909	3 201 325	4 845 120	93 300 931
Yacine tambana	49 425 354	5 194 387	13 702 632	14 674 088	3 135 200	4 744 180	90 875 841
<b>Total Général</b>	<b>1 662 358 559</b>	<b>174 711 318</b>	<b>454 618 229</b>	<b>422 010 644</b>	<b>104 542 550</b>	<b>158 374 860</b>	<b>2 976 616 159</b>

## Coût de remise à niveau pour Sud Solar System

Localités	Coût des équipements de production énergétique	Coût des équipements de commande et de synchronisation	Coût du Génie Civil	Coût du Réseau BT	coût du Branchement BT	coût des installations intérieures	Coût Total
Babadi	72 317 746	7 599 222	19 429 690	14 907 975	4 457 700	6 762 980	125 475 313
Badiocounda	49 346 296	5 186 132	13 685 206	15 405 499	3 135 200	4 744 180	91 502 514
Bandouga	67 351 214	7 080 356	18 335 626	16 371 811	4 259 325	6 460 160	119 858 493
Bangalere	69 606 897	7 320 348	19 046 336	14 696 798	4 391 575	6 662 040	121 723 994
Bany	54 314 541	5 706 484	14 858 421	15 376 192	3 465 825	5 248 880	98 970 343
Bary	30 477 205	3 198 937	8 617 918	15 171 232	1 878 825	2 826 320	62 170 437
Bissadou santo	87 445 748	9 197 617	23 624 227	13 524 829	5 647 950	8 579 900	148 020 270
Bissary dioukoua	64 487 943	6 777 090	17 499 461	14 925 102	3 994 825	6 056 400	113 740 822
Bissassou douma	65 119 289	6 840 881	17 531 883	15 988 471	4 259 325	6 460 160	116 200 008
Diassina	57 798 247	6 073 510	15 839 547	13 674 536	3 796 450	5 753 580	102 935 870
Diatouma	80 619 814	8 472 689	21 553 518	16 466 203	5 251 200	7 974 260	140 337 684
Djida	71 222 605	7 481 139	19 007 920	16 655 367	4 193 200	6 359 220	124 919 450
Djinani	52 862 182	5 552 720	14 433 693	16 444 508	3 333 575	5 047 000	97 673 678
Fadioungnar	47 340 483	4 971 399	12 977 181	17 234 152	2 936 825	4 441 360	89 901 400
Franounda	36 685 991	3 848 541	10 083 037	15 138 626	2 011 075	3 028 200	70 795 469
Gassekou	50 178 123	5 275 673	14 002 702	13 836 424	3 201 325	4 845 120	91 339 366
Kandion mangana	34 063 053	3 575 549	9 538 972	14 739 554	2 011 075	3 028 200	66 956 402
Kanicounda	71 616 973	7 527 052	19 326 729	15 298 864	4 457 700	6 762 980	124 990 299
Keur allassane D	78 210 055	8 225 941	21 270 660	14 030 536	4 986 700	7 570 500	134 294 392
Kitim	61 909 538	6 503 237	16 707 513	15 579 502	3 796 450	5 753 580	110 249 821
Kognara	78 671 025	8 269 630	21 152 612	15 025 774	4 920 575	7 469 560	135 509 177
Kooling	41 683 927	4 371 748	11 268 128	15 534 083	2 341 700	3 532 900	78 732 486
Lamel	55 234 744	5 795 518	14 709 748	17 339 709	3 201 325	4 845 120	101 126 164
Mansabang	58 826 837	6 183 106	16 119 849	14 418 761	3 796 450	5 753 580	105 098 584
Medina diogoye	51 012 099	5 360 853	14 091 657	14 291 763	3 135 200	4 744 180	92 635 752
Missira kabada	72 126 848	7 582 380	19 540 253	16 296 132	4 788 325	7 267 680	127 601 618
Ndiolofene	79 048 145	8 311 300	21 346 643	14 923 136	4 788 325	7 267 680	135 685 229
Ndorong serere	86 401 167	9 087 075	23 327 069	14 168 381	5 185 075	7 873 320	146 042 086
Sakhor	134 427 041	14 142 485	35 584 303	14 859 637	8 491 325	12 920 320	220 425 111
Salikegne	56 331 580	5 920 829	15 486 959	14 705 996	3 465 825	5 248 880	101 160 070
Sare koube	63 545 899	6 677 125	17 274 004	13 759 413	4 127 075	6 258 280	111 641 796
Sarre biteye	66 943 907	7 033 345	18 025 810	15 283 386	4 060 950	6 157 340	117 504 738
Segafoula	64 748 362	6 807 203	17 700 587	14 390 469	3 994 825	6 056 400	113 697 846
Singhere bainouck	51 461 819	5 408 073	14 203 779	14 277 617	3 267 450	4 946 060	93 564 798
Velingara sare ya	56 188 548	5 898 458	15 085 927	15 557 110	3 399 700	5 147 940	101 277 682
<b>Total Général</b>	<b>2 219 625 893</b>	<b>233 263 644</b>	<b>602 287 567</b>	<b>530 297 547</b>	<b>138 430 250</b>	<b>209 854 260</b>	<b>3 933 759 162</b>

## Coût de remise à niveau pour NEANT

Localités	Coût des équipements de production énergétique	Coût des équipements de commande et de synchronisation	Coût du Génie Civil	Coût du Réseau BT	coût du Branchement BT	coût des installations intérieures	Coût Total
Woppa	53 452 759	5 621 715	14 776 172	15 263 974	3 465 825	5 248 880	97 829 326

### Coût de remise à niveau pour ERA

Localités	Coût des équipements de production énergétique	Coût des équipements de commande et de synchronisation	Coût du Génie Civil	Coût du Réseau BT	coût du Branchement BT	coût des installations intérieures	Coût Total
Kathiale	40 420 847	4 240 981	11 042 986	15 574 237	2 209 450	3 331 020	76 819 521

### Coût de remise à niveau pour Solensol

Localités	Coût des équipements de production énergétique	Coût des équipements de commande et de synchronisation	Coût du Génie Civil	Coût du Réseau BT	coût du Branchement BT	coût des installations intérieures	Coût Total
Diagane sader	54 758 716	5 754 550	15 039 925	13 525 146	3 333 575	5 047 000	97 458 911
Drame ibra	48 886 533	5 138 994	13 627 113	15 112 681	3 135 200	4 744 180	90 644 701
Kere	100 755 801	10 596 809	26 945 990	14 327 287	6 507 575	9 892 120	169 025 583
Keur amath seune	63 752 434	6 705 246	17 583 829	13 936 778	4 060 950	6 157 340	112 196 577
Keur babou ndity	56 195 505	5 903 499	15 301 976	14 509 220	3 465 825	5 248 880	100 624 905
Keur moudiyye fatim	48 987 418	5 145 282	13 437 129	15 237 014	3 002 950	4 542 300	90 352 093
Ndiayene kade	92 346 914	9 714 715	24 940 476	13 937 096	5 978 575	9 084 600	156 002 375
Niassene	73 858 528	7 766 403	20 073 909	14 060 795	4 722 200	7 166 740	127 648 575
Thiamene diogo	68 273 112	7 176 618	18 536 362	15 326 839	3 994 825	6 056 400	119 364 157
Thiamene keur Soley	34 102 352	3 584 170	9 777 783	14 807 366	2 143 325	3 230 080	67 645 076
<b>Total Général</b>	<b>641 917 315</b>	<b>67 486 286</b>	<b>175 264 491</b>	<b>144 780 222</b>	<b>40 345 000</b>	<b>61 169 640</b>	<b>1 130 962 953</b>

