



LES SOLUTIONS D'ELECTRIFICATION RURALE EN AFRIQUE SUBSAHARIENNE : ETUDE DE CAS D'UN MINI-GRID AU SENEGAL

MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU DIPLOME D'INGENIEUR 2IE AVEC GRADE DE
MASTER
OPTION GENIE ELECTRIQUE ET ENERGETIQUE

Présenté et soutenu publiquement le 10 juillet 2019 par

Yasmine Marie Cheryle TOURE (2012 0404)

Encadrant 2iE : Dr. Moussa Y SORO, Enseignant - Chercheur au 2iE

**Maître de stage : Daouda KOULIBALY, Chef de Projet Energies Renouvelables,
Electricité De France (EDF)**

Structure d'accueil du stage : EDF, Direction Internationale, France

Jury d'évaluation du stage :

Président : M. Saliou TALL

**Membres et correcteurs : Dr. Ahmed BAGRE
Dr. Moussa SORO**

Promotion [2018 / 2019]

DEDICACE

A mon adorable mère, qui m'a donné la vie et m'a inculqué les valeurs qui font de moi la personne que je suis aujourd'hui. Je sais que de tout là-haut elle veille sur moi et m'assiste dans tout ce que j'entreprends. Puisses le Seigneur tout Puissant l'accueillir dans sa divine miséricorde !

CITATION

“Il n'est pas de vent favorable pour celui qui ne sait pas où il va.”

[-Sénèque-]

REMERCIEMENTS

Ce mémoire est l'aboutissement de mon parcours académique auquel plusieurs personnes de mes enseignants du primaire, mes professeurs de lycée et d'université en passant par les membres de ma famille et mes amis ont contribué. Je ne saurai tous les citer dans ce document. Je leur exprime mon profond sentiment de gratitude.

Mes remerciements s'adressent particulièrement à :

- ✚ En premier lieu mon créateur, le Seigneur Notre Dieu tout puissant qui dans son infinie miséricorde ne cesse de me témoigner son amour et son appui depuis le début de mon parcours,
- ✚ Mes parents, M. Yacouba TOURE et feu Mme. Angèle TOURE née TOE auxquels je dois la vie et les fondements de ma personnalité à travers l'éducation de base qu'ils m'ont inculqué depuis mon enfance,
- ✚ Ma tante, madame Mathilde BAKO que je considère comme une seconde mère pour la confiance qu'elle a placée en moi, son amour et tout le soutien moral qu'elle m'a apporté durant l'élaboration de ce travail,
- ✚ Mon encadreur 2iE, Dr Moussa. Y. SORO à qui j'exprime ma profonde reconnaissance pour sa disponibilité en dépit de ses occupations et activités d'enseignant-chercheur et pour avoir accordé une attention particulière à mon travail,
- ✚ Mon tuteur de stage entreprise, M. Daouda KOULIBALY pour sa disponibilité, ses critiques et suggestions dans l'élaboration de ce document,
- ✚ Mme. Valérie LEVKOV, Directrice Afrique, Moyen Orient et Méditerranée Orientale du groupe EDF et M. Emmanuel SELLIER, responsable de son département off-grid pour leur disponibilité en dépit de leurs emplois du temps très chargés pour m'avoir accordé des interviews qui ont été utiles à l'élaboration de ce document.

J'adresse enfin ma profonde gratitude :

- ✚ Aux membres de ma famille, en particulier ma petite sœur Inès TOURE, pour leur soutien depuis le début de ma formation,
- ✚ Tous mes enseignants du 2iE pour la rigueur qu'ils m'ont inculqué durant ma formation. Je suis le fruit de l'effort de chacun d'eux,
- ✚ Tous mes collaborateurs d'EDF pour leur accueil chaleureux,

✚ Enfin je tiens à remercier tous ceux qui de près ou de loin ont contribué d'une manière ou d'une autre à la réussite de cette formation.

Que le Seigneur vous le rende au centuple !

RESUME

L'un des principaux enjeux d'approvisionnement en énergie dans le monde au cours des prochaines décennies est l'électrification des 1,3 milliards de ruraux [29] n'ayant pas accès à l'électricité dont la grande partie vit en Afrique subsaharienne. A peine plus de 30% de cette population [3] bénéficie d'un accès à l'électricité qui est souvent précaire. Cette proportion chute à 20% dans le monde rural [3]. Pour pallier à ce déficit, les Etats privilégient souvent l'extension du réseau électrique, solution qui n'est pas toujours économiquement viable. Cette étude démontre l'efficacité des solutions décentralisées à énergie solaire en milieu rural, notamment les kits solaires individuels et les mini-réseaux. En effet, des progrès énormes ont été accomplis ces dernières années, alors que les coûts du photovoltaïque ont chuté, que l'innovation dans les modèles de fourniture et le financement s'est accélérée, et qu'un ensemble plus diversifié de parties prenantes s'est engagé dans le secteur. L'électrification décentralisée constitue aujourd'hui une solution pour répondre à la problématique de l'accès à l'électricité en Afrique subsaharienne. Cependant, la développer nécessite la mise en place d'un cadre réglementaire et institutionnel propice aux investissements afin d'attirer les acteurs privés. En s'appuyant sur les cas pratiques du Sénégal, du Maroc et du Togo, cette étude fera ressortir des enseignements et des recommandations qui peuvent être utiles aux autorités chargées de l'électrification rurale dans les pays d'Afrique Subsaharienne.

Mots Clés :

1 – Afrique Subsaharienne (ASS)

2 – Décentralisée

3 – Electrification rurale

4 – Kits solaires individuels

5 - Mini-réseau

ABSTRACT

One of the major energy supply challenges in the world in the coming decades is the electrification of 1.3 billion rural [29] people without access to electricity, most of whom live in sub-Saharan Africa. Just over 30% of this population [3] has access to electricity, which is often precarious. This proportion drops to 20% in rural areas [3]. To make up for this deficit, the States often favor the extension of the electric grid, a solution that is not always economically viable. This study demonstrates the effectiveness of decentralized solar energy solutions in rural areas, including solar home systems (SHS) and mini-grids. Indeed, tremendous progress has been made in recent years, as photovoltaic costs have dropped, innovation in supply models and financing has accelerated, and a more diverse set of stakeholders have become engaged in the sector. Decentralized electrification is now a solution to address the problem of electricity access in sub-Saharan Africa. However, developing it requires the establishment of an investment-friendly regulatory and institutional framework to attract private actors. Based on the practical cases of Senegal, Morocco and Togo, this study will highlight lessons and recommendations that may be useful to the authorities responsible for rural electrification in sub-Saharan African countries.

Key words:

1 - Mini-grid

2 - Off-grid

3 - Rural Electrification

4 - Solar Home Systems (SHS)

5 - Sub-Saharan Africa

LISTE DES ABREVIATIONS

Abréviations	Significations
AER	Agence d'Electrification Rurale
AFD	Agence Francaise de Développement
Ah	Ampère-heure
ASER	Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale
ASS	Afrique Subsaharienne (hors Afrique du Sud)
°C	Degré celcius
CA	Chiffre d'Affaires
CAPEX	Capital Expenditures
CDCF	Cumulative Discounted Cash Flow
CRSE	Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité
DCF	Discounted Cash-Flow
ERA	Energie Rurale Africaine
FER	Fond d'Electrification Rurale
IEA	International Energy Agency ou Agence Internationale de l'Energie
IRENA	International Renewable Energy Agency ou Agence internationale de l'énergie renouvelable
kWh	Kilo Wattheure
MWh	Mega Wattheure
Mds	Milliards
NDCF	Non Discounted Cash-Flow
ONEE	Office National de l'Electricité et de l'Eau Potable (Maroc)
ONU	Organisation des Nations Unies
OPEX	Operationnal Expenditures ou Dépenses d'Exploitation
PV	Photovoltaïque
TRI	Taux de Rentabilité Interne
VAN	Valeur Actuelle Nette
W	Watt
Wh	Wattheure

TABLE DES MATIERES

DEDICACE.....	i
CITATION	ii
REMERCIEMENTS	iii
RESUME.....	v
ABSTRACT	vi
LISTE DES ABREVIATIONS	vii
TABLE DES MATIERES	1
LISTE DES TABLEAUX.....	4
LISTE DES FIGURES.....	5
I. Introduction	6
1. Présentation de la structure d'accueil et des activités	7
a) Le groupe EDF SA : structuration.....	7
b) La Direction internationale (DI) : missions, objectifs et organisation	8
c) Le département Off-grid au sein de la direction Afrique, Moyen Orient et Méditerranée Orientale : réalisations et ambitions.....	10
2. Objectifs et intérêt de l'étude	11
II. Contexte et défis majeurs de l'électrification rurale en Afrique	13
1. La démographie.....	13
2. L'accès à l'électricité	14
a) Etat des lieux	14
b) Des coûts socio-économiques importants	16
3. La technologie	17
III. Les nouveaux modèles d'électrification rurale	18
1. Les approches d'électrification rurale : concurrentes ou complémentaires ?	18
2. Les nouvelles solutions d'électrification rurale	19
a) Les kits solaires individuels	19
b) Les mini-réseaux	23

IV.	Cas particulier de la concession ERA au Sénégal	26
1.	Historique	26
2.	Les principaux facteurs d'échecs lors de la première approche.....	27
3.	Les approches technologiques coexistantes au sein de la concession.....	28
4.	Etude de faisabilité technico-économique du projet-pilote de mini-grid solaire avec stockage batteries	29
a)	Situation géographique du village sélectionné.....	29
b)	Etude socio-économique	30
c)	Analyse de la demande en électricité	30
d)	Courbe de charge et résultats de la simulation.....	30
e)	Dimensionnement du mini-grid	32
f)	Analyse des résultats	33
g)	Choix du partenaire technique.....	33
h)	Description de la solution technique d'ECOSUN.....	35
i)	Simulation du fonctionnement de la centrale : élaboration de l'outil Mémo-grid	35
5.	Etude économique et financière du projet.....	36
a)	Définition de terminologies financières	36
b)	Hypothèses de l'analyse financière	37
c)	Calcul de la rentabilité du projet	38
d)	Résultats de l'analyse	38
e)	Analyse des résultats suivant les trois scénarios	39
f)	Conclusion.....	41
V.	MODELES DE STRATEGIES D'ELECTRIFICATION ET RECOMMANDATIONS	42
1.	Modèles de stratégies d'électrification.....	42
a)	Cas du Maroc	42
b)	Cas du Togo	44
c)	Enseignements.....	46
2.	Retours d'expérience et recommandations	47
a)	Importance d'un cadre règlementaire clair et d'une planification adaptée	47
b)	Faciliter l'accès aux financements privés en augmentant la part de financement public.....	48
c)	Un mix intelligent des différentes solutions avec des modèles d'affaires adaptés	

VI. CONCLUSION ET PERSPECTIVES	51
BIBLIOGRAPHIE	53
ANNEXES	56

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Classification du UN SE4ALL ; Source : PwC global power & utilities, 2016 ...	20
Tableau 2: Catégorisation des centrales en fonction de seuil de puissance du système	23
Tableau 3 : Niveaux de services énergétiques dans la concession.....	31
Tableau 4: Comparaison des offres des fournisseurs	34
Tableau 5 : mix clients domestiques et usages productifs	38
Tableau 6 : Résultats de la modélisation financière réalisée suivant les 3 scénarios.....	39
Tableau 7: niveaux de services énergétiques associés aux technologies [19].....	44
Tableau 8: Tableau constitutif de la courbe de charge du village de SEGOUCOURA.....	58
Tableau 9: Equipements constitutifs du mini-grid solaire ECOSUN	61
Tableau 10 : Paramétrage de l'interface et spécifications des équipements choisis pour la première partie du champ photovoltaïque	62
Tableau 11: Paramétrage de l'interface et spécifications des équipements choisis pour la deuxième partie du champ photovoltaïque.....	63
Tableau 12 : Paramétrage de l'interface : batteries et onduleurs	63
Tableau 13 : Prévisions de chiffres d'Affaires.....	69
Tableau 14: Modélisation financière : Scénario 1 base case.....	70
Tableau 15: Modélisation financière : Scénario 2 worst case	71
Tableau 16: Modélisation financière : Scénario 3 best case	71

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Structuration du groupe EDF SA.....	8
Figure 2 : Les lignes de métiers du département, Source : Auteure, sur la base de sa connaissance des activités du département	10
Figure 3: présence historique du groupe EDF dans l'off-grid en Afrique ; Source : Auteure, sur la base de sa connaissance des activités du département	11
Figure 4 : Évolution de la répartition de la population mondiale [5].....	13
Figure 5 : Population sans accès à l'électricité dans le monde, source : IEA et Banque mondiale, 2017.....	14
Figure 6 : Chaîne de valeur d'une société en PAY GO, source : Finergreen, 2018.....	22
Figure 7 : Carte de la concession ERA	27
Figure 8 : Situation géographique du village de SEGOUCOURA, source : google earth.....	29
Figure 9 : Courbe de charge journalière du village de SEGOUCOURA en considérant un taux de pénétration de 50%	32
Figure 10: Solution mini-grid solaire conteneurisé de la société ECOSUN	35
Figure 11: Evolution du taux d'électrification rurale au Maroc ; Source : ONEE, 2017.....	43
Figure 12 Schéma unifilaire projet-pilote de mini-grid solaire dans le village de SEGOUCOURA :	57
Figure 13: Schéma du fonctionnement du mini-réseau.....	64
Figure 14 : Production et demande en temps réel (sans Diesel)	64
Figure 15: Production et demande en temps réel (avec diesel).....	65
Figure 16: Première interface de simulation : courbes de production des onduleurs et du niveau d'irradiation solaire	65
Figure 17 : Deuxième interface de simulation : courbes de production du groupe diesel, de l'état de charge des batteries et de leur charge-décharge (sans groupe diesel)	66
Figure 18 : Deuxième interface de simulation : courbes de production du groupe diesel, de l'état de charge des batteries et de leur charge-décharge (avec groupe diesel).....	66
Figure 19 : Résultats de la simulation du fonctionnement du mini-réseau (sans groupe diesel)	67
Figure 20 : Résultats de la simulation du fonctionnement du mini-réseau (avec groupe diesel)	67

I. INTRODUCTION

La moitié des 1,3 milliards de personnes n'ayant pas accès à l'électricité dans le monde se retrouve en Afrique [29] avec d'énormes disparités territoriales. Cependant, aujourd'hui l'énergie est au cœur du développement. L'accès à l'électricité est un vecteur de croissance à l'échelle d'un pays, d'un continent dans le sens où il sécurise les populations, permet la naissance d'activités économiques, favorise les petites entreprises à travers la prolongation des journées de travail et améliore les conditions d'éducation, les rendements agricoles ainsi que l'accès aux soins de santé et à l'eau. Durant la dernière décennie, certains pays d'Afrique ont accomplis d'énormes progrès en matière d'électrification tandis que d'autres sont restés à la traîne pour diverses raisons : une forte croissance démographique, des contraintes macroéconomiques et des conflits. Ce fut particulièrement le cas des pays d'Afrique subsaharienne.

Les infrastructures à déployer nécessitent des financements importants, des capacités de planification à grande échelle ainsi que des compétences techniques parfois difficiles à trouver sur le continent. Pour une grande partie des pays, ce sont uniquement les zones urbaines et périurbaines qui sont raccordées au réseau électrique national. Les zones rurales, couvrant généralement une plus grande partie du territoire ne sont pas électrifiées pour deux facteurs principaux : leur éloignement par rapport aux centres urbains et leur faible densité d'habitants au kilomètre carré. Cela met à mal la viabilité économique des projets d'électrification classiques c'est-à-dire par le raccordement au réseau électrique national.

Pour répondre à cette problématique d'accès à l'électricité, il existe aujourd'hui des solutions alternatives à l'extension du réseau électrique destinées notamment aux populations rurales. On parle d'électrification décentralisée ou « off-grid ». Il s'agit principalement des kits solaires photovoltaïques individuels et les mini-réseaux. Des organisations telles que l'International Finance Corporation (IFC – Banque mondiale) et l'Agence Internationale de l'Energie soutiennent désormais la vision d'une électrification hybride, associant intelligemment extension du réseau électrique et solutions off-grid [5]. Cependant, force est de constater que cette conception de l'électrification en Afrique peine à convaincre les investisseurs et les gouvernements.

Afin de mener à bien ce travail, nous l'avons scindé en cinq grandes parties :

- La première partie présente la structure d'accueil et fait ressortir l'objectif et l'intérêt de cette étude.

- La seconde partie présente des éléments de contexte de l'électrification en Afrique et plus particulièrement en Afrique subsaharienne.
- Ensuite, vient la troisième partie qui évoque le modèle de concession et les nouvelles solutions d'électrification décentralisées.
- Dans la quatrième partie, nous entrons dans une démarche plus pratique à travers l'étude technico-économique d'un projet pilote de mini-grid solaire au Sénégal.
- Dans la cinquième partie, nous abordons des programmes d'électrification rurale mis en œuvre dans d'autres pays d'Afrique afin d'en tirer des enseignements et des recommandations.

1. Présentation de la structure d'accueil et des activités

a) Le groupe EDF SA : structuration

Créé en 1946 à Paris, le groupe Electricité de France (EDF) est la principale entreprise de production, de transport et de fourniture d'électricité en France. Depuis 2004, le groupe est devenu une société anonyme à capitaux publics.

La société intervient sur l'ensemble des métiers de l'électricité. Sa production d'électricité est caractérisée par la prépondérance de l'énergie nucléaire. En effet, EDF est le premier producteur électronucléaire mondial. Il est organisé en 11 directions dont sa direction internationale comme représenté sur la figure 1 ci-dessous.



Figure 1 : Structuration du groupe EDF SA

b) La Direction internationale (DI) : missions, objectifs et organisation

• Missions et objectifs

Créée en 2015, la Direction Internationale du Groupe EDF a pour mission de définir la stratégie internationale du Groupe, d'optimiser le portefeuille des projets, de valoriser la gestion des actifs existants, et d'accompagner le développement international du Groupe en créant de la valeur et en garantissant la cohérence des priorités métiers et géographies définies par le Groupe. Désormais pilotée par Marianne LAIGNEAU, la Direction Internationale vise à assurer un développement cohérent du Groupe à l'international, dans le droit fil de la stratégie « CAP 2030 » portant l'ambition du groupe « d'être un électricien performant et responsable, champion de la croissance bas carbone ». Cette stratégie se décline en 3 priorités :

- proximité avec les clients et les territoires ;

- production bas carbone, avec un rééquilibrage du mix entre énergies nucléaire et renouvelable ;
- développement à l'international.

Plusieurs chantiers stratégiques ont été conduits depuis 2015, concrétisant chacune de ces trois priorités stratégiques. L'atteinte de cette ambition repose également sur un programme de transformation axé sur la simplification, l'innovation et le numérique, la responsabilisation et la performance, l'ambition humaine et les compétences. Pour se faire, la DI s'appuie sur tous les métiers et l'ancrage territorial du Groupe.

- **Organisation**

La Direction Internationale est structurée autour de quatre directions géographiques, 3 directions support, la coordination RH, un pôle Environnemental & Social (E&S) et la mission coordination. Elle compte des équipes à Paris, ainsi que des équipes dans des bureaux de représentation locale du groupe, dans les filiales et sur des chantiers à l'étranger.

Il faut noter que le Royaume Uni (EDF Energy), l'Italie (EDISON / Fenice) et la Chine (bureau de Pékin notamment) ne font pas partie du périmètre de la Direction Internationale.

Le groupe a installé des équipes dans différentes parties du monde.

- **En Europe** : des équipes au sein d'EDF Deutschland à Berlin, EDF Luminus en Belgique, la centrale de Sloe aux Pays-Bas, Alpiq, en Suisse, EDF Peninsula Iberica en Espagne, les Bureaux d'EDF à Moscou et Istanbul.
- **En Amérique du Nord** : EDF Inc & DK Energy US (dans le Maryland, au Texas et en Californie).
- **En Amérique du Sud** : EDF Norte Fluminense, la Companhia Energetica SINOP et l'entité South America Business Development au Brésil, au Pérou et au Chili (EDF Chili SpA et Generadora Metropolitana).
- **En Afrique** : EDF Cameroun, EDF Côte d'Ivoire, EDF Maroc, EDF Ghana et EDF Afrique du Sud.
- **Au Moyen-Orient** : des équipes à Abu Dhabi et Ryadh.
- **En Asie** : les bureaux de Singapour, Tokyo, Djakarta, Mumbaï et New-Dehli, les sociétés NTPC au Laos et MECO au Vietnam.

c) Le département Off-grid au sein de la direction Afrique, Moyen Orient et Méditerranée Orientale : réalisations et ambitions

Dans le cadre de sa stratégie CAP 2030, le groupe EDF via sa direction internationale a décidé de décliner une stratégie off-grid en Afrique au sein de la Direction Afrique et Moyen-Orient pilotée par Valérie LEVKOV. A travers cette stratégie reposant sur des partenariats stratégiques - technologiques et commerciaux – avec des start-ups innovantes, le groupe EDF a pour ambition d’alimenter plusieurs centaines de milliers de foyers africains. Pour ce faire, le département off-grid se positionne sur 5 lignes de métiers : les kits solaires individuels, les pompes solaires agricoles, les mini-grids, les kiosques solaires et les tours télécom comme l’illustre la figure 2 ci-dessous.



Figure 2 : Les lignes de métiers du département, Source : Auteure, sur la base de sa connaissance des activités du département

Ainsi, depuis novembre 2016, le département off-grid commercialise, effectue la maintenance et facilite le paiement de kits solaires individuels en Côte d’Ivoire et au Ghana en partenariat avec la start-up américaine Zola Electric (anciennement appelée Off Grid Electric). Au Togo, le groupe a signé un partenariat en octobre 2018 avec la start-up anglaise BBoxx toujours sur le même secteur d’activités. Depuis juillet 2018, il déploie aussi une offre off-grid en Afrique sur les pompes solaires agricoles en partenariat avec la start-up kenyane SunCulture et étudie plusieurs modèles de mini-grids (y compris des kiosques solaires pour développer l’activité

économique dans les zones rurales). Le Groupe a également signé un partenariat avec l'académie « Energy Generation » basée au Togo pour former des femmes installatrices dans trois pays africains. Ces deux dernières collaborations visent à élargir sa gamme de solutions off-grid et à développer des compétences locales dans le domaine de l'installation des kits solaires hors-réseau. EDF s'assure en permanence que ses offres de kits sont accessibles aux populations rurales ou péri-urbaines, aux classes moyennes émergentes.

En outre, le Groupe EDF a une présence historique en Afrique remontant à plus d'une cinquantaine d'années, ce qui fait de lui un partenaire de longue date du continent. Il a déployé depuis une vingtaine d'années une offre accès à l'énergie pour près de 500 000 personnes dans plusieurs pays sur un modèle concessionnaire du Mali (Koraye Korumba), en Afrique du Sud (société KES), en passant par le Maroc (Temasol) et le Sénégal (société ERA) comme l'illustre la figure 3 ci-dessous.

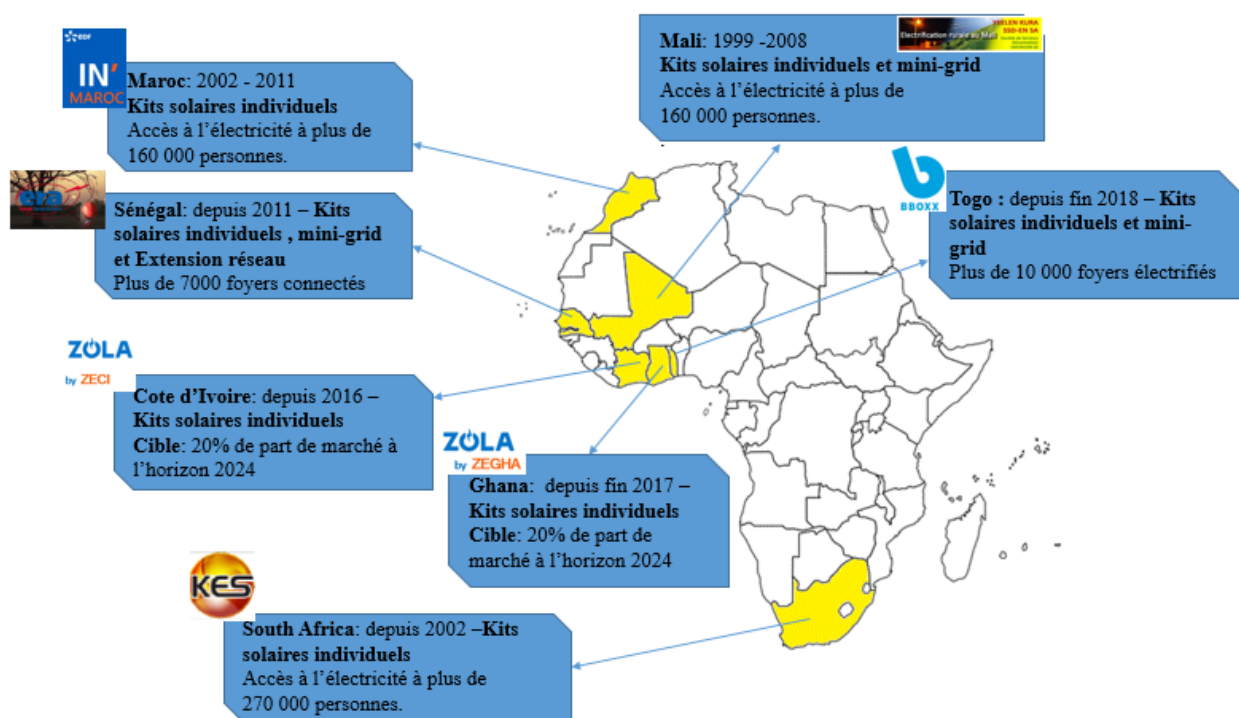


Figure 3: présence historique du groupe EDF dans l'off-grid en Afrique ; Source : Auteure, sur la base de sa connaissance des activités du département

2. Objectifs et intérêt de l'étude

La problématique de l'électrification en Afrique s'articule aujourd'hui autour d'une question centrale : comment développer l'électrification en s'appuyant sur l'énergie solaire et les

technologies de rupture dans un continent qui est encore majoritairement rural, très faiblement électrifié et qui de plus connaît une forte croissance démographique?

Ce mémoire vise à présenter les défis et enjeux majeurs de cette problématique de l'accès à l'électricité dans les zones rurales en Afrique et particulièrement en Afrique Subsaharienne ainsi que les solutions déployées aujourd'hui dans quelques pays qui peuvent y répondre immédiatement. Cependant, un accent particulier sera mis sur la solution du mini-réseau solaire appelé encore « mini-grid » qui fera l'objet d'un cas d'étude.

L'intérêt de cette étude est de démontrer que l'électrification rurale repose aujourd'hui sur les nouvelles solutions d'électrification hors-réseau. Cependant, la mise en œuvre des plans d'électrification nationaux doit faire l'objet d'un encadrement bien défini. Le travail présenté, sans prétendre à l'exhaustivité, tente d'apporter des réponses à la problématique de l'accès à l'électricité dans le monde rural africain.

II. CONTEXTE ET DEFIS MAJEURS DE L'ELECTRIFICATION RURALE EN AFRIQUE

La compréhension de la problématique de l'électrification rurale en Afrique passe nécessairement par celle de son contexte tridimensionnel.