## 8.2. Annexe 2 : Coût d'extension des MC compte tenu de l'hypothèse des données actualisées (scénario2)

### Coût d'extension compte tenu des données actualisées pour Energie R

Localités	Coût des équipements de production énergétique	Coût des équipements de commande et de synchronisation	Coût du Génie Civil	Coût du Réseau BT	coût du Branchement BT	coût des installations intérieures	Coût Total
Bambadala	208 695 139	21 895 616	51 224 701	17 647 688	9 345 584	12 011 860	320 820 587
Bissary kansoye	62 336 093	6 540 569	16 443 876	13 283 013	2 704 046	3 532 900	104 840 497
Keur ndongo	82 864 113	8 699 142	21 652 666	14 561 554	4 092 671	5 652 640	137 522 787
Kohel mounkoutalla	103 030 125	10 819 666	26 723 537	15 311 044	5 216 796	7 368 620	168 469 787
Magnora	52 031 859	5 456 040	13 752 702	12 709 874	1 976 671	2 422 560	88 349 705
Ndelle	128 229 351	13 467 324	32 912 275	16 457 322	6 605 421	9 488 360	207 160 053
Ndimba	148 805 903	15 632 123	38 075 448	17 691 775	8 060 171	11 709 040	239 974 460
Padaf	142 525 042	14 959 953	35 953 721	16 369 147	7 033 892	9 589 300	226 431 054
Sacita farymboure	112 588 633	11 824 974	29 124 705	15 840 095	5 878 046	8 378 020	183 634 474
Sarre bocar	79 239 636	8 317 601	20 716 487	14 341 116	3 828 171	5 248 880	131 691 890
<b>Total Général</b>	<b>1 120 345 894</b>	<b>117 613 008</b>	<b>286 580 118</b>	<b>154 212 627</b>	<b>54 741 469</b>	<b>75 402 180</b>	<b>1 808 895 295</b>

Coût d'extension compte tenu des données actualisées pour Enersa

Localités	Coût des équipements de production énergétique	Coût des équipements de commande et de synchronisation	Coût du Génie Civil	Coût du Réseau BT	coût du Branchement BT	coût des installations intérieures	Coût Total
Ndombil	111 141 771	11 663 538	28 469 280	15 531 482	5 679 671	8 075 200	180 560 942
Sine mousse ab	124 491 055	13 064 956	31 709 100	16 369 147	6 473 171	9 286 480	201 393 909
<b>Total général</b>	<b>235 632 826</b>	<b>24 728 494</b>	<b>60 178 380</b>	<b>31 900 628</b>	<b>12 152 842</b>	<b>17 361 680</b>	<b>381 954 850</b>

Coût d'extension compte tenu des données actualisées pour Faye Solar\_Sud Energie

Localités	Coût des équipements de production énergétique	Coût des équipements de commande et de synchronisation	Coût du Génie Civil	Coût du Réseau BT	coût du Branchement BT	coût des installations intérieures	Coût Total
Bambadala 1	81 549 659	8 561 266	21 337 559	14 385 203	3 960 421	5 450 760	135 244 869
Bissary	64 003 768	6 716 460	16 895 618	13 459 363	2 836 296	3 734 780	107 646 286
Malandiankunda	76 408 741	8 019 568	19 982 685	13 900 240	3 431 421	4 643 240	126 385 894
Safane	134 744 692	14 155 343	34 672 950	17 162 724	7 531 171	10 901 520	219 168 399
Sanoufly	82 971 868	8 710 635	21 687 795	14 341 116	4 026 546	5 551 700	137 289 660
Sina	80 836 359	8 485 853	21 137 349	14 252 941	3 828 171	5 248 880	133 789 552
<b>Total Général</b>	<b>520 515 087</b>	<b>54 649 125</b>	<b>135 713 956</b>	<b>87 501 587</b>	<b>25 614 026</b>	<b>35 530 880</b>	<b>859 524 661</b>

Coût d'extension compte tenu des données actualisées pour ERA

Localités	Coût des équipements de production énergétique	Coût des équipements de commande et de synchronisation	Coût du Génie Civil	Coût du Réseau BT	Coût du Branchement BT	Coût des installations intérieures	Coût Total
Kathiale	62 377 612	6 545 997	16 507 055	13 503 451	3 034 671	4 037 600	106 006 386

Coût d'extension compte tenu des données actualisées pour NEANT

Localités	Coût des Equipements de production énergétique	Coût des équipements de commande et de synchronisation	Coût du Génie Civil	Coût du Réseau BT	Coût du Branchement BT	Coût des installations intérieures	Coût Total
Kathiale	74 283 919	7 810 062	19 918 498	14 429 291	3 960 421	5 450 760	125 852 951