1. La démographie

Avec une population totale estimée à 1,26 milliard d'habitants en 2017, l'Afrique représente aujourd'hui 17 % de la population mondiale et selon des projections de l'ONU, et elle devrait plus que doubler d'ici à 2050 pour atteindre environ 40 % de la population globale en 2100 soit 4,3 milliards d'habitants comme nous l'illustre la figure 4 ci-dessous [5]. Cet accroissement exponentiel est en grande partie lié au poids de l'Afrique subsaharienne (ASS) dont la population restera pour longtemps la plus jeune du monde avec un taux de fécondité moyen en 2015 de 5,3 enfants par femme en Afrique de l'Ouest, 5,2 en Afrique Centrale et 4,5 en Afrique de l'Est [28]. En 2017, on comptait 1,061 milliards de personnes vivant en Afrique Subsaharienne soit 84% de la population du continent.

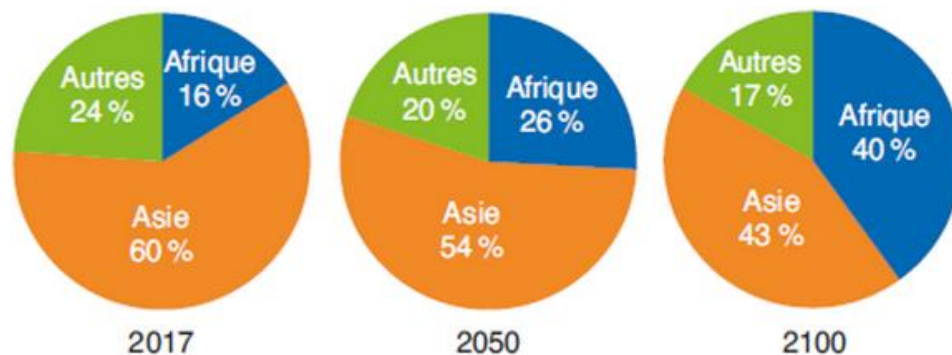


Figure 4 : Évolution de la répartition de la population mondiale [5]

Selon la banque mondiale, le taux d'urbanisation de l'ASS en 2015 était de 38%. Sur les prochaines décennies, la tendance est à une croissance urbaine spectaculaire. Celle-ci aura pour effet d'accentuer la misère économique des habitants des zones urbaines faisant écho à celle déjà existante dans le monde rural, entraînant des impacts non négligeables sur la solvabilité de la demande en électricité. Aujourd'hui, dans la plupart des pays d'ASS, le règlement politique de cette question passe avant l'électrification des populations rurales.

2. L'accès à l'électricité

a) Etat des lieux

La majeure partie des pays de l'ASS observent ces dernières années une phase de transition du point de vue de la mise en place d'un cadre réglementaire avec de nouvelles réformes dont l'objectif est de collecter des financements et d'ouvrir le secteur électrique à de nouveaux opérateurs. Cependant, l'accès à l'électricité et électrification rurale sont souvent relégués au second plan dans ces réformes au profit de l'accès à l'eau et les transports. Ces restructurations se basent sur les modèles de pays où le taux d'électrification est égal ou avoisine 100%. Ceux-ci s'appuient sur deux points essentiels : (i) un tarif uniforme de l'électricité assuré par le gouvernement ; (ii) la dépendance de l'électrification rurale aux financements extérieurs et non à ceux provenant de l'Etat ou de la Compagnie Nationale d'électricité.

Entre 1990 et 2016, le poids de l'Afrique subsaharienne dans le déficit d'accès à l'électricité à l'échelle mondiale a doublé. Bien que des avancées ont été réalisées, l'objectif d'assurer un accès universel à l'électricité à l'horizon 2030 reste globalement compromis à ce stade, l'Afrique subsaharienne accusant un retard considérable qui risque d'être difficile à rattraper comme l'illustre la figure 5. L'accès de tous à des services énergétiques fiables, durables et à un coût abordable, comme mentionné dans le septième Objectif de Développement Durable (ODD) de l'ONU, est essentiel pour atteindre d'autres ODD.

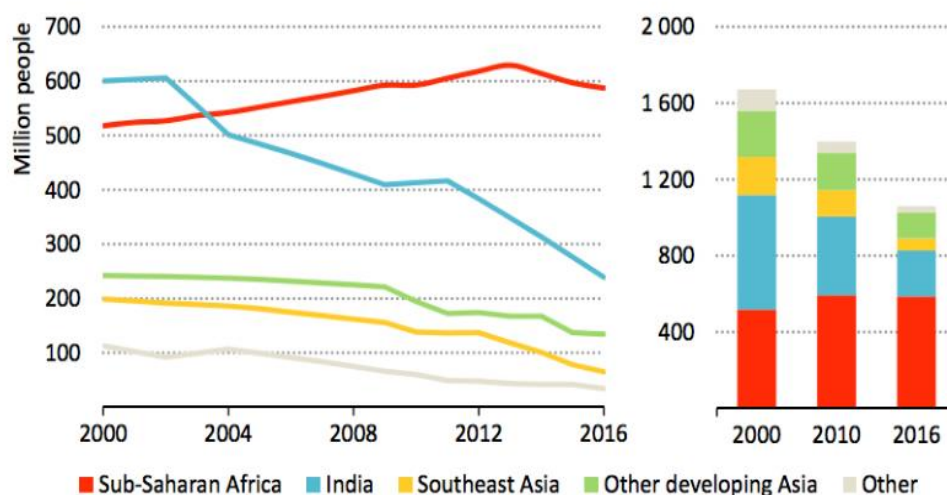


Figure 5 : Population sans accès à l'électricité dans le monde, source : IEA et Banque mondiale, 2017

Comparativement aux pays en développement d'Asie ou d'Amérique latine qui ont atteint des taux d'électrification urbaine supérieurs à 95%, ceux de l'ASS ont un faible taux d'accès initial, la plupart étant inférieur à 50%. Pour rattraper ce retard, un système d'opérateur unique n'est donc pas nécessairement le modèle à suivre pour achever l'électrification par généralisation de l'accès à l'électricité dans les zones rurales.

L'Afrique est un continent de fractures énergétiques. En effet, si le continent dans son ensemble est peu consommateur d'énergie électrique, ce constat couvre une grande variété, tant au niveau régional que local. La première fracture est celle entre l'Afrique et le reste du monde. Selon la Banque Mondiale, 1,3 milliards de personnes dans le monde n'avaient pas accès à l'électricité en 2017 dont 645 millions se trouvant en Afrique, ce qui fait de ce continent le moins électrifié au monde. On observe par ailleurs de grandes inégalités régionales, ce qui nous mène à une seconde fracture entre l'Afrique du Nord et l'Afrique du Sud d'un côté et l'Afrique subsaharienne de l'autre. Le troisième niveau de fracture est celui entre les zones urbaines et les zones rurales. Cette disparité est très importante du fait que l'essentiel de la population se trouve dans les zones rurales.

Il existe des écarts considérables en matière d'accès à l'électricité entre les ménages ruraux et les ménages urbains d'Afrique subsaharienne. En effet, selon la banque mondiale, la population d'Afrique Subsaharienne n'ayant pas accès à l'électricité en 2016 se répartissait comme suit : seulement 18% des ménages ruraux avait accès à l'électricité contre 68% de la population urbaine (voire encore moins pour la population rurale si l'on exclut quelques pays où l'électrification rurale est plus importante) [26]. De plus, le taux d'électrification rurale est inférieur à 5% dans plus d'une vingtaine de pays d'Afrique subsaharienne. Plusieurs facteurs expliquent cette situation : (i) le faible revenu des foyers ruraux qui est à l'origine de la faible demande, ce qui rend difficile l'intégration de toute politique d'électrification rurale dans une stratégie de réduction de la pauvreté ; (ii) le manque d'infrastructures matérielles en production et distribution d'électricité qui s'explique par l'importance des investissements nécessaires dans le processus d'électrification à l'échelle du continent soit environ 50 milliards de dollars par an [10]; (iii) une carence au niveau institutionnel se matérialisant par des plans d'actions ou des schémas directeurs en général insuffisants pour stimuler une offre dynamique.

Aussi, du fait des disparités considérables entre les pays, la coopération régionale devient de plus en plus complexe sur la question de l'électrification rurale : alors que certains ont connu depuis 1990 des améliorations importantes, d'autres ont stagné malgré une augmentation presque systématique de leur PIB par habitant. On constate sans surprise que les zones comme

le Mali, la Somalie, ou encore la République Démocratique du Congo ayant connu des conflits ou le terrorisme sont celles pour lesquelles le taux d'électrification a baissé [3].

Au niveau du continent, le taux d'accès à l'électricité augmente lentement (+ 9 % entre 2000 et 2017), grâce aux politiques et actions mises en place. En 2018, et pour la première fois, l'électrification du territoire a augmenté plus rapidement que la croissance démographique [14]. Les perspectives d'accès à l'électricité montrent que les efforts mondiaux entre 2016 et 2030 doivent passer à 0,8% par an pour atteindre l'accès universel d'ici 2030. Si les pays ayant un faible taux d'accès à l'électricité n'accéléraient pas leurs progrès, 674 millions de personnes vivraient encore sans accès à l'électricité en 2030 (IEA 2017) [13].

b) Des coûts socio-économiques importants

Le diesel, le kérosène et les bougies sont des moyens très utilisés pour l'éclairage et représentent 20% du budget d'un foyer rural en Afrique, qui paye en moyenne 10 \$ (soit 5800 FCFA) par kWh [1]. Le faible taux d'accès à l'électricité accentue les inégalités déjà existantes. Les ménages ruraux pauvres, compte tenu de leur faible propension à consommer, se retrouvent à dépenser une part significative de leur revenus pour assurer leur besoins en éclairage, tout en utilisant des moyens de substitution plus coûteux que les ménages raccordés au réseau. Selon l'Africa Progress Panel, les 138 millions de ménages composés de personnes vivant avec moins de 2,5 \$ (soit 1450 FCFA) par jour dépensent environ 20 fois plus que les ménages à revenus élevés raccordés au réseau [1]. En outre, les coupures d'électricité d'environ six heures par jour en moyenne en ASS [6] ralentissent le développement économique des pays concernés. En effet, ces coupures pèsent sur les entreprises, et compromettent ainsi la création d'emplois et les investissements. En 2012, les groupes électrogènes de secours détenus par près de 40% des entreprises ont généré 16 TWh d'électricité en Afrique, pour un prix de 310 \$ (soit 179 940 FCFA) du MWh, soit environ deux fois le prix moyen du MWh en Afrique [10]. Le rythme accéléré de la croissance démographique concurrence fortement celui de l'électrification. Selon l'AIE, le nombre de personnes sans électricité en Afrique subsaharienne augmentera de 11% d'ici 2030 pour atteindre 810 millions d'individus [11]. En supposant que ces tendances se poursuivent, l'Afrique ne pourra atteindre un accès universel à l'électricité qu'en 2080 [11].

3. La technologie

Une difficulté majeure dans l'électrification rurale est la dispersion de la demande. Face à cette situation, l'extension du réseau électrique ne se présente pas comme la meilleure solution car elle implique en général des investissements très lourds. Les moyens d'électrification rurale les plus répandus aujourd'hui utilisent des groupes électrogènes fonctionnant au diesel qui reste une énergie coûteuse, d'autant plus qu'elle est destinée au monde rural.

Mis à part la micro hydraulique qui n'est pas toujours présente et souvent saisonnière et la biomasse qui est inégalement répartie et souvent peu propice à la production d'électricité en zone rurale, la ressource énergétique disponible à faible coût paraît faire défaut à la ruralité africaine. Cependant, les pays émergents pourraient tirer parti de l'arrivée d'une nouvelle ère énergétique, celle du solaire ; dont ils seront les plus grands bénéficiaires. Pour y parvenir, ils doivent arriver à conjuguer une croissance accrue de la demande en électricité, un niveau d'ensoleillement élevé et un cadre réglementaire sécurisé afin de rassurer les investisseurs. Les pays africains pourraient remplir toutes ces conditions dans la mesure où ils emboîtent le pas à la révolution solaire en cours qui est principalement le fait de : (i) la baisse des coûts des panneaux photovoltaïques de 80% depuis 2009 et globalement celle du photovoltaïque de 73% sur la même période, coûts qui devraient encore chuter de 60% dans les 10 prochaines années [17] ; (ii) leur durée de vie plus longue et une fiabilité plus grande des matériaux utilisés ; (iii) la baisse du coût des batteries Lithium-ion de 73% entre 2010 et 2016 [9]. Aujourd'hui, la plus grande partie de la valeur ajoutée de ces innovations est captée par la Chine.

Miser sur l'énergie solaire dans les politiques d'électrification rurale en ASS revient à embarquer l'Afrique comme partie prenante dans la révolution énergétique en cours où le solaire constituera « le premier maillon d'une chaîne de valeur » avec le stockage de l'électricité, les réseaux intelligents et le digital.

III. LES NOUVEAUX MODELES D'ELECTRIFICATION RURALE

1. Les approches d'électrification rurale : concurrentes ou complémentaires ?

Le raccordement au réseau ou encore la mise en place de programmes d'électrification hors-réseau est généralement le fait d'acteurs privés issus de la société civile notamment des sociétés d'électricité privées ou encore de promoteurs n'appartenant pas au secteur de l'énergie tels que les coopératives communales ou encore les ONGs. En 2017, ces initiatives concernaient 70% de la population rurale d'ASS ayant accès à l'électricité à travers des solutions « off-grid ». Elles montrent la tendance actuelle de décentralisation de l'électrification rurale qui vient compléter ou concurrencer dans certains cas le modèle centralisé. Celui-ci a pour opérateur les sociétés nationales ou régionales d'électricité, chacune opérant uniquement dans son périmètre et détenant une concession de monopole de fourniture d'électricité en zones rurales. Quelque soit sa forme, l'électrification rurale peut être réalisée à travers des initiatives privées, des partenariats publics-privés (PPP) ou encore au moyen de financements du secteur public.

Dans la plupart des pays de l'ASS, les politiques d'électrification décentralisée ont donné lieu à la création d'Agences d'Electrification Rurale (AER) soutenues par des Fonds d'Electrification Rurale (FER). Ces entités ont pour mission de mobiliser les investisseurs privés, d'assurer une bonne gestion des investissements garantissant des résultats positifs en termes de nombre de raccordements annuels et de lancer de nouveaux projets de développement. La création de ces organismes, qui viennent s'ajouter au ministère de l'énergie existant dans la majeure partie des pays de l'ASS, indique un transfert de responsabilité des sociétés nationales d'électricité vers les gouvernements pour ce qui est de l'électrification rurale. Cependant, la cohabitation de toutes ces entités s'avère parfois très difficile du fait de raisons institutionnelles et historiques.

En plus de la définition d'une politique d'électrification rurale propre à chaque pays, la planification nationale est une étape qui est considérée comme étant très importante dans la réalisation des programmes d'électrification rurale. Les approches sont très variées dans les pays de l'ASS mais elles ont cependant un point commun qui est le poids de l'origine des financements dans la définition des priorités organisationnelles, régionales et techniques mentionnées dans le plan directeur.

Force est de constater que le système des AER et FER a apporté très peu de capitaux privés à l'électrification rurale, et les banques commerciales se sont révélées peu disposées à cofinancer

ce type de projets soutenus par des subventions d'AER – FER. La pauvreté dans le monde rural fait que pour maintenir des tarifs bas, il est nécessaire d'avoir des investissements fortement subventionnés. Cependant, cette réalité limite la part des co-financements privés dans les prises de participation. Quand bien même il est difficile d'obtenir des financements conséquents, la pérennité des entités d'électrification rurale est assurée grâce à des donateurs (à l'origine de leur création) à travers la planification des programmes d'assistance pluriannuels.

Des deux approches, on constate que celle de l'électrification centralisée l'emporte en ce qui concerne les projets d'extension du réseau principal (aux zones péri-urbaines) au vu des économies d'échelles attendues – tant au niveau des financements que dans les investissements et la gestion – et si l'on considère que la société nationale d'électricité fait correctement son travail. Cependant, lorsqu'il s'agit des projets hors du réseau principal, le modèle décentralisé avec des organismes dédiés (AER et FER) est plus adapté et permet de profiter des avantages économiques d'un environnement concurrentiel (baisse des prix pour le consommateur final). Il vient en complément du schéma centralisé.

Lorsque c'est l'Etat qui planifie la mise en œuvre d'un programme d'électrification rurale, le modèle centralisé prend l'appellation de « concession » et inclut la possibilité de soutenir des initiatives spontanées d'électrification de villages, émanant des collectivités locales et des organismes communautaires de base. Il combine ainsi les approches centralisée et décentralisée comme nous le verrons avec le cas du Sénégal en section IV.

On constate que depuis une dizaine d'années, l'électrification hors réseau connaît des changements considérables à travers l'apparition de petits systèmes solaires photovoltaïques domestiques et des mini-grids qui font l'objet d'un intérêt grandissant. Les avancées technologiques qui ont permis une baisse des coûts des technologies photovoltaïques ainsi que des batteries pour le stockage n'ont fait que renforcer cet intérêt.

2. Les nouvelles solutions d'électrification rurale

Aujourd'hui, l'électrification hors réseau prend deux formes principales : les kits solaires individuels (ou Solar Home Systems : SHS) et les mini-grids.

a) Les kits solaires individuels

Ce sont des systèmes dont la puissance varie, des systèmes d'éclairage « pico » de base allant jusqu'à 10W – juste l'éclairage type lanternes solaires (AWANGO de Total) – aux installations

de systèmes solaires domestiques. Ces systèmes peuvent alimenter des dispositifs tels que des ampoules à LEDs (diode électroluminescente), des systèmes de charge de téléphone, des radios, des télévisions, des ventilateurs et des réfrigérateurs. Ils couvrent les niveaux 1 à 3 de la classification de l'ONU pour l'énergie durable pour tous (UN SE4ALL) comme présentés dans le tableau 1 ci-dessous. Une partie du succès des systèmes domestiques autonomes est due à la forte orientation client des entreprises du domaine. À de nombreux égards, leur modèle d'affaire ne consiste pas seulement à vendre de l'électricité, comme ce serait le cas avec un service public traditionnel. L'accent est mis sur les besoins du client de sorte à lui apporter un confort rural – éclairage, accès à l'information et aux communications, etc. – et les prix sont fixés en conséquence. C'est également en cela que consiste l'approche « revenues-to-design » d'EDF qui est très centrée sur le client et ses besoins. Selon Emmanuel SELLIER, directeur du département off-grid d'EDF, le groupe cherche à travers ces solutions à apporter aux populations rurales un confort moderne à un prix accessible. Pour se faire, il a une approche de l'électrification rurale complètement orientée client qui va de l'identification des besoins des clients ruraux – à travers des enquêtes terrain – à la proposition d'une solution technique y répondant au mieux.

Tableau 1 : Classification du UN SE4ALL ; Source : PwC global power & utilities, 2016

Energy Access	No	Basic	Advanced			
	Tier-0	Tier-1	Tier-2	Tier-3	Tier-4	Tier-5
Peak Available Capacity [Watts]	-	> 3 W	> 50 W	> 200 W	> 800 W	> 2000 W
Duration [hours]	-	> 4 h	> 4 h	> 8 h	> 16 h	> 23 h
Evening supply [hours]	-	> 1 h	> 2 h	> 3 h	> 4 h	> 4 h
Indicated Minimum Technology	-	Nano-grids/Micro-grids Pico-PV/Solar lantern	Rechargeable batteries, Solar home systems	Home systems	Mini-grids and Grid	Mini-grids and Grid

En plus de la baisse des coûts des panneaux solaires ces dernières années, le deuxième facteur qui a favorisé la propagation des kits solaires individuels est l'avènement du « mobile money ». De cette innovation du monde des télécoms est né un modèle commercial de financement des clients appelé Pay-As-You-Go (PAYG). Il permet au client rural de payer son kit solaire en plusieurs tranches pouvant aller de 12 à 36 mois. En effet, le client achète des « crédits énergie » qui lui permettent d'utiliser son kit sur une durée déterminée. Des sociétés telles que M-Kopa et Mobisol ont été à l'avant-garde, utilisant des systèmes de paiement tels que M-PESA, Airtel

et MTN. L'ingénierie financière du PAYG combinée à la technologie du solaire photovoltaïque a rendu le SHS plus accessible pour le client rural. Les modèles d'affaires conçus pour répondre aux besoins des ménages ruraux et à leur capacité de paiement sont un facteur clé de succès des systèmes en PAYG. On distingue deux modèles principaux : (i) le modèle « fermé » dans lequel les entreprises fournissent un ou plusieurs panneaux de puissance variable, accompagné(s) d'une batterie et d'équipements choisis en fonction des besoins du client. Ce modèle permet à l'opérateur de prédéfinir le type de matériel que le client devra utiliser et de ce fait permet de limiter sa consommation à travers la fourniture d'équipements basse consommation. Par exemple la société BBoxx au Togo propose des Kits solaires allant jusqu'à 50W de puissance avec une batterie de 17 Ah ainsi que des LEDs très basse consommation (moins d'1W), une télévision (de 19 pouces à 24 pouces), une radio et des ports de rechargement USB pour le téléphone ; (ii) le modèle « ouvert » adoptés par certaines entreprises qui fournissent uniquement des panneaux solaires et la batterie associée au système de comptage. Avec ce type de système, les usagers sont libres d'utiliser autant d'appareils qu'ils le souhaitent dans la limite de la capacité de stockage et des spécifications techniques de la batterie. A titre illustratif, Lumos Global, une entreprise néerlandaise, commercialise des panneaux de 80W avec une batterie permettant d'utiliser ordinateurs portables, ventilateurs, radios, ou encore télévisions, dans la limite de 12V, excluant de fait les gros appareils de type réfrigérateur. Cependant ces systèmes ont plus pour cible les foyers des zones péri-urbaines et même les zones urbaines où le réseau fait souvent défaut pour cause de coupure. Ces populations disposent généralement d'appareils fonctionnant en courant alternatif et ce type de systèmes correspondent mieux à leur besoins.

Ces modèles permettent également d'introduire l'utilisateur dans une relation durable pour de nouveaux services. Les propositions de prix (gamme de produits variés) tiennent compte de la dépense énergétique actuelle des populations en bougies, kérosène, lampes torches – entre 150 et 200 \$ (soit une fourchette comprise entre 87 000 FCFA et 116 000 FCFA) par an et pour le rechargement de leur téléphone portable en moyenne 50 \$ par an (soit 29 000 FCFA) [20]. Zola Electric par exemple propose une gamme de kits solaires allant de 8000 FCFA à 21 000 FCFA (selon la nature de l'offre et la puissance du système) par mois sur une durée de 3 ans. Les kits solaires individuels représentent un investissement total compris entre 700 et 1 000 euros (soit entre 459 000 et 656 000 FCFA) pour une famille. [6]

Le secteur du PAYG a attiré un montant cumulé d'investissements de 773 millions USD entre 2012 et 2017, ce qui correspond à 85% de la totalité les investissements dans le secteur de

l'énergie solaire off-grid. Le chiffre d'affaires annuel du secteur devrait dépasser les 20 millions USD et générer entre 6 et 7 milliards USD d'ici 2022. [17]

En effet, les SHS ont pu se développer dans un contexte de marché relativement non réglementé. Cet environnement a favorisé la pénétration du marché par de nombreux acteurs tels que Zola Electric, BBoxx et Fenix International. À certains égards, le paysage énergétique qui se développe en Afrique sur la connectivité mobile et l'électrification off-grid offre un niveau d'interactivité client et données qui rivalise avec les systèmes de réseau intelligent les plus avancés des pays développés. La plate-forme mobile est capable de relier les clients, les équipements, l'assistance et le paiement de manière avantageuse pour le client et le fournisseur comme illustré dans la figure 6. La plupart des systèmes notamment ceux de BBoxx et de Zola Electric ont la possibilité d'éteindre l'équipement à distance si les paiements mensuels ne sont pas effectués (en cas de défaut de paiement) et de les réactiver une fois les paiements effectués. La sécurité du paiement vient de l'utilisation d'une carte SIM intégrée dans le compteur de ces systèmes. Lorsque le système est intégralement remboursé, il est définitivement débloqué.

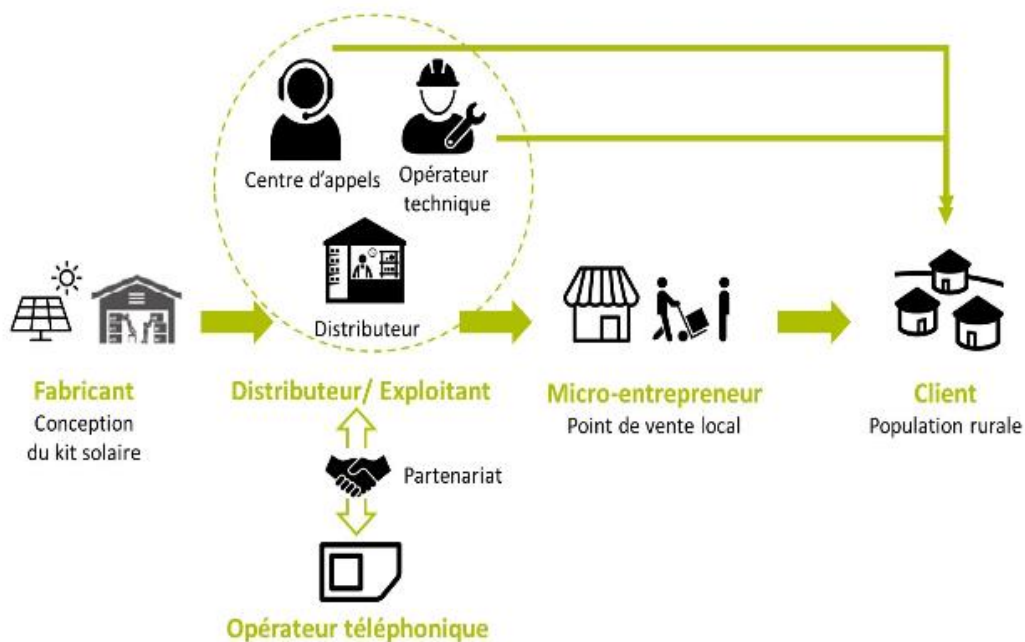


Figure 6 : Chaîne de valeur d'une société en PAY GO, source : Finergreen, 2018

Ces systèmes permettent un service client supérieur basé sur des données en temps réel. Par exemple, des alertes proactives sont envoyées instantanément aux agents du service clientèle

pour identifier des éventuels problèmes sur le système de sorte à anticiper les opérations de réparation ou de maintenance. De plus, la plupart de ces systèmes offrent une flexibilité, permettant ainsi aux clients d'augmenter les puissances de leur installation à mesure que leurs économies leur permettent de réinvestir.

Cependant, le principal inconvénient de cette solution est son coût de gestion pour le promoteur et le risque qu'il supporte. Ces facteurs ne peuvent être réduits que par la gestion d'un volume de clients plus important et le recours à la digitalisation du traitement des données sur les usages et les paiements. [20]

b) Les mini-réseaux

Un mini-réseau ou mini-grid est une petite centrale électrique d'une puissance comprise entre quelques kW et une dizaine de MW. La grande majorité des mini-réseaux en Afrique ont une capacité comprise entre quelques kilowatts et 10 à 15 MW; certains sont isolés, d'autres sont connectés au réseau principal. [2]

La gamme et la variété des mini-réseaux existants ont donné lieu à plusieurs catégorisations différentes, généralement basées sur la capacité du système. Par exemple, l'IRENA a proposé qu'ils soient appelés pico, nano, micro et mini-réseaux en fonction de leur capacité comme spécifié dans le tableau ci-dessous. [15]

Tableau 2: Catégorisation des centrales en fonction de seuil de puissance du système

Type de centrale	Pico-réseau	Nano-réseau	Micro-réseau	Mini-réseau
Seuil de puissance	<1 kW	<5 kW	<100 kW	<100 MW

Ce système permet de fournir de l'électricité aux consommateurs situés dans des zones reculées par l'intermédiaire d'un réseau de distribution local basse tension justifié par la densité de population de l'emplacement concerné. Plusieurs villages proches sont parfois connectés. Ces systèmes peuvent utiliser diverses sources d'énergie. Il s'agit notamment de l'énergie solaire, l'hydroélectricité (avec de très petites centrales en terrain vallonné et près des rivières), l'énergie éolienne, biomasse (sous forme solide ou gazéifiée) et du diesel. On compte également des systèmes hybrides combinant un groupe électrogène diesel à une source d'énergie intermittente telle que l'énergie solaire ou encore en connectant la source intermittente à des batteries ou encore deux sources renouvelables (solaire et micro-hydraulique par exemple). Cette hybridation permet d'assurer la continuité du service en raison de l'intermittence des énergies renouvelables.