Coût d'extension compte tenu des données actualisées pour NS Resif

Localités	Coût des équipements de production énergétique	Coût des équipements de commande et de synchronisation	Coût du Génie Civil	Coût du Réseau BT	coût du Branchement BT	coût des installations intérieures	Coût Total
Badiary	115 976 376	12 168 633	29 361 481	14 781 992	5 248 517	6 863 920	184 400 920
Bafata balante	122 408 015	12 856 552	31 528 254	16 413 234	6 539 296	9 387 420	199 132 772
Boumouda soucoto	174 402 990	18 312 850	43 883 659	18 044 476	9 282 142	13 021 260	276 947 378
Boumouda soucoutoto	92 684 976	9 732 119	24 140 626	15 134 693	4 886 171	6 863 920	153 442 505
Dandone	70 242 586	7 371 572	18 438 107	13 767 977	3 299 171	4 441 360	117 560 773
Diafilon diola	76 887 289	8 070 496	20 133 698	14 252 941	3 828 171	5 248 880	128 421 475
Franconda badji c	62 376 307	6 544 838	16 456 134	13 371 188	2 902 421	3 835 720	105 486 608
Franconda sarakhole	86 029 403	9 031 763	22 440 457	14 517 466	4 291 046	5 955 460	142 265 595
Kamoya	72 551 467	7 614 631	19 037 749	13 856 152	3 563 671	4 845 120	121 468 789
Karantaba linketo	96 653 523	10 148 821	25 108 358	15 134 693	4 952 296	6 964 860	158 962 551
Kimbouto	57 249 623	6 006 590	15 186 637	13 459 363	2 770 171	3 633 840	98 306 225
Klonya	70 821 632	7 420 722	18 006 280	12 974 399	2 735 767	3 028 200	114 987 001
Madina linketo	97 031 756	10 189 517	25 248 316	15 178 781	5 018 421	7 065 800	159 732 590
Maka	119 236 125	12 523 332	30 752 650	16 413 234	6 473 171	9 286 480	194 684 992
Maron counda	64 799 206	6 800 300	17 108 129	13 635 714	3 166 921	4 239 480	109 749 750
Massaria	117 401 321	12 319 712	29 777 490	15 178 781	5 513 017	7 267 680	187 458 001
Missira	74 953 956	7 867 431	19 655 375	13 944 327	3 497 546	4 744 180	124 662 815
Ndiagne kahone	66 876 144	7 017 776	17 591 653	13 723 889	3 166 921	4 239 480	112 615 863
Nema diaour	52 686 562	5 526 376	13 995 655	13 194 838	2 439 546	3 129 140	90 972 116
Ngare keur amadou Ya	91 906 998	9 647 244	23 795 219	14 517 466	4 224 921	5 854 520	149 946 368
Nioroki	68 532 681	7 192 015	18 015 546	13 635 714	3 233 046	4 340 420	114 949 422
Sibikoroto 2	83 093 305	8 723 460	21 721 178	14 385 203	4 158 796	5 753 580	137 835 523
Singhere baynouck	81 892 676	8 596 833	21 399 564	14 252 941	3 894 296	5 349 820	135 386 130
Singhere manding	160 228 036	16 823 203	40 423 504	17 383 162	8 290 267	11 507 160	254 655 332
Sonko kounda	93 178 710	9 783 429	24 235 127	14 826 080	4 687 796	6 561 100	153 272 241
Sorange	71 922 389	7 549 177	18 912 399	14 032 502	3 497 546	4 744 180	120 658 194
Souaki	89 018 735	9 346 336	23 205 124	14 781 992	4 621 671	6 460 160	147 434 018
Yacine mandina	76 296 750	8 008 959	20 011 682	14 297 028	3 894 296	5 349 820	127 858 536
Yacine tambana	73 726 545	7 739 044	19 377 650	14 120 678	3 762 046	5 147 940	123 873 903
<b>Total Général</b>	<b>2 581 066 083</b>	<b>270 933 732</b>	<b>668 947 703</b>	<b>423 210 905</b>	<b>127 839 064</b>	<b>175 130 900</b>	<b>4 247 128 387</b>

Coût d'extension compte tenu des données actualisées pour Sud Solar System

Localités	Coût des équipements de production énergétique	Coût des équipements de commande et de synchronisation	Coût du Génie Civil	Coût du Réseau BT	Coût du Branchement BT	Coût des I installations intérieures	Coût Total
Babadi	98 130 261	10 304 958	25 520 610	15 311 044	5 150 671	7 267 680	161 685 224
Badiocounda	73 524 328	7 717 699	19 322 353	14 164 765	3 695 921	5 047 000	123 472 066
Bandouga	97 808 290	10 270 419	25 406 558	15 046 518	4 886 171	6 863 920	160 281 876
Bangalere	97 162 310	10 203 911	25 313 556	15 266 956	5 150 671	7 267 680	160 365 083
Bany	83 672 456	8 783 432	21 821 908	14 385 203	4 026 546	5 551 700	138 241 245
Bary	53 369 456	5 598 036	14 163 857	13 062 575	2 307 296	2 927 260	91 428 480
Bissadou santo	120 160 215	12 621 026	31 008 408	16 325 059	6 407 046	9 185 540	195 707 293
Bissary dioukhoua	94 680 671	9 941 459	24 617 213	14 914 255	4 753 921	6 662 040	155 569 560
Bissassou douma	90 038 891	9 453 588	23 460 949	14 870 167	4 621 671	6 460 160	148 905 426
Diassina	82 468 892	8 654 099	21 456 945	14 737 904	4 423 296	6 157 340	137 898 477
Diatouma	125 948 846	13 218 362	31 901 819	15 796 007	6 174 267	8 277 080	201 316 381
Djida	93 359 400	9 804 547	24 383 879	15 178 781	4 886 171	6 863 920	154 476 699
Djinani	75 548 096	7 930 890	19 854 213	14 208 853	3 894 296	5 349 820	126 786 168
Fadioungnar	72 478 751	7 607 520	19 045 679	13 988 415	3 629 796	4 946 060	121 696 221
Francounda	58 583 796	6 146 574	15 512 955	13 371 188	2 704 046	3 532 900	99 851 459
Gassekou	73 684 409	7 735 150	19 393 380	14 252 941	3 762 046	5 147 940	123 975 866
Kandion mangana	58 127 331	6 098 272	15 381 040	13 327 100	2 704 046	3 532 900	99 170 689
Kanicounda	98 936 940	10 389 697	25 718 834	15 355 131	5 216 796	7 368 620	162 986 017
Keur allassane diallo	106 710 026	11 207 643	27 694 745	15 796 007	5 878 046	8 378 020	175 664 487
Kitim	92 085 870	9 667 988	23 934 665	14 870 167	4 621 671	6 460 160	151 640 521
Kognara	147 470 587	15 470 082	36 703 705	15 619 657	6 404 363	8 075 200	229 743 594
Kooling	65 175 261	6 839 361	17 180 142	13 591 626	3 100 796	4 138 540	110 025 727
Lamel	79 927 269	8 389 904	20 890 172	14 208 853	3 828 171	5 248 880	132 493 249
Mansabang	84 702 893	8 892 969	22 139 860	14 693 817	4 357 171	6 056 400	140 843 110
Medina diogoye	75 691 017	7 946 207	19 904 625	14 208 853	3 828 171	5 248 880	126 827 754
Missira kabada	98 351 941	10 328 304	25 577 975	15 443 306	5 282 921	7 469 560	162 454 007
Ndiolofene	133 480 494	14 009 855	33 753 090	15 531 482	5 975 892	7 974 260	210 725 073
Ndorong serere	114 110 578	11 987 220	29 611 895	15 928 270	6 076 421	8 680 840	186 395 225
Sakhor	166 765 360	17 523 885	42 675 891	18 573 528	9 184 296	13 425 020	268 147 980
Salikegne	84 003 166	8 818 999	21 944 158	14 517 466	4 092 671	5 652 640	139 029 101
Sare koube	95 840 965	10 056 967	24 678 678	14 914 255	4 621 671	6 460 160	156 572 697
Sarre biteye	93 070 750	9 772 647	24 235 819	15 046 518	4 753 921	6 662 040	153 541 695
Segafoula	97 428 984	10 229 848	25 277 985	14 958 343	4 687 796	6 561 100	159 144 056
Singhere bainouck	76 331 212	8 012 705	20 026 408	14 341 116	3 894 296	5 349 820	127 955 558
Velingara sare yaya 3	79 313 995	8 326 143	20 770 762	14 429 291	3 960 421	5 450 760	132 251 371
<b>Total Général</b>	<b>3 238 143 707</b>	<b>339 960 365</b>	<b>840 284 734</b>	<b>520 235 419</b>	<b>162 943 369</b>	<b>225 701 840</b>	<b>5 327 269 434</b>