Le modèle économique des mini-réseaux, leur conception, leur financement et leur exploitation peut varier considérablement, notamment en ce qui concerne les questions de financement et d'exploitation. Par exemple, les investissements peuvent prendre la forme de subventions de donateurs ou de prêts à des conditions favorables, d'allocations budgétaires de l'État ou de dettes privées. En général, la gestion des mini-réseaux entre dans l'une des quatre catégories suivantes [2] :

- Le modèle opérateur/ fournisseur de service public: c'est le modèle le plus répandu en Afrique. Une compagnie publique ou parapublique gère tous les aspects du mini-réseau de la même façon qu'elle gère le réseau national d'électricité. Cela permet à son activité micro-réseau de bénéficier des économies d'échelles et des revenus générés par l'activité de gestionnaire du réseau national d'électricité. Les acteurs nationaux ont besoin que le gouvernement affirme une politique volontariste, qui va les inciter à se lancer sur ce type de projets qui ne font pas parti de leur cœur de métier.
- Le modèle opérateur privé: la conception, la construction et la gestion du micro-réseau sont pris en charge par une entreprise privée. Celle-ci finance le projet de mini-réseau au moyen de prêts commerciaux, de capitaux privés et de divers types de soutiens gouvernementaux afin de réduire le niveau de risque associé à ce type de projet. L'acteur privé a besoin d'un environnement réglementaire stable afin de garantir la rentabilité du projet.
- Le modèle opérateur communautaire: les membres d'une communauté locale s'organisent pour gérer la production et la distribution d'électricité via un mini-réseau dans un environnement réglementé, avec le soutien et / ou la coordination d'une ONG ou d'une entreprise privée. Cependant, la principale problématique dans ce modèle est le fait que les communautés manquent souvent des capacités managériales et techniques nécessaires afin d'assurer la pérennité des projets.
- Le modèle hybride: il regroupe plusieurs types d'acteurs, par exemple dans le cadre de partenariats publics privés. Dans ce modèle, les opérateurs privés produisent de l'électricité et un service public la distribue, ou inversement. Ou encore, une entité privée commercialise de l'électricité produite et distribuée par le biais d'actifs publics. Ce modèle est encore peu répandu.

Les tarifs des mini-réseaux peuvent varier selon la technologie, le modèle d'opérateur ou encore le cadre réglementaire mis en place dans le pays abritant le projet. En Afrique, le coût de l'électricité produite par les mini-réseaux se situe entre 0,10 €/kWh et 1,2 €/kWh (soit une

fourchette située entre 66 FCFA et 787 FCFA) [18], coût qui, dans certains pays, peut être compétitif avec les tarifs appliqués par la compagnie d'électricité nationale.

Comme pour les SHS, la baisse spectaculaire des coûts des technologies solaires photovoltaïques représente une véritable opportunité pour accélérer l'expansion des mini-réseaux. Des multinationales telles que General Electric (GE), ABB, EDF, E-ON ou ENGIE s'intéressent de plus en plus à investir dans des projets de mini-réseaux à énergie solaire en milieu rural. [24]. En guise d'exemple, le groupe ENGIE à travers sa filiale PowerCorner a initié en 2015 un projet visant à électrifier les populations rurales du village de Ketumbeine (en Tanzanie) où habitent 800 personnes à travers des mini-réseaux à énergie solaire pour un coût compris entre 100 000 et 200 000 euros (soit une fourchette située entre 65 595 700 FCFA et 131 191 400 FCFA) [7]. Deux autres facteurs qui justifient les récents investissements dans cette technologie sont les améliorations constantes des technologies des batteries, la baisse escomptée des coûts ainsi que l'émergence des « compteurs intelligents prépayés » à moindre coûts fonctionnant sur le principe du PAYG comme pour les SHS. Les opérateurs de mini-réseaux, grâce à ces dispositifs, peuvent ainsi pallier au défi du recouvrement des recettes et du défaut de paiement des factures. [26]

La pénétration des mini-réseaux reste toutefois encore relativement faible dans la majeure partie de l'ASS mises à part certaines installations à l'échelle de villages [26]. Actuellement, la Tanzanie est l'un des rares pays d'ASS à mettre en œuvre un programme d'électrification via des micro-réseaux, avec seize petits micro-réseaux (< 100 kW) utilisant le solaire photovoltaïque ou le mix solaire et diesel, déployés depuis 2009 [23]. Cette difficulté de pénétration des mini-réseaux en ASS est principalement le fait de leur coût d'investissement élevé, de la réglementation et des risques importants à supporter alors que le retour sur investissement demeure faible. Selon une étude de l'IFC portant sur vingt opérateurs de mini-réseaux en Afrique et en Asie dont 7 en Tanzanie, le temps de retour moyen pour un mini-grid est supérieur à 7 ans et le coût d'investissement moyen par client de 920 \$ (534 000 FCFA) [8]. Les micro-réseaux permettent aujourd'hui de faire fonctionner des moyens productifs tels que les pompes solaires agricoles, les moulins ou encore des ateliers de couture, permettant ainsi de générer des revenus dans les communautés qu'ils desservent. Ces usages productifs constituent généralement, du fait de leur appel de puissance élevé comparativement à ceux des foyers ruraux, un critère important dans le choix des zones rurales cibles pour les projets de mini-réseaux.

IV. CAS PARTICULIER DE LA CONCESSION ERA AU SENEGAL

1. Historique

En 1998, le Sénégal a adopté une loi portant création d'une agence d'électrification rurale, l'Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale (ASER), dans le but de promouvoir l'électrification rurale en utilisant une approche de concession. L'ASER voit le jour en 1999. La SENELEC, société publique verticalement intégrée, a été privatisée au moyen d'un contrat de concession en 2000, mais est passée sous le contrôle de l'état 18 mois plus tard. En 2002, le gouvernement a tenté de louer la société à un opérateur privé mais sans succès. Puis en 2004, avec l'assistance de la banque mondiale, il a mis au point un programme d'électrification rurale selon une approche de concession [25]. La stratégie élaborée vise à scinder le pays en dix grandes zones de concessions rurales et à sélectionner des sociétés privées pour construire et exploiter des infrastructures électriques sur une période de 25 ans. Chaque accord de concession était basé sur un programme d'investissement prioritaire appelé PPER (Programmes Prioritaires d'Electrification Rurale). Les six premiers grands contrats de concession ont été signés entre 2008 et 2011 dont celui de la concession «KTK» (Kaffrine-Tambacounda–Kedougou) de 55 000 kilomètres carrés (soit plus de 25% de la superficie du Sénégal) représenté sur la figure 7 ci-dessous. EDF a remporté ce contrat en juin 2011. La taille des concessions a été fixée à environ 10 000 à 30 000 clients, ce qui était considéré comme la taille minimale nécessaire pour attirer l'intérêt commercial significatif d'entreprises internationales ou de grandes entreprises.

La mise en œuvre des concessions a été lente en raison de plusieurs facteurs, notamment :

- Un niveau élevé de renforcement des capacités procédurales, institutionnelles et réglementaires ;
- Un grand nombre de parties prenantes ;
- Consultations excessivement élaborées des parties prenantes ;
- Un engagement politique hésitant de la part du gouvernement, en particulier du ministère de l'Énergie ;
- Des tensions entre la SENELEC et l'ASER ;
- Désaccord entre l'ASER et le régulateur, la Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité (CRSE) ;
- L'ASER met l'accent sur les programmes gouvernementaux d'électrification rurale d'urgence à court terme plutôt que sur le développement des concessions ;
- Manque de capacité de gestion à l'ASER ;

- des difficultés administratives au démarrage de la Concession ;
- des délais dans la mise en œuvre de la convention de financement conclue avec l'ASER;
- des écarts significatifs entre les conditions réelles d'exploitation de la concession et les hypothèses en considération desquelles les parties ont conclu la concession, en particulier en ce qui concerne le taux de pénétration des services et les coûts d'exploitation. Par conséquent, les prix auxquels peuvent être vendus les services de la société sont inférieurs aux coûts de production et pourtant encore trop élevés pour permettre un fort taux de pénétration ;
- du fait de la moindre pénétration sur le marché, la 3ème tranche de la subvention versée par l'AFD à l'ASER n'a pas été versée à ERA.

Enfin, à ces difficultés structurelles qui touchent l'ensemble du secteur, le partenaire d'EDF, MATFORCE, n'a pas apporté l'ensemble des fonds promis (manque 300 000 € de capital social) à ERA. Du fait de son manque d'implication dans l'activité de la concession, le partenaire a été éjecté de la société en 2018 par EDF qui a récupéré les 30% des actions qu'il détenait.

La situation du secteur de l'énergie au Sénégal a dernièrement connu un bouleversement suite à la décision unilatérale de l'ancien ministre de l'énergie « d'harmoniser » les tarifs de vente de l'électricité au sein des concessions qui en ont été informé par courrier en date du 20/04/2017. Cependant, aucune garantie n'a été apportée par le ministre quant à la compensation financière qui doit contractuellement être octroyée aux concessionnaires. Cette décision d'harmonisation tarifaire a pris effet au 1^{er} janvier 2019. Elle implique que la tarification au kWh d'électricité est identique sur tout le pays.

3. Les approches technologiques coexistantes au sein de la concession

La distribution d'électricité dans les différentes concessions se fait par diverses approches technologiques. L'ASER a fondé sa stratégie sur la «neutralité technologique», laissant les opérateurs privés libres de décider du choix de la technologie, dans le respect des normes techniques qu'elle a définies. Aujourd'hui, au sein de la concession ERA, cohabitent trois modèles d'électrification : l'extension réseau, les kits solaires individuels et les mini-grids (solaires, diesel et hybrides). Le choix de l'une ou l'autre de ces approches est fonction de la

proximité du réseau électrique de la SENELEC, de la densité d'habitants au kilomètre carré ainsi que la présence d'usages productifs.

En effet, dans le cadre de son programme prioritaire, ERA a fait le choix technologique de raccorder au réseau de la SENELEC – extension réseau – les villages qui en sont le plus proche. Pour les autres villages, c'est l'option solaire PV qui est retenue. ERA installe des kits solaires PV pour les villages les moins peuplés et des mini-grids solaires PV pour ceux dont l'importance démographique – au moins 500 habitants – et économique justifient un tel choix. C'est en ligne avec cette stratégie que la compagnie a décidé de se lancer dans un projet-pilote d'exploitation d'un mini-grid solaire. Pour se faire, elle a engagé une étude de faisabilité technico-économique. Les principaux enjeux sur ce projet sont : (i) de trouver un partenaire technique compétitif tant le plan technologique qu'économique fournissant une solution clé en main répondant aux besoins du village choisi ; (ii) d'obtenir un modèle répliquable dans la concession.

4. Etude de faisabilité technico-économique du projet-pilote de mini-grid solaire avec stockage batteries

a) Situation géographique du village sélectionné

Le village de SEGOUCOURA de la commune de NETEBOULOU situé dans la région de Tambacounda a été choisi pour abriter le mini-grid test. Ces coordonnées géographiques sont : X= 664918, Y= 1524367.

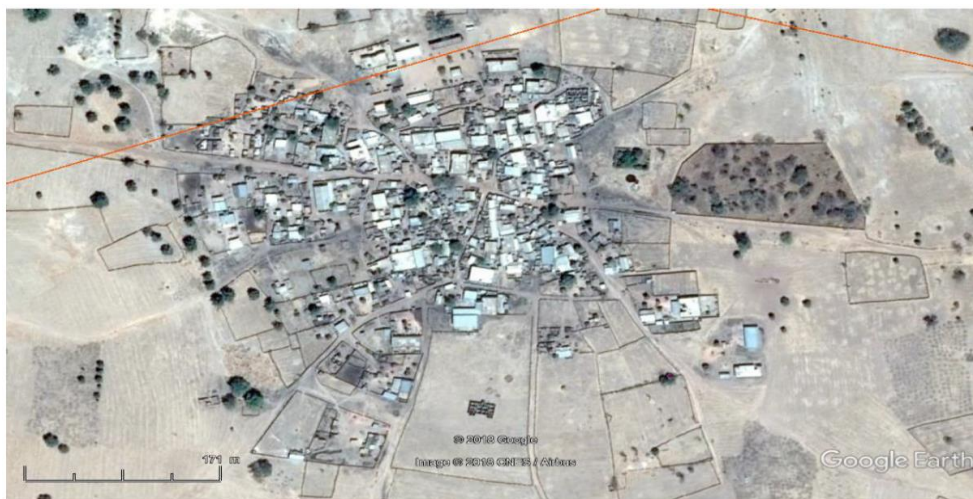


Figure 8 : Situation géographique du village de SEGOUCOURA, source : google earth

b) Etude socio-économique

Le village de SEGOUCOURA a une population de 2 500 habitants. La principale activité dans ce village est l'agriculture avec une part de 80 %. Les cultures sont essentiellement le mil, le sorgho. Il y a également des activités pastorales et artisanales. L'élevage constitue la deuxième activité après l'agriculture et concerne surtout les bovins et les ovins. Le village compte des infrastructures à usage communautaire tels que les mosquées, les cases de santé et les écoles. A cela s'ajoutent les équipements à usage productif tels que des boutiques, un moulin et un atelier de couture, etc.

c) Analyse de la demande en électricité

o Demande domestique

Le potentiel en client domestique est très grand dans ce village. D'après l'expérience d'ERA en exploitation commerciale, il a été constaté que l'adhésion des ménages à l'offre de service d'électrification rurale varie entre 30 et 50% des ménages par rapport à cette technologie de mini-grid dès la première année d'exploitation. Le maximum peut être atteint après trois à cinq années d'exploitation.

o La demande sociale

Les écoles et les structures sanitaires ont un besoin accru en électricité pour leur bon fonctionnement. Dans ce village nous enregistrons une école primaire, une école coranique et une case de santé qui sont tous considérées comme de potentiels clients au service de l'électricité.

o La demande productive

C'est à la fois une demande très forte mais aussi un véritable potentiel de développement. Avec l'arrivée de l'électricité, nous constatons souvent le développement d'activités génératrices de revenus. Il s'agit là de la transformation des produits agricoles, du maraichage (pompage d'eau), des ateliers de soudure, du commerce etc. Le village dispose d'un forage qui est alimenté actuellement par un groupe électrogène.

d) Courbe de charge et résultats de la simulation

La courbe de charge a été élaborée suivant les informations d'enquêtes faites au niveau du village. En plus des ménages, ce dernier compte des équipements productifs parmi lesquels, il y a des moulins, des boutiques et un atelier de couture. Il faut noter que les ménages sont répartis

suyant plusieurs niveaux de service. Les niveaux de service sont plafonnés comme nous l'indique le tableau 4 pour un fonctionnement de 8 heures de temps :

Tableau 3 : Niveaux de services énergétiques dans la concession

Niveau de service	Puissance (en W)	Consommation énergétique journalière (kWh)	Tarification mensuelle	Equipements	Pourcentage de clients
S1	50	400	2797 FCFA / 4.26 €	5 lampes et 01 prise radio	71%
S2	90	720	5163 FCFA / 7.87 €	7 lampes et 02 prises radio	6%
S3	180	1440	9681 FCFA / 14.76 €	12 lampes et 02 prises radio et une prise télévision	18%
S4	> 180	<i>Elle est fonction de la puissance souscrite.</i>	144 FCFA / kWh 0.22 €/ kWh	<i>Facturation au kWh</i>	5%

Comme le précise le tableau ci-dessus, à chaque type de client est attribuée une charge donnée qui correspond au niveau de service auquel il a souscrit. Les services de S1 à S4 correspondent aux forfaits domestiques proposés dans la grille tarifaire d'ERA.

En supposant qu'avec la baisse des tarifs suite à l'harmonisation tarifaire du 01 janvier 2019, les niveaux de consommation vont complètement changer, nous avons considéré une puissance moyenne de 200W par ménage pour le dimensionnement de la mini-centrale. Nous avons également considéré qu'un client sur 2 aura un réfrigérateur chez lui.

Concernant les clients productifs les puissances (en W) ci-dessous sont mises à leur disposition:

Moulin	1500 (au fil du soleil)
Boutique	200
Atelier de couture	150

La courbe de charge de la figure 9 ci-dessous a été réalisée en considérant un taux de pénétration de 50% la première année. En d'autres termes, le mini-réseau est dimensionné sur 50% de la demande potentielle. Ce choix découle du retour d'expérience terrain d'ERA et se veut être réaliste.

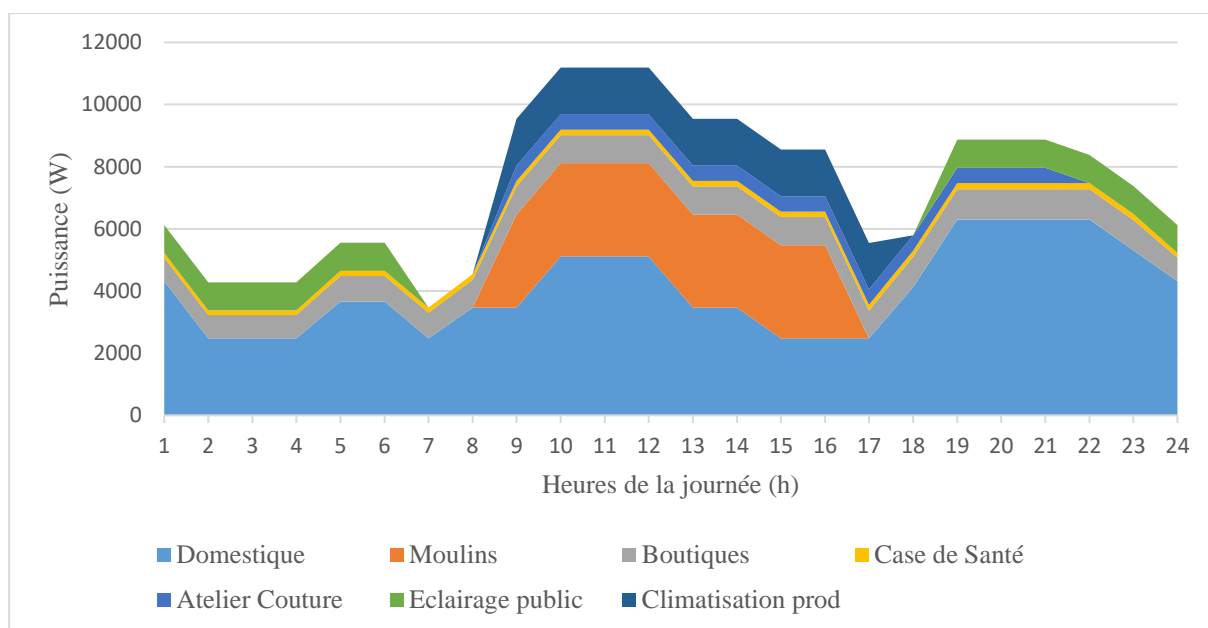


Figure 9 : Courbe de charge journalière du village de SEGOUCOURA en considérant un taux de pénétration de 50%

La simulation de la courbe de charge du village donne les résultats suivant :

- Besoins énergétiques diurnes : **76 692 Wh**
- Besoins énergétiques nocturnes : **88 025 Wh**

e) Dimensionnement du mini-grid

Les hypothèses qui ont été prises en compte dans le dimensionnement sont les suivantes :

Ensoleillement minimum de la zone	4,86 kWh/m ²
Besoins énergétiques diurnes	76 692 Wh
Besoins énergétiques nocturnes	88 025 Wh
Rendement des onduleurs-chargeurs	92%
Rendement de charge/décharge des batteries	90%
Perte de puissance des panneaux solaires	90%

Partant de ces hypothèses, nous aboutissons aux résultats suivants :

- Puissance du champ PV: **40 671 Wc**
- Stockage batterie: **3668 Ah C10 48V** profondeur de décharge **60% max**

Le calcul du productible a été effectué en utilisant le logiciel solaire PV GIS.

f) Analyse des résultats

La simulation de la courbe de charge du village permet de quantifier la demande journalière et de préciser sa variation horaire selon le comportement des utilisateurs. Il devient donc possible de préciser les pics de demande. Le calcul du productible nous donnent des résultats conformes à la réalité du terrain. Les besoins nocturnes sont supérieurs de 13% aux besoins diurnes. Cela se justifie par le pic de consommation des ménages que l'on observe en fin de journée, précisément à 19h comme nous l'indique la figure 9, couplé à l'éclairage public et à l'activité des boutiques qui restent ouvertes toute la nuit (c'est une particularité au Sénégal). La courbe de charge tient également compte d'un climatiseur de 1500 W permettant de rafraichir le local technique (maintien de la température à 25°C). Cela explique sa nécessité durant la journée entre 9h et 17h où les températures sont en général élevées dans le village et peuvent atteindre 45 °C à l'ombre en saison sèche.

g) Choix du partenaire technique

Dans le cadre de ce projet-pilote, EDF a choisi dans un premier temps Schneider Electric comme partenaire technique du fait de leur partenariat historique. Ce dernier fournit des solutions mini-grids conteneurisées. Cependant, pour des raisons de non-respect du contrat de partenariat (Memorandum Of Understanding) stipulant la nécessité d'une décomposition des différents postes et coûts associés dans une offre détaillée, de choix de technologie de batterie (batterie chaude) et vu la pléthore d'innovations technologiques existants aujourd'hui, nous avons décidé de challenger l'offre de Schneider Electric en lançant d'autres consultations pour ce projet. A l'issue de celles-ci, nous avons retenu deux autres fournisseurs de solutions mini-grids clé en main: ECOSUN et WINCH ENERGY. Après une comparaison des 3 offres, nous avons finalement retenue celle d'ECOSUN pour les raisons suivantes :

- Proposition d'une offre complète respectant le cahier des charges ;
- Transparence sur les prix ;
- Une solution technique innovante avec des composants bien connus par l'opérateur comme le détaille le tableau 3 ci-dessous de comparaison avec les technologies proposées par les deux autres fournisseurs ;
- Des économies réalisées à travers des synergies avec des filiales du groupe :
 - Utilisation des panneaux solaires de la filiale Photowatt ;

- Des économies d'échelles pour les futurs projets car EDF Renouvelable envisage de prendre en charge la partie « sourcing » des modules PV et des batteries ;
- Un budget optimisé pour chaque poste avec un coût global du projet estimé à 128 000€ (soit 83 962 500 FCFA) très compétitif ;
- Un projet qui permettra également de tester les compteurs à prépaiement dans le cadre de la mise en œuvre de l'harmonisation tarifaire.

Ce pilote permettra d'apporter une référence au groupe EDF dans la concession ERA dans la perspective d'un contrat long terme avec la SENELEC.

Tableau 4: Comparaison des offres des fournisseurs

	Ecosun	Schneider Electric	Winch Energy
Prix ex Works (k€)	128	150	155
Puissance du champ PV (kWc)	41	42	42
Capacité du parc de batterie (kWh)	198	120	198
Technologie de batterie	Plomb gel OPzV 2V	FIAMM So-Ni	Plomb gel OPzV 2V
Nombre de cycles et niveau de DOD	2000 cycles à 60% de DOD	3000 à 80% de DOD	2000 cycles à 60% de DOD
Avantages	Bonne résistance aux températures élevées, faible entretien (pas de remise en eau) grâce à la technologie GEL innovante, très bonne stabilité en cyclage, sécurité contre les court-circuits renforcée dès le montage par l'utilisation des connecteurs de système HOPPECKE, exploitation optimale de l'espace (possibilité d'installation à l'horizontale)	100% sans entretien en fonctionnement Permet la surveillance à distance Energie spécifique: 70% plus léger et 30% plus petit que les systèmes de sauvegarde conventionnels Très faible coût total de possession (TCO) par rapport à d'autres technologies de sauvegarde Pas de dégazage et zéro émission ambiante	Bonne résistance aux températures élevées, faible entretien (pas de remise en eau) grâce à la technologie GEL innovante, très bonne stabilité en cyclage, sécurité contre les court-circuits renforcée dès le montage par l'utilisation des connecteurs de système HOPPECKE, exploitation optimale de l'espace (possibilité d'installation à l'horizontale)
Inconvénients	Prix élevé, Peu adaptée aux courants de charge/décharge élevés,	Batterie chaude	Prix élevé, Peu adaptée aux courants de charge/décharge élevés,

	nécessite un chargeur et/ou régulateur adapté avec compensation de température si nécessaire		nécessite un chargeur et/ou régulateur adapté avec compensation de température si nécessaire
Type d'onduleur chargeur et réseau	SMA associés à un système de monitoring et de télégestion (Sunny island 6.0H / 8.0H et Sunny Tripower 15000TL / 20000TL / 25000TL)	Schneider Electric (Onduleur chargeur Conext XW+8548 et Onduleur triphasé Conext CL-25)	IPS Exeron I4000B 4kW MPPT charge controller : IPS Exeron SML2000 – 2kW
Taille du conteneur (pieds)	40	10	40

h) Description de la solution technique d'ECOSUN

Comme le montre la figure 10, la solution mini-grid proposée par ECOSUN est un container solaire avec champ PV à déployer au sol sur site avec des structures support. La salle technique est isolée et prévoit la climatisation. La solution est complètement pré-câblée et prête à l'usage.



Figure 10: Solution mini-grid solaire conteneurisé de la société ECOSUN

i) Simulation du fonctionnement de la centrale : élaboration de l'outil Mémogrid

Avec pour objectif de challenger l'offre d'ECOSUN (système 100% PV, besoin éventuel d'un groupe diesel, capacité de stockage, etc) et d'avoir un outil facile d'utilisation permettant d'anticiper la demande à travers la modélisation de plusieurs scénarios de demande en

électricité, EIFER, la filiale R&D d'EDF en Allemagne et le département off-grid d'EDF pilotant ce projet à Paris sont en phase de développement de l'outil « mémo-grid ». Il a pour objectif de quantifier la demande journalière sur n'importe quelle période de l'année selon le comportement des utilisateurs (clients productifs et clients domestiques : activation et désactivation de certains postes de fonctionnement). Il permet aussi de simuler différents scénarios en jouant sur plusieurs sensibilités telles que la taille des panneaux, l'introduction d'un groupe diesel, le stockage afin d'anticiper au mieux les pics de demande et les jours de faibles ensoleillement. On peut de ce fait préciser en conséquence la demande en électricité qui ne sera pas satisfaite et ainsi établir des stratégies préventives notamment le délestage de certains clients ou l'utilisation d'un groupe diesel de secours pour assurer la continuité de service. Globalement, cet outil nous permettra de préciser au mieux les spécifications du mini-grid. La mise en service du mini-grid est prévue pour septembre 2019. Pour ce faire, nous avons procédé à une simulation de son fonctionnement sur la première année d'exploitation (entre le 01^{er} septembre 2019 et le 31 août 2020) que vous retrouverez en annexe III.