## Coût d'extension tenant compte des données actualisées pour Salensol

Localités	Coût des équipements de production énergétique	Coût des équipements de commande et de synchronisation	Coût du Génie Civil	Coût du Réseau BT	coût du Branchement BT	coût des installations intérieures	Coût Total
Diagane sader	80 547 720	8 456 665	21 121 485	14 429 291	4 224 921	5 854 520	134 634 603
Drame ibra	72 339 803	7 593 854	19 056 948	14 208 853	3 828 171	5 248 880	122 276 510
Kere	130 148 908	13 671 947	33 523 858	17 074 549	7 332 796	10 598 700	212 350 757
Keur amath seune	89 089 095	9 355 289	23 298 801	15 046 518	4 820 046	6 762 980	148 372 729
Keur babou ndity	80 716 501	8 473 915	21 139 732	14 429 291	4 026 546	5 551 700	134 337 685
Keur moudaye fatim	73 357 294	7 700 244	19 285 386	14 032 502	3 563 671	4 845 120	122 784 217
Ndiayene kade	120 925 743	12 702 681	31 255 274	16 589 585	6 671 546	9 589 300	197 734 129
Niassene	102 640 741	10 779 442	26 661 065	15 619 657	5 745 796	8 176 140	169 622 841
Thiamene diogo	90 926 427	9 549 388	23 805 051	14 958 343	4 621 671	6 460 160	150 321 039
Thiamene keur	57 306 416	6 013 081	15 226 996	13 371 188	2 836 296	3 734 780	98 488 757
<b>Total Général</b>	<b>897 998 648</b>	<b>94 296 507</b>	<b>234 374 596</b>	<b>149 759 777</b>	<b>47 671 460</b>	<b>66 822 280</b>	<b>1 490 923 268</b>

### 8.3. Annexe 3 : Coût d'extension des MC compte tenu de l'harmonisation (scénario 3)

#### Coût d'extension compte tenu de l'harmonisation pour Energie R

Localités	Coût des équipements de production énergétique	Coût des équipements de commande et de synchronisation	Coût du Génie Civil	Coût du Réseau BT	coût du Branchement BT	coût des installations intérieures	Coût Total
Bambadala	341 237 484	36 000 596	84 637 161	17 647 688	9 279 459	11 910 920	500 713 308
Bissary kansoye	100 033 396	10 557 387	26 423 746	13 283 013	2 770 171	3 633 840	156 701 552
Keur ndongo	138 218 853	14 591 385	36 010 863	14 561 554	4 092 671	5 652 640	213 127 966
Kohel mounkoutalla	168 365 691	17 777 310	43 570 585	15 311 044	5 150 671	7 267 680	257 442 981
Magnora	81 793 468	8 630 155	21 791 819	12 709 874	2 042 796	2 523 500	129 491 611
Ndelle	212 075 219	22 392 663	54 318 827	16 457 322	6 605 421	9 488 360	321 337 812
Ndimba	255 007 561	26 929 256	64 956 902	17 691 775	8 126 296	11 809 980	384 521 771
Padaf	237 564 727	25 072 369	60 099 079	16 369 147	7 033 892	9 589 300	355 728 514
Sacita farymboure	188 274 312	19 881 195	48 540 897	15 840 095	5 811 921	8 277 080	286 625 499
Sarre bocar	132 768 623	14 015 849	34 657 378	14 341 116	3 894 296	5 349 820	205 027 083
<b>Total Général</b>	<b>1 855 339 333</b>	<b>195 848 165</b>	<b>475 007 257</b>	<b>154 212 627</b>	<b>54 807 594</b>	<b>75 503 120</b>	<b>2 810 718 096</b>

#### Coût d'extension compte tenu de l'harmonisation pour Enersa

Localités	Coût des équipements de production énergétique	des équipements de commande et de synchronisation	Coût du Génie Civil	Coût du Réseau BT	coût du Branchement BT	coût des installations intérieures	Coût Total
Ndombil	177 117 360	18 682 539	45 235 049	15 531 482	5 613 546	7 974 260	270 154 236
Sine mousse ab	207 568 254	21 896 157	52 699 284	16 369 147	6 539 296	9 387 420	314 459 557
<b>Total Général</b>	<b>384 685 614</b>	<b>40 578 696</b>	<b>97 934 333</b>	<b>31 900 628</b>	<b>12 152 842</b>	<b>17 361 680</b>	<b>584 613 793</b>

#### Coût d'extension tenant compte de l'harmonisation pour Faye Solar\_Sud Energie

Localités	Coût des équipements de production énergétique	Coût des équipements de commande et de synchronisation	Coût du Génie Civil	Coût du Réseau BT	Coût du Branchement BT	Coût des installations intérieures	Coût Total
Bambadala 1	131 980 017	13 932 925	34 475 453	14 385 203	3 894 296	5 349 820	204 017 715
Bissary	103 693 494	10 944 802	27 377 349	13 459 363	2 836 296	3 734 780	162 046 084
Malandiankunda	119 288 766	12 591 343	31 260 704	13 900 240	3 365 296	4 542 300	184 948 648
Safane	228 741 680	24 155 980	58 540 269	17 162 724	7 531 171	10 901 520	347 033 344
Sanoufily	133 536 183	14 097 072	34 854 867	14 341 116	3 960 421	5 450 760	206 240 419
Sina	130 268 609	13 751 429	34 019 123	14 252 941	3 828 171	5 248 880	201 369 152
<b>Total Général</b>	<b>847 508 749</b>	<b>89 473 550</b>	<b>220 527 765</b>	<b>87 501 587</b>	<b>25 415 651</b>	<b>35 228 060</b>	<b>1 305 655 362</b>

#### Coût d'extension compte tenu de l'harmonisation pour ERA

Localités	Coût des équipements de production énergétique	Coût des équipements de commande et de synchronisation	Coût du Génie Civil	Coût du Réseau BT	Coût du Branchement BT	Coût des iintérieures	Coût Total
Kathiale	101 287 528	10 689 903	26 741 298	13 503 451	3 100 796	4 138 540	159 461 516

## Coût d'extension compte tenu de l'harmonisation pour NS Resif

Localités	Coût des équipements de production énergétique	Coût des Équipements de commande et de synchronisation	Coût du Génie Civil	Coût du Réseau BT	Coût du Branchement BT	Coût des installations intérieures	Coût Total
Badiary	187 810 209	19 817 263	47 835 748	14 781 992	5 248 517	6 863 920	282 357 649
Bafata balante	210 115 612	22 187 872	53 922 098	16 413 234	6 605 421	9 488 360	318 732 596
Boumouda soucoto	298 357 675	31 496 536	75 133 023	18 044 476	9 348 267	13 122 200	445 502 178
Boumouda soucoutoto	160 663 861	16 964 142	41 673 271	15 134 693	4 886 171	6 863 920	246 186 060
Dandone	118 978 977	12 558 926	31 195 358	13 767 977	3 365 296	4 542 300	184 408 833
Diafilon diola	131 758 721	13 909 582	34 421 476	14 252 941	3 894 296	5 349 820	203 586 836
Franconda badji c	100 416 012	10 597 830	26 521 221	13 371 188	2 902 421	3 835 720	157 644 391
Franconda sarakh	139 794 535	14 757 457	36 389 192	14 517 466	4 357 171	6 056 400	215 872 222
Kamoya	115 492 123	12 190 098	30 300 869	13 856 152	3 497 546	4 744 180	180 080 967
Karantaba linketo	155 861 031	16 454 816	40 399 915	15 134 693	4 886 171	6 863 920	239 600 546
Kimbouto	96 298 794	10 163 222	25 495 382	13 459 363	2 637 921	3 431 960	151 486 642
Klonya	119 133 241	12 562 149	30 709 996	12 974 399	2 735 767	3 028 200	181 143 752
Madina linketo	163 035 551	17 214 140	42 241 566	15 178 781	5 084 546	7 166 740	249 921 324
Maka	202 808 267	21 416 433	52 134 948	16 413 234	6 473 171	9 286 480	308 532 534
Maron counda	107 264 172	11 321 720	28 265 049	13 635 714	3 166 921	4 239 480	167 893 056
Massaria	195 235 900	20 602 325	49 700 265	15 178 781	5 513 017	7 267 680	293 497 967
Missira	117 087 955	12 358 848	30 708 278	13 944 327	3 431 421	4 643 240	182 174 070
Ndiagne kahone	111 576 017	11 776 633	29 326 130	13 723 889	3 166 921	4 239 480	173 809 070
Nema diaour	91 966 679	9 705 776	24 408 226	13 194 838	2 571 796	3 331 020	145 178 335
Ngare keur amadou	148 308 076	15 655 348	38 454 996	14 517 466	4 224 921	5 854 520	227 015 327
Nioroki	108 595 870	11 461 633	28 569 365	13 635 714	3 233 046	4 340 420	169 836 047
Sibikoroto 2	137 578 094	14 524 157	35 869 166	14 385 203	4 158 796	5 753 580	212 268 997
Singhere baynouck	131 052 180	13 834 258	34 217 346	14 252 941	3 828 171	5 248 880	202 433 775
Singhere manding	265 564 420	28 032 976	67 102 753	17 383 162	8 224 142	11 406 220	397 713 673
Sonko kounda	160 611 797	16 958 584	41 657 995	14 826 080	4 687 796	6 561 100	245 303 352
Sorange	129 567 226	13 678 940	33 907 769	14 032 502	3 563 671	4 845 120	199 595 229
Souaki	160 724 276	16 970 626	41 692 339	14 781 992	4 687 796	6 561 100	245 418 130
Yacine mandina	127 747 271	13 485 220	33 393 763	14 297 028	3 894 296	5 349 820	198 167 399
Yacine tambana	121 365 923	12 811 090	31 794 452	14 120 678	3 762 046	5 147 940	189 002 128
<b>Total Général</b>	<b>4 314 770 464</b>	<b>455 468 601</b>	<b>1 117 441 956</b>	<b>423 210 905</b>	<b>128 037 439</b>	<b>175 433 720</b>	<b>6 614 363 086</b>

Coût d'extension compte tenu de l'harmonisation pour NEANT

Localités	Coût des équipements de production énergétique	Coût des équipements de commande et de synchronisation	Coût du Génie Civil	Coût du Réseau BT	Coût du Branchement BT	Coût des installations intérieures	Coût Total
Woppa	135 379 780	14 321 313	36 096 335	14 429 291	3 960 421	5 450 760	209 637 900

Coût d'extension compte tenu de l'harmonisation pour Sud Solar System

Localités	Coût des équipements de production énergétique	Coût des équipements de commande et de synchronisation	Coût du Génie Civil	Coût du Réseau BT	Coût du Branchement BT	Coût des installations intérieures	Coût Total
Babadi	165 435 545	17 468 003	42 851 456	15 311 044	5 150 671	7 267 680	253 484 398
Badiocounda	122 558 093	12 937 696	32 120 021	14 164 765	3 629 796	4 946 060	190 356 432
Bandouga	161 673 249	17 070 033	41 894 956	15 046 518	4 886 171	6 863 920	247 434 847
Bangalere	162 038 066	17 109 699	42 030 501	15 266 956	5 150 671	7 267 680	248 863 572
Bany	139 541 512	14 731 369	36 351 578	14 385 203	4 158 796	5 753 580	214 922 038
Bary	86 096 336	9 084 908	22 892 021	13 062 575	2 307 296	2 927 260	136 370 396
Bissadou santo	209 387 479	22 112 480	53 802 430	16 325 059	6 407 046	9 185 540	317 220 035
Bissary dioukhoua	155 981 340	16 468 854	40 482 722	14 914 255	4 753 921	6 662 040	239 263 133
Bissassou douma	152 485 354	16 099 442	39 608 032	14 870 167	4 621 671	6 460 160	234 144 826
Diassina	141 399 680	14 918 404	36 578 064	14 737 904	4 357 171	6 056 400	218 047 623
Diatouma	211 404 906	22 310 848	53 718 633	15 796 007	6 174 267	8 277 080	317 681 741
Djida	159 118 088	16 802 069	41 337 148	15 178 781	4 952 296	6 964 860	244 353 242
Djinani	124 732 707	13 167 169	32 654 923	14 208 853	3 894 296	5 349 820	194 007 769
Fadioungnar	119 279 182	12 591 209	31 293 502	13 988 415	3 629 796	4 946 060	185 728 163
Francounda	96 139 798	10 146 297	25 450 045	13 371 188	2 704 046	3 532 900	151 344 275
Gassekou	123 883 230	13 077 431	32 442 087	14 252 941	3 695 921	5 047 000	192 398 610
Kandion mangana	92 034 205	9 712 042	24 390 265	13 327 100	2 704 046	3 532 900	145 700 559
Kanicounda	168 790 364	17 822 724	43 698 018	15 355 131	5 216 796	7 368 620	258 251 653
Keur allassane diallo	184 729 674	19 506 897	47 668 394	15 796 007	5 878 046	8 378 020	281 957 038
Kitim	156 655 472	16 539 738	40 637 404	14 870 167	4 753 921	6 662 040	240 118 743
Kognara	241 132 600	25 438 460	60 552 824	15 619 657	6 404 363	8 075 200	357 223 105
Kooling	105 936 485	11 181 739	27 941 858	13 591 626	3 100 796	4 138 540	165 891 044
Lamel	128 391 089	13 552 582	33 528 937	14 208 853	3 828 171	5 248 880	198 758 512
Mansabang	141 036 908	14 890 419	36 767 968	14 693 817	4 291 046	5 955 460	217 635 618
Medina diogoye	126 429 121	13 347 977	33 143 903	14 208 853	3 828 171	5 248 880	196 206 905
Missira kabada	175 701 301	18 553 906	45 458 679	15 443 306	5 282 921	7 469 560	267 909 673
Ndiolofene	213 434 072	22 524 975	54 211 044	15 531 482	5 975 892	7 974 260	319 651 725
Ndorong serere	185 258 161	19 562 992	47 809 952	15 928 270	6 010 296	8 579 900	283 149 571
Sakhor	275 545 753	29 102 144	70 136 247	18 573 528	9 184 296	13 425 020	415 966 989
Salikegne	138 957 691	14 670 186	36 225 342	14 517 466	4 092 671	5 652 640	214 115 996
Sare koube	154 389 932	16 287 750	39 713 367	14 914 255	4 621 671	6 460 160	236 387 135
Sarre biteye	155 750 311	16 444 442	40 424 937	15 046 518	4 753 921	6 662 040	239 082 169