Cet outil sera amélioré dans les mois à venir suite au retour d'expérience de son utilisation sur le terrain (impliquant certainement l'expression de nouveaux besoins liés à la réalité du terrain). Il a pour vocation à être standardisé et déployé sur tous les futurs projets de mini-réseaux du groupe EDF dans la zone Afrique et Moyen Orient.

5. Etude économique et financière du projet

L'objet de cette modélisation économique est d'étudier la rentabilité économique du mini-grid sur 25 ans. Avant d'aborder cette partie, nous estimons qu'il est important pour la compréhension de notre analyse de définir quelques termes et notions financières qui sont récurrents dans la suite du travail.

a) Définition de terminologies financières

CA	Le chiffre d'affaires (CA) est la somme des ventes de biens ou de services d'une entreprise. Il est égal au montant (hors taxes) de l'ensemble des transactions réalisées par l'entreprise avec des tiers dans le cadre de son activité normale et courante.
CAPEX	C'est le coût d'investissement d'un projet.
OPEX	Ce sont les dépenses d'exploitation sur un projet.
Taux d'actualisation	Parce que 1€ aujourd'hui ne vaut pas 1€ dans 5 ans et parce que vous n'êtes absolument pas certain de revoir vos 1€ dans 5 ans, le taux d'actualisation est un facteur qui permet de prendre en compte l'inflation et le risque. Il varie donc selon le niveau de risque du projet.
Dotations aux amortissements	La dotation aux amortissements est un terme comptable qui désigne la prise en compte sur le plan comptable de la détérioration au fil du temps de la plupart des immobilisations. La

et provisions	dotation aux amortissements traduit notamment la dépréciation des biens de production.
BFR	Le besoin en fonds de roulement (BFR) représente le montant qu'une entreprise doit financer afin couvrir le besoin résultant des décalages des flux de trésorerie correspondant aux décaissements (dépenses) et aux encaissements (recettes) liés à son activité.
VAN	<p>La Valeur Actuelle Nette (VAN) ou Net Present Value (NPV) en anglais d'un flux de trésorerie (ou flux financier) actualisé est le gain supplémentaire d'un investissement par rapport à un taux actualisé défini par le taux d'inflation d'une monnaie et les exigences de rendement des investisseurs. Elle est calculée par la formule suivante :</p> $VAN = - I_0 + \frac{FT}{(1+i)^1} + \frac{FT}{(1+i)^2} + \frac{FT}{(1+i)^3} + \dots + \frac{FT}{(1+i)^n}$ <p>Avec :</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ I_0 : Le coût de l'investissement ; ➤ $FT/(1+i)$: flux de trésorerie actualisés ; ➤ i : taux d'actualisation des flux; ➤ n : période estimée pour laquelle l'investissement générera des flux de trésorerie.
TRI	<p>Le TRI : Le taux de rentabilité interne, est un indicateur financier qui permet d'évaluer la pertinence d'un projet d'investissement. C'est le taux de rentabilité minimum que doit avoir un projet d'investissement, pour qu'il ait une équivalence entre son coût initial et ses flux de trésorerie future, autrement dit, c'est le taux pour lequel la VAN est nulle.</p> <p>Il est donné par la résolution de l'équation suivante formule suivante :</p> $I_0 = \sum \left(\frac{FT}{(1+i)^n} \right)$ <p>Avec i qui est le taux de rentabilité interne (à rechercher) et les termes de l'équation restant les mêmes que ceux précisés dans la formule de calcul de la VAN.</p> <p>Il peut être calculé par résolution mathématique simple, par une interpolation linéaire, ou tout simplement à l'aide de la fonction TRI du tableur Excel.</p>
Payback Period	Le temps de retour sur investissement ou Payback period en anglais est le temps nécessaire pour que les flux de trésorerie prévisionnels dégagés par un investissement rentabilisent le coût d'investissement initial.
Cash-Flow	Le cash-flow est un indicateur qui permet de mesurer le flux de trésorerie réalisé par une entreprise. Il intéresse en particulier les actionnaires. En effet, générer des Cash-Flow positifs permet de générer de la valeur pour les entreprises et donc les actionnaires également.
DCF	La méthode du DCF ou discounted cash-flow ou actualisation des flux de trésorerie disponibles futurs permet d'évaluer une société ou une activité.
NDCF	Non Discounted Cash-Flow
CDCF	Cumulative Discounted Cash-Flow ou Cash-flow cumulé

b) Hypothèses de l'analyse financière

➤ Décomposition clients domestiques et usages productifs

Elle est telle que présentée dans le tableau 5 ci-après.

Tableau 5 : mix clients domestiques et usages productifs

Décomposition clients domestiques		Usages productifs	
S1	50%	Atelier de couture	3
S2	5%	Moulin	2
S3	15%	Boutique	5
S4	30%	Ecole	1
Case de santé	1	Eclairage public	30

➤ Hypothèses de base

Dans le cadre de ce projet-pilote qui apportera une référence à EDF en matière de mini-grid solaire au sein de la concession, la direction a décidé de simplifier le business plan. Pour cela, nous avons considéré les hypothèses de base suivantes :

- Nombre de foyers cible : 100
- Taux de pénétration : 50% en année 1, 70% en année 2 et 100% en année 3
- CAPEX : 128 000 € soit 83 962 500 FCFA
- OPEX : 4% des revenus
- Taux d'actualisation : 6%
- Pas de dotations aux amortissements et provisions
- BFR nul

c) Calcul de la rentabilité du projet

La rentabilité du projet est calculée sur la base d'un business plan simplifié dédié à ce projet incluant les inputs ci-dessus. Nous nous intéresserons particulièrement aux calculs des indicateurs financiers permettant en général la décision d'investissement sur un projet. Ces indicateurs sont la VAN, le TRI et la Payback Period.

d) Résultats de l'analyse

Afin d'avoir une vision globale de la rentabilité de cet investissement, nous envisagerons trois scénarios différents :

- Le scénario 1 : c'est le scénario de référence ou base case en anglais. Il s'agit du scénario moyen basé sur les hypothèses de la direction. Dans notre cas c'est le scénario qui prend en compte les hypothèses de base énoncées au point b).
- Le scénario 2 : c'est le pire scénario ou worst case en anglais. Dans ce scénario, on considère comme son nom l'indique le pire résultat pouvant survenir dans une situation donnée. Dans le même souci de simplification, nous modifierons les hypothèses suivantes :
 - Taux d'actualisation : 12% sur la base de projets similaires conduits au Sénégal,
 - Taux de pénétration : 30% la première année, puis une augmentation de 10 points entre la 2^{ème} année et la 8^{ème} année,
 - OPEX : on passe de 4% à 8% en considérant que des pannes surviennent sur les nouveaux compteurs prépayés qui seront installés chez les clients dans le cadre de ce projet, ce qui engendrerait des coûts de logistique (carburant, manutention, etc) et de maintenance supplémentaires.
- Le scénario 3 : c'est le meilleur scénario ou best case en anglais. Il est idéal et est presque toujours appliqué par la direction pour atteindre ses objectifs. Dans le même souci de simplification, nous modifierons les hypothèses suivantes :
 - Taux d'actualisation : 2% sur la base de projets similaires conduits au Sénégal,
 - Taux de pénétration : 70% 1^{ère} année puis 100% des clients dès la 2^{ème} année,
 - OPEX : on considèrera une stabilisation des OPEX (à 4%) malgré une pénétration plus rapide du fait d'économies d'échelles (carburant) et d'une mutualisation des coûts.

Le tableau ci-dessous récapitule les résultats après modélisation des différents scénarios.

Tableau 6 : Résultats de la modélisation financière réalisée suivant les 3 scénarios

	VAN	TRI	Temps de retour sur investissement
Scénario 1 : Base case	- 39 599 € - 25 975 240 Fcfa	4,05%	18 ans
Scénario 2 : Worst case	-99 021 € - 64 953 500 Fcfa	2,94%	21 ans
Scénario 3 : Best case	69 790 € 45 779 230 Fcfa	4,31%	17 ans

Vous retrouverez le détail de ces résultats en annexe III.

e) Analyse des résultats suivant les trois scénarios

Nous analyserons les résultats selon les 3 scénarios énoncés au point d).

Scénario 1 – Base case

Les éléments du calcul de la rentabilité du projet pilote (VAN et TRI) basée sur une durée de 25 ans, sont les suivantes :

- **Chiffre d’Affaires (CA)** : il est calculé sur la base de la tarification des niveaux de service et de la clé de répartition des clients domestiques et productifs mentionné dans le point IV. 4.d) ;
- **CA annuel** : il correspond au CA multiplié par le taux de pénétration de chaque année ;
- **OPEX** : nous avons considéré un taux fixe appliqué au CA annuel ;
- **Cash-Flow** : il est donné par la formule **CA – OPEX** compte tenu du fait que dans les hypothèses de base nous avons considéré qu’il n’y a pas de dotations aux amortissements et provisions et que le BFR est nul ;
- **CAPEX supplémentaires** : ce sont les coûts d’investissement additionnels nécessaires en année 2 et 3. Ils correspondent à l’achat d’équipements électriques supplémentaires (panneaux, batteries, onduleurs,...) pour satisfaire l’augmentation de la demande. Nous avons considéré une augmentation linéaire dans nos calculs ;
- **DCF** : il est donné par la formule **Cashflow + CAPEX supplémentaires**
- **Renouvellement** : c’est le montant nécessaire pour renouveler les batteries et les onduleurs sur la durée de vie du projet :
 - Nous avons considérés le renouvellement des batteries en fin de vie la 9^{ième} année à hauteur des 1/3 de l’investissement initial en nous basant sur le dernier rapport de l’IRENA (2017) qui prévoit une baisse du coût des batteries de 2/3 à l’horizon 2030 ;
 - Nous avons pris en compte le renouvellement des onduleurs-chargeurs et solaires la 12^{ième} année en considérant une baisse des prix de 10% (hypothèse conservatrice) ;
 - Nous conservons les mêmes hypothèses pour le renouvellement des batteries et onduleurs installés en année 2 et en année 3.
- **NDCF** : il est donné par la formule **DCF- Renouvellement** ;
- **CDCF** : il nous permet de déterminer la payback period.

Sur la base de ces différents éléments, nous pouvons effectuer l’analyse suivante. L’investissement est rentable lorsque la valeur actualisée des recettes prévues est supérieure au montant des capitaux investis, donc lorsque la VAN est positive. Dans notre cas, la VAN du

projet est négative, ce qui signifie que le pilote n'est pas suffisamment rentable. Cela s'explique par le coût d'investissement qui est très élevé pour ce type de projet avec une demande domestique relativement faible et une part non-significative des usages productifs. En effet, la particularité de ce village est qu'il est composé de grandes familles. Si l'on augmente le nombre de foyers, il faudra naturellement augmenter la production dans des proportions raisonnables du fait de la faible consommation des clients domestiques. A noter que dans ce scénario de base, la payback period est de 18 ans. Cependant, ce n'est pas un facteur limitant dans le cas particulier d'ERA car nous sommes sur un modèle de concession avec une vision sur le long terme. De plus, il faut garder à l'esprit que l'équilibre économique de la concession est garanti par l'Etat Sénégalais.

Scénario 2 : Worst-case

On considère les hypothèses de ce scénario énoncées au point d). Comme dans le cas de référence ci-dessus, notre VAN projet reste négative et est inférieure de 150% par rapport à celle calculée dans le cas de référence. Le temps de retour sur investissement quant à lui passe de 18 ans à 21 ans. Dans ce scénario catastrophe, la viabilité économique du modèle est mise à mal.

Scénario 3 : Best-case

On considère les hypothèses de ce scénario énoncées au point d). Dans ce scénario la VAN devient positive et on observe une amélioration de 277% par rapport au cas de référence, ce qui signifie que l'investissement devient rentable. Cependant, le temps de retour sur investissement baisse d'un an comparativement au scénario de référence et le TRI augmente de 0,3 point. Ces variations restent néanmoins très peu significatives.

f) Conclusion

En conclusion, la modélisation de ces trois scénarios financiers et la confrontation des résultats obtenus nous permettent d'avoir une vision large de la rentabilité du modèle sur 25 ans à partir d'hypothèses émises dans chaque scénario. Cependant, nous avons décidé de ne pas pousser nos analyses dans les deux derniers scénarios étant donné que nous sommes sur un projet-pilote. C'est le retour d'expérience terrain de la première année d'exploitation du mini-réseau qui nous permettra de revoir nos hypothèses et de construire un business plan plus détaillé.

V. MODELES DE STRATEGIES D'ELECTRIFICATION ET RECOMMANDATIONS

1. Modèles de stratégies d'électrification

Dans cette partie, nous étudierons deux pays à travers l'histoire de leur électrification et les stratégies mises en place par les pouvoirs publics afin d'améliorer le niveau d'électrification rurale et voire d'atteindre la généralisation des raccordements au réseau comme ce fut le cas au Maroc qui a achevé son électrification rurale à plus de 98%.

a) Cas du Maroc

Seulement 18% de la population rurale marocaine avait accès à l'électricité quand l'Office National de l'Électricité et de l'Eau potable (ONEE) lançait en 1995 le Programme d'Électrification Rurale Global (PERG) avec pour objectif d'atteindre 98% d'électrification dans les campagnes en 2007. Ce programme se veut global selon 3 niveaux : (i) une globalité territoriale visant la couverture en électricité de tout le territoire national ; (ii) une globalité technique avec l'utilisation d'une diversité de techniques d'électrification rurale. Il peut s'agir de raccorder les villages au réseau national ou d'utiliser une source d'énergie décentralisée (solaire, éolien, hydraulique ou groupes diesel) et (iii) une globalité financière impliquant la mobilisation des ressources financières de toutes les parties prenantes du plan. Le financement du PERG est assuré par trois partenaires : les collectivités locales, les foyers bénéficiaires et l'ONEE. [21]

Dans les régions éloignées du réseau électrique ou celles à faible densité de population, l'ONEE a décidé d'utiliser des moyens d'électrification décentralisés reposant sur l'énergie solaire ou éolienne ou encore sur les mini-centrales hydroélectriques. Elle a fait le choix d'électrification par kits solaires photovoltaïques pour les villages dont le coût de raccordement au réseau dépasse 27 000 dirhams marocain (MAD) par foyer soit l'équivalent de 1 629 200 FCFA.