Localités	Coût des équipements de production énergétique	Coût des équipements de commande et de synchronisation	Coût du Génie Civil	Coût du Réseau BT	Coût du Branchement BT	Coût des installations intérieures	Coût Total
Segafoula	152 181 628	16 065 913	39 474 908	14 958 343	4 687 796	6 561 100	233 929 687
Singhere bainouck	127 734 604	13 484 323	33 408 230	14 341 116	3 894 296	5 349 820	198 212 389
Velingara sare yaya	134 725 303	14 223 552	35 186 602	14 429 291	4 026 546	5 551 700	208 142 994
	5 389 969 239	569 008 671	1 395 886 999	520 235 419	163 009 494	225 802 780	8 263 912 602

### Coût d'extension tenant compte de l'harmonisation pour Salensol

Localités	Coût des équipements de production énergétique	Coût des équipements de commande et de synchronisation	Coût du Génie Civil	Coût du Réseau BT	Coût du Branchement BT	Coût des installations intérieures	Coût Total
Diagane sader	127 082 479	13 415 725	33 256 628	14 429 291	4 158 796	5 753 580	198 096 499
Drame ibra	122 514 548	12 933 783	32 136 610	14 208 853	3 828 171	5 248 880	190 870 845
Kere	225 873 723	23 853 636	57 857 181	17 074 549	7 332 796	10 598 700	342 590 585
Keur amath seune	152 487 967	16 100 684	39 647 144	15 046 518	4 820 046	6 762 980	234 865 338
Keur babou ndity	131 461 325	13 878 419	34 357 213	14 429 291	4 026 546	5 551 700	203 704 494
Keur moudaye fatim	121 917 178	12 870 474	31 978 694	14 032 502	3 695 921	5 047 000	189 541 769
Ndiayene kade	205 328 829	21 683 389	52 785 491	16 589 585	6 671 546	9 589 300	312 648 140
Niassene	174 564 480	18 432 148	45 110 451	15 619 657	5 745 796	8 176 140	267 648 673
Thiamene diogo	151 248 857	15 970 154	39 353 066	14 958 343	4 687 796	6 561 100	232 779 316
Thiamene keur Souley	95 468 333	10 076 239	25 315 728	13 371 188	2 836 296	3 734 780	150 802 564
<b>Total Général</b>	<b>1 507 947 719</b>	<b>159 214 651</b>	<b>391 798 206</b>	<b>149 759 777</b>	<b>47 803 710</b>	<b>67 024 160</b>	<b>2 323 548 223</b>

## 8.4. Annexe 4 : Comparaison des coûts de raccordement entre MT et les autres options

### Puissance Transformateur et coût de raccordement MT selon le scénario 2

Localités	Distance par rapport au réseau MT (km)	Puissance normalisée (kVA) selon Sanario2	Coût de raccordement par MT selon scénario 2	Coût d'alimentation par MC selon scénario 2	Ecart coût BT-MT
Bambadala	5	100	78 663 600	281 815 456	203 151 856
Bissary kansoye	5	25	77 943 600	85 320 538	7 376 938
Keur ndongo	1,5	50	28 893 000	113 215 922	84 322 922
Kohel mounkoutalla	7	50	106 726 800	140 573 327	33 846 527
Magnora	0,5	25	14 261 400	71 240 601	56 979 201
Ndelle	7	50	106 726 800	174 608 950	67 882 150
Ndimba	1	100	22 057 200	202 513 474	180 456 274
Padaf	2	100	36 208 800	193 438 716	157 229 916
Sacita farymboire	10,5	50	156 257 400	153 538 313	-2 719 087
Sarre bocar	5	50	78 423 600	108 273 723	29 850 123
Ndombil	4	50	64 272 000	151 274 589	87 002 589
Sine mousse abdou	1	50	21 817 200	169 265 111	147 447 911
Kathiale	6,5	25	99 171 000	85 430 664	-13 740 336
Bambadala 1	1	50	21 817 200	111 448 484	89 631 284
Bissary	0,5	50	14 741 400	87 615 847	72 874 447
Malandiankunda	3,5	50	57 196 200	104 410 993	47 214 793
Safane	0,5	50	14 741 400	183 572 985	168 831 585
Sanoufily	0,5	50	14 741 400	113 370 299	98 628 899
Sina	5	50	78 423 600	110 459 560	32 035 960
Woppa	23	50	333 152 400	102 012 479	-231 139 921
Badiary	3	50	50 120 400	157 506 491	107 386 091
Bafata balante	9	50	135 030 000	166 792 822	31 762 822
Boumouda soucoto	2,5	100	43 284 600	236 599 500	193 314 900
Boumouda soucoutoto	4	50	64 272 000	126 557 721	62 285 721
Dandone	2,5	50	43 044 600	96 052 265	53 007 665
Diafilon diola	6	50	92 575 200	105 091 484	12 516 284
Francounda badji counda	6	25	92 095 200	85 377 279	-6 717 921
Francounda sarakhole	4,5	50	71 347 800	117 501 623	46 153 823
Kamoya	0,5	50	14 741 400	99 203 846	84 462 446
Karantaba linketo	8	50	120 878 400	131 910 702	11 032 302
Kimbouto	0,5	25	14 261 400	78 442 851	64 181 451
Klonya	5,5	50	85 499 400	96 248 634	10 749 234
Madina linketo	9,5	50	142 105 800	132 469 588	-9 636 212
Maka	2	50	35 968 800	162 512 106	126 543 306
Maron counda	4,5	50	71 347 800	88 707 635	17 359 835
Massaria	5	50	78 423 600	159 498 524	81 074 924



Localités	Distance par rapport au réseau MT (km)	Puissance normalisée (kVA) selon Sanario2	Coût de raccordement par MT selon scénario 2	Coût d'alimentation par MC selon scénario 2	Ecart coût BT-MT
Missira	4	50	64 272 000	102 476 762	38 204 762
Ndiagne kahone	6	50	92 575 200	91 485 573	-1 089 627
Nema diaour	7,5	25	113 322 600	72 208 592	-41 114 008
Ngare keur amadou yacine	3,5	50	57 196 200	125 349 461	68 153 261
Nioroki	3,5	50	57 196 200	93 740 242	36 544 042
Sibikoroto 2	0,5	50	14 741 400	113 537 943	98 796 543
Singhere baynouck	4	50	64 272 000	111 889 073	47 617 073
Singhere manding	1,5	100	29 133 000	217 474 743	188 341 743
Sonko kounda	7	50	106 726 800	127 197 266	20 470 466
Sorange	4,5	50	71 347 800	98 383 966	27 036 166
Souaki	10	50	149 181 600	121 570 195	-27 611 405
Yacine mandina	0,5	50	14 741 400	104 317 392	89 575 992
Yacine tambana	4,5	50	71 347 800	100 843 240	29 495 440
Diagane sader	1	50	21 817 200	110 125 871	88 308 671
Drame ibra	0,5	50	14 741 400	98 990 606	84 249 206
Kere	0,5	50	14 741 400	177 344 713	162 603 313
Keur amath seune	0,5	50	14 741 400	121 743 185	107 001 785
Keur babou ndity	4	50	64 272 000	110 330 148	46 058 148
Keur moudiyye fatim	3	50	50 120 400	100 342 924	50 222 524
Ndiayene kade	0,5	50	14 741 400	164 883 698	150 142 298
Niassene	0,5	50	14 741 400	140 081 248	125 339 848
Thiamene diogo	2,5	50	43 044 600	124 280 866	81 236 266
Thiamene keur souleymane	2	25	35 488 800	78 546 493	43 057 693
Babadi	3	50	50 120 400	133 955 829	83 835 429
Badiocounda	4,5	50	71 347 800	100 564 380	29 216 580
Bandouga	1,5	50	28 893 000	133 485 267	104 592 267
Bangalere	1	50	21 817 200	132 679 776	110 862 576
Bany	0,5	50	14 741 400	114 277 796	99 536 396
Bary	6	25	92 095 200	73 131 349	-18 963 851
Bissadou santo	7	50	106 726 800	163 789 648	57 062 848
Bissary dioukoua	4	50	64 272 000	129 239 344	64 967 344
Bissassou douma	7	50	106 726 800	122 953 428	16 226 628
Diassina	8	50	120 878 400	112 579 936	-8 298 464
Diatouma	3	50	50 120 400	171 069 027	120 948 627
Djida	4,5	50	71 347 800	127 547 827	56 200 027
Djinani	0,5	50	14 741 400	103 333 199	88 591 799
Fadioungar	7	50	106 726 800	99 131 950	-7 594 850
Francounda	6	25	92 095 200	80 243 325	-11 851 875
Gassekou	0,5	50	14 741 400	100 812 939	86 071 539

Localités	Distance par rapport au réseau MT (km)	Puissance normalisée (kVA) selon Sanario2	Coût de raccordement par MT selon scénario 2	Coût d'alimentation par MC selon scénario 2	Ecart coût BT-MT
Kandion mangana	0,5	25	14 261 400	79 606 643	65 345 243
Kanicounda	7,5	50	113 802 600	135 045 470	21 242 870
Keur allassane diallo	0,5	50	14 741 400	145 612 414	130 871 014
Kitim	1,5	50	28 893 000	125 688 522	96 795 522
Kognara	4,5	100	71 587 800	199 644 374	128 056 574
Kooling	6	50	92 575 200	89 194 764	-3 380 436
Lamel	7	50	106 726 800	109 207 345	2 480 545
Mansabang	0,5	50	14 741 400	115 735 722	100 994 322
Medina diogoye	1	50	21 817 200	103 541 850	81 724 650
Missira kabada	4,5	50	71 347 800	134 258 220	62 910 420
Ndiolofene	5,5	100	85 739 400	181 243 439	95 504 039
Ndong serere	0,5	50	14 741 400	155 709 693	140 968 293
Sakhor	8	100	121 118 400	226 965 136	105 846 736
Salikegne	0,5	50	14 741 400	114 766 323	100 024 923
Sare koube	8	50	120 878 400	130 576 611	9 698 211
Sarre biteye	4,5	50	71 347 800	127 079 217	55 731 417
Segafoula	2,5	50	43 044 600	132 936 817	89 892 217
Singhere bainouck	4	50	64 272 000	104 370 326	40 098 326
Velingara sare yaya 3	3	50	50 120 400	108 410 899	58 290 499
<b>Total</b>			<b>5 939 626 800</b>	<b>11 909 406 103</b>	<b>5 969 779 303</b>

*Puissance Transformateur et coût de raccordement MT selon le scénario 3*

Localités	Distance par rapport au réseau MT (km)	Puissance normalisée (kVA) selon Sandrio 3	Coût de raccordement par MT selon scénario 3	Coût d'alimentation par MC selon scénario 3	Ecart coût MC-MT
Bambadala	5	160	79 263 600	461 875 241	382 611 641
Bissary kansoye	5	50	78 423 600	137 014 529	58 590 929
Keur ndongo	1,5	50	28 893 000	188 821 101	159 928 101
Kohel mounkoutalla	7	100	106 966 800	229 713 587	122 746 787
Magnora	0,5	50	14 741 400	112 215 442	97 474 042
Ndelle	7	100	106 966 800	288 786 709	181 819 909
Ndimba	1	100	22 057 200	346 893 719	324 836 519
Padaf	2	100	36 208 800	322 736 175	286 527 375
Sacita farymboure	10,5	100	156 497 400	256 696 403	100 199 003
Sarre bocar	5	50	78 423 600	181 441 851	103 018 251
Ndombil	4	100	64 512 000	241 034 948	176 522 948
Sine mousse abdou	1	100	22 057 200	282 163 694	260 106 494
Kathiale	6,5	50	99 651 000	138 718 729	39 067 729
Bambadala 1	1	50	21 817 200	180 388 396	158 571 196
Bissary	0,5	50	14 741 400	142 015 644	127 274 244

Localités	Distance par rapport au réseau MT (km)	Puissance normalisée (kVA) selon Sandrio 3	Coût deraccordement par MT selon scénario 3	Coût d'alimentation par MC selon scénario 3	Ecart coût MC-MT
Malandiankunda	3,5	50	57 196 200	163 140 813	105 944 613
Safane	0,5	100	14 981 400	311 437 929	296 456 529
Sanoufily	0,5	50	14 741 400	182 488 122	167 746 722
Sina	5	50	78 423 600	178 039 161	99 615 561
Woppa	23	50	333 152 400	185 797 428	-147 354 972
Badiary	3	100	50 360 400	255 463 220	205 102 820
Bafata balante	9	100	135 270 000	286 225 581	150 955 581
Boumouda soucoto	2,5	160	43 884 600	404 987 234	361 102 634
Boumouda soucoutoto	4	100	64 512 000	219 301 275	154 789 275
Dandone	2,5	50	43 044 600	162 733 260	119 688 660
Diafilon diola	6	50	92 575 200	180 089 780	87 514 580
Francounda badji counda	6	50	92 575 200	137 535 062	44 959 862
Francounda sarakhole	4,5	50	71 347 800	190 941 184	119 593 384
Kamoya	0,5	50	14 741 400	157 983 089	143 241 689
Karantaba linketo	8	100	121 118 400	212 715 761	91 597 361
Kimbouto	0,5	50	14 741 400	131 957 398	117 215 998
Klonya	5,5	50	85 499 400	162 405 386	76 905 986
Madina linketo	9,5	100	142 345 800	222 491 257	80 145 457
Maka	2	100	36 208 800	276 359 649	240 150 849
Maron counda	4,5	50	71 347 800	146 850 942	75 503 142
Massaria	5	100	78 663 600	265 538 489	186 874 889
Missira	4	50	64 272 000	160 155 082	95 883 082
Ndiagne kahone	6	50	92 575 200	152 678 780	60 103 580
Nema diaour	7,5	50	113 802 600	126 080 682	12 278 082
Ngare keur amadou yacine	3,5	100	57 436 200	202 418 420	144 982 220
Nioroki	3,5	50	57 196 200	148 626 868	91 430 668
Sibikoroto 2	0,5	50	14 741 400	187 971 418	173 230 018
Singhere baynouck	4	50	64 272 000	179 103 784	114 831 784
Singhere manding	1,5	100	29 133 000	360 700 149	331 567 149
Sonko kounda	7	100	106 966 800	219 228 376	112 261 576
Sorange	4,5	50	71 347 800	177 153 936	105 806 136
Souaki	10	100	149 421 600	219 387 242	69 965 642
Yacine mandina	0,5	50	14 741 400	174 626 255	159 884 855
Yacine tambana	4,5	50	71 347 800	165 971 465	94 623 665
Diagane sader	1	50	21 817 200	173 754 832	151 937 632
Drame ibra	0,5	50	14 741 400	167 584 941	152 843 541
Kere	0,5	100	14 981 400	307 584 540	292 603 140
Keur amath seune	0,5	100	14 981 400	208 235 795	193 254 395
Keur babou ndity	4	50	64 272 000	179 696 957	115 424 957
Keur moudiyye fatim	3	50	50 120 400	166 766 346	116 645 946

Localités	Distance par rapport au réseau MT (km)	Puissance normalisée (kVA) selon Sandrio 3	Coût deraccordement par MT selon scénario 3	Coût d'alimentation par MC selon scénario 3	Ecart coût MC-MT
Ndiayene kade	0,5	100	14 981 400	279 797 709	264 816 309
Niassene	0,5	100	14 981 400	238 107 080	223 125 680
Thiamene diogo	2,5	100	43 284 600	206 572 077	163 287 477
Thiamene keur souleymane	2	50	35 968 800	130 860 300	94 891 500
Babadi	3	100	50 360 400	225 755 004	175 394 604
Badiocounda	4,5	50	71 347 800	167 615 811	96 268 011
Bandouga	1,5	100	29 133 000	220 638 238	191 505 238
Bangalere	1	100	22 057 200	221 178 265	199 121 065
Bany	0,5	50	14 741 400	190 624 459	175 883 059
Bary	6	50	92 575 200	118 073 265	25 498 065
Bissadou santo	7	100	106 966 800	285 302 390	178 335 590
Bissary dioukoua	4	100	64 512 000	212 932 917	148 420 917
Bissassou douma	7	100	106 966 800	208 192 828	101 226 028
Diassina	8	50	120 878 400	192 896 148	72 017 748
Diatouma	3	100	50 360 400	287 434 386	237 073 986
Djida	4,5	100	71 587 800	217 257 305	145 669 505
Djinani	0,5	50	14 741 400	170 554 800	155 813 400
Fadioungnar	7	50	106 726 800	163 163 893	56 437 093
Francounda	6	50	92 575 200	131 736 140	39 160 940
Gassekou	0,5	50	14 741 400	169 402 748	154 661 348
Kandion mangana	0,5	50	14 741 400	126 136 512	111 395 112
Kanicounda	7,5	100	114 042 600	230 311 106	116 268 506
Keur allassane diallo	0,5	100	14 981 400	251 904 964	236 923 564
Kitim	1,5	100	29 133 000	213 832 614	184 699 614
Kognara	4,5	100	71 587 800	327 123 885	255 536 085
Kooling	6	50	92 575 200	145 060 082	52 484 882
Lamel	7	50	106 726 800	175 472 608	68 745 808
Mansabang	0,5	50	14 741 400	192 695 295	177 953 895
Medina diogoye	1	50	21 817 200	172 921 001	151 103 801
Missira kabada	4,5	100	71 587 800	239 713 885	168 126 085
Ndiolofene	5,5	100	85 739 400	290 170 092	204 430 692
Ndong serere	0,5	100	14 981 400	252 631 104	237 649 704
Sakhor	8	100	121 118 400	374 784 145	253 665 745
Salikegne	0,5	50	14 741 400	189 853 219	175 111 819
Sare koube	8	100	121 118 400	210 391 049	89 272 649
Sarre biteye	4,5	100	71 587 800	212 619 691	141 031 891
Segafoula	2,5	100	43 284 600	207 722 448	164 437 848
Singhere bainouck	4	50	64 272 000	174 627 158	110 355 158
Velingara sare yaya 3	3	50	50 120 400	184 135 457	134 015 057
<b>Total</b>			<b>5 954 506 800</b>	<b>19 832 926 126</b>	<b>13 878 419 326</b>