Pour les villages ruraux raccordés au réseau, le principe du PERG prévoyait pour chaque foyer, le paiement d'une quote-part de 2 500 MAD (soit 150 900 FCFA) étalée sur une période de sept ans, montant qui représente 25% du coût de raccordement au réseau électrique soit 10 000 MAD (soit 603 400 FCFA). Les ménages se retrouvaient donc un facture mensuelle de 40 MAD (soit 2400 FCFA). Les coûts restants étaient pris en charge par l'ONEE (55%) et les communes (20%). Ces dernières s'acquittaient d'un montant de 2000 MAD (soit 120 700 FCFA) pour chaque ménage raccordé. Cette somme était soit versée en une seule fois soit étalée sur quatre

ans, à raison de 500 MAD l'annuité (soit 30 200 FCFA). En 2017, l'ONEE à travers le PERG avait permis le raccordement au réseau électrique de 39 943 villages soit plus de 2,11 millions de foyers. [21]

Pour ce qui est de la partie électrification décentralisée, l'ONEE a fait appel à des sous-traitants tels que Temasol, BP Solar, Isoton, Sunlight power Maroc, ou encore Noor Web. Le sous-traitant se charge de la commercialisation du service, de la fourniture, de l'installation et de la maintenance des équipements. Tous les 10 ans, il s'occupe du renouvellement et du recyclage du matériel. De plus, le prestataire de services assure la collecte des redevances mensuelles et garantit la continuité de service. Il reste propriétaire du matériel. Ainsi entre 1998 et 2009, plus de 51 000 foyers ont été équipés par des kits solaires. Cependant, ce dispositif s'est heurté à un obstacle portant sur le recouvrement des paiements mensuels. En effet, certains foyers refusaient de payer leurs redevances aux prestataires entraînant ainsi des problèmes d'impayés. Le programme d'électrification via les kits solaires a de ce fait été interrompu entre 2009 et 2016. Il a été reconduit dans le cadre l'Initiative Nationale pour le Développement Humain (INDH) du Maroc et a permis l'accès à l'électricité à plus 19 400 nouveaux foyers en fin 2017. Le PERG a permis d'atteindre un taux d'électrification de 99,53% au terme de l'année 2017 comme l'illustre la figure 11 ci-dessous.

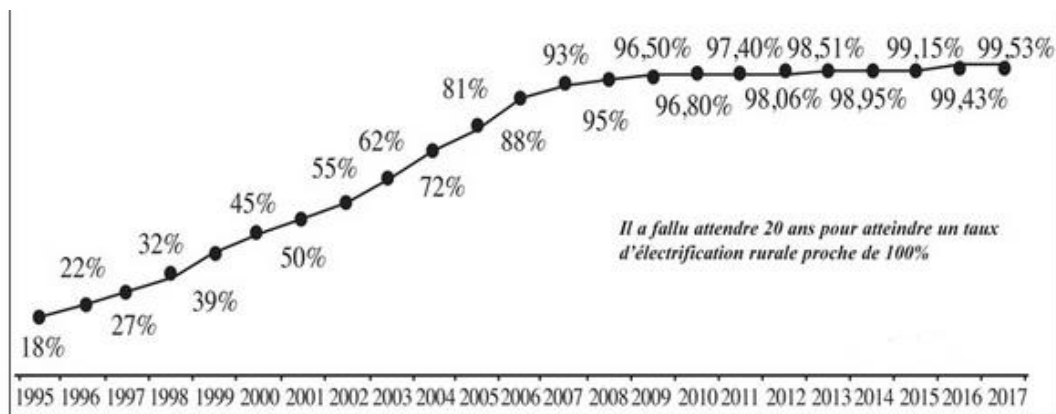


Figure 11: Evolution du taux d'électrification rurale au Maroc ; Source : ONEE, 2017

Ce programme d'électrification fort de son succès a permis le développement de 193 440 activités génératrices de revenus notamment dans le domaine de l'agriculture (avec le pompage), du commerce et de la petite industrie. Le raccordement au réseau électrique a

également permis l'accès aux soins de santé aux populations rurales à travers le raccordement de plus de 1000 dispensaires. Plus de 10 000 écoles ont également été électrifiées.

b) Cas du Togo

Le gouvernement togolais, a mis en place en 2018 une stratégie visant à atteindre l'accès généralisé à l'électricité dans le pays à l'horizon 2030. Pour atteindre cet objectif ambitieux, il entend mettre en place un plan d'actions combinant intelligemment l'extension réseau et les solutions d'électrification hors-réseau. Pour réaliser cet accès universel, l'Etat togolais mise sur la mobilisation des investissements du secteur privé, notamment à travers des partenariats-publics-privés (PPP) ainsi que des mécanismes d'appui ciblés facilitant l'accès à l'électricité aux populations les plus démunies. Le taux d'électrification au Togo est passé de 23% en 2010 à 40% en 2017 uniquement via l'extension du réseau national. A ce jour, près d'un million de foyers togolais n'ont pas accès à l'électricité. Le rythme moyen d'électrification annuel au Togo s'est établi à 39 000 ménages par an (moyenne entre 2011 et 2017). Afin d'atteindre son objectif d'électrification généralisé en 2030, le programme doit toucher 113 000 ménages par an (soit le triple de la moyenne), un objectif que l'Etat Togolais pense être réalisable. Pour se faire, le gouvernement togolais compte capitaliser sur les dernières technologies d'électrification décentralisée et les business modèles associés. Leur approche consiste à repenser la notion d'accès à l'électricité en termes de niveaux de services pour toutes les technologies comme présenté dans le tableau 7 ci-dessous. [19]

Tableau 7: niveaux de services énergétiques associés aux technologies [19]

	Tiers 1	Tiers 2	Tiers 3	Tiers 4	Tiers 5
Consommation quotidienne	▪ Min 12 Wh	▪ Min 200 Wh	▪ Min 1000 Wh	▪ Min 3400 Wh	▪ Min 8200 Wh
Capacité installée	▪ Min 3 W	▪ Min 50 W	▪ Min 200 W	▪ Min 800 W	▪ Min 2000 W
Appareils	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Eclairage de travail ▪ Chargeur de portable 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Eclairage général ▪ Chargeur de portable ▪ Télévision ▪ Ventilateur, si besoin 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Tiers 2 et appareils de moyenne puissance (ex. mixer) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Tiers 3 et appareils de forte puissance (ex. micro-ondes) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Tiers 4 et appareils à très forte puissance (ex. réfrigérateur)
	Kits solaires		Mini-Grids		Réseau
	Niveau minimum retenu par le Gouvernement du Togo				

L'Etat togolais a choisi de considérer comme électrifié un ménage ayant accès à un éclairage moderne, à la recharge du téléphone portable et s'il le souhaite à des équipements complémentaires. En termes de capacité installée, ce niveau de service correspond à un minimum de 20 W. A partir de la cartographie numérique du territoire, une modélisation géospatiale a identifié pour chaque localité un mix préliminaire des solutions technologiques les plus adaptées en fonction de la demande actuelle et projetée. Les principaux atouts de cette approche géospatiale sont : (i) son efficacité du fait que la méthode se base sur une approche de technologies à moindre coût pour chaque localité et selon le niveau de demande identifié ; (ii) son dynamisme car le modèle peut prendre en considération des changements notamment l'évolution des prix des technologies à 2030 et la croissance démographique ; (iii) sa transparence du fait que le modèle s'appuie sur des critères objectifs et des données accessibles ; (iv) la possibilité de mise à jour en fonction des avancées du programme (extension réseau par exemple). Pour atteindre 100% d'électrification en 2030, l'Etat Togolais devra mobiliser un total d'investissements de 995 Mds FCFA soit 83 Mds par an sur 12 ans soit 4 fois plus que la moyenne historique (fixée à 18 Mds FCFA entre 2011 et 2017). Afin de couvrir une augmentation aussi conséquente des investissements, il envisage de mobiliser de nouvelles sources de financement notamment à travers l'implication des acteurs privés comme pivot du déploiement des solutions hors-réseau, choix qui a déjà fait ses preuves dans d'autres pays tels que l'Afrique du Sud. Cependant, un soutien public reste nécessaire en vue de stimuler les investissements privés en faveur des solutions hors-réseau. Pour se faire, le Togo envisage trois catégories de soutien : (i) une assistance technique et un soutien indirect : prise en charge des études de marché, facilitation logistique pour les kits solaires, exemptions fiscales et cadre réglementaire propice; (ii) des instruments financiers pour les investissements privés : lignes de crédit à taux préférentiels, garanties sur les défauts de paiement ; (iii) des investissements publics : des subventions de viabilité par exemple sur les investissements pour les mini-grids et les kits solaires pour les populations les plus pauvres. [19]

L'ambition du Togo est de déployer plus de 300 mini-grids à l'horizon 2030. Pour se faire, il devra mobiliser 147 Mds de FCFA répartis comme suit suivant ses prévisions : 79 mds d'investissement privés, 28 Mds de fonds publics et 40 Mds en assistance technique et support indirect. Dans le cadre d'un PPP mini-grid, des mécanismes de soutien permettraient de limiter les investissements publics à environ 1 800 FCFA par mois par connexion (en tenant compte de la baisse des coûts des technologies).

En ce qui concerne les kits solaires individuels, le Togo vise l'électrification de 555 000 ménages via cette technologie à l'horizon 2030. Pour se faire, il a mis en place le plan CIZO. Ce déploiement qui nécessite un investissement de 435 Mds de FCFA reposant sur le secteur privé avec 68% du financement attendu, un soutien public à hauteur de 17% et les 15% restant sous forme de mécanismes de soutien. Les licences sont attribuées aux acteurs du secteur privés sur la base des critères suivants :

- La qualité de service et SAV sur le long terme avec une préférence pour le modèle energy-as-a-service ;
- Un minimum de 20W avec la possibilité « d'upgrade » chez tous les opérateurs ;
- Une qualité de produits minimum (certification de l'association Lighting Global) ;
- Une connectivité machine to machine avec possibilité de connexion à la plateforme nationale.

Le gouvernement togolais vise l'attribution de quatre à cinq licences à l'horizon 2030 en échange d'une exonération de TVA et de droits de douane. Les initiatives du projet CIZO notamment le chèque solaire universel du gouvernement permettent une réduction des coûts pour l'opérateur, et ainsi des prix plus abordables pour les consommateurs. L'entreprise BBoxx a décroché la première licence et a créé en partenariat avec EDF, la société BBoxx Capital Togo qui a déjà électrifié plus de 10 000 foyers ruraux.

c) Enseignements

Dans la stratégie d'électrification de ces deux pays, des traits communs apparaissent. On constate que l'implication du secteur privé seul ne permet pas d'atteindre une généralisation de l'accès à l'électricité. Une intervention des pouvoirs publics est donc nécessaire, et peut intervenir sous diverses formes. Au Maroc comme au Togo, l'Etat a mis en place des mécanismes de soutien à l'électrification rurale afin de permettre aux populations aux revenus les plus modestes (généralement très éloignées du réseau principal et dispersées géographiquement) de bénéficier de compensations directes afin de s'octroyer des kits individuels ou encore d'exonérations fiscales accordées aux acteurs privés. Grâce à sa stratégie d'électrification bien pensée, le Maroc est reconnu à l'échelle mondiale comme l'un des pays les plus avancés dans son programme d'électrification rurale décentralisée qui représente 10% de son programme d'électrification rurale. Le projet CIZO du Togo d'électrification via des kits solaires quant à lui a été sélectionné par le Compact With Africa (CWA) et reçoit le soutien de

l'Union Européenne via la Banque Africaine de Développement (BAD) à travers le programme de financement Distributed Energy Service Companies (DESCOs). Ce programme financera l'installation prochaine de 100 000 kits solaires domestiques équivalents à un coût total de 20 à 25 millions d'euros. Cela atteste de l'intérêt des investisseurs privés pour cette stratégie bien planifiée.

2. Retours d'expérience et recommandations

L'électrification rurale est un facteur clé de développement de petites activités industrielles et du commerce pour les populations rurales et s'inscrit pleinement dans la stratégie de lutte contre la pauvreté. De ce fait, il devient donc nécessaire de l'intensifier. Pour ce faire, les Etats de l'ASS doivent impérativement mettre en place un environnement favorable à sa mise en œuvre ainsi que des stratégies adaptées.

a) Importance d'un cadre réglementaire clair et d'une planification adaptée

L'environnement influence beaucoup le fonctionnement des projets, indépendamment de leur complexité et des efforts des acteurs. Il est en général généré par les autorités locales ou nationales et est constitué de politiques, réglementations et pratiques en place dans le pays. La viabilité économique des plans d'électrification rurale mettant en œuvre une approche décentralisée est affectée par ces facteurs externes. Cette rentabilité économique associée à la répliquabilité des modèles d'affaires représentent les points clés et complexes de ce type de projets pour les acteurs du secteur privé et les investisseurs. Comme le souligne Valérie LEVKOV, « la question clé pour les acteurs privés dans l'off-grid est de savoir comment ils garantissent leur niveau de revenus ». En effet, de nos jours les difficultés techniques ne constituent plus un réel frein et la dimension socio-économique des projets est mieux appréhendée en phase amont.

La mise en place d'un cadre politique robuste pour les solutions décentralisées contribue à créer une certitude, à augmenter la prévisibilité de l'environnement politique et à attirer les investisseurs. Les risques d'investissement peuvent être atténués par la définition de politiques cohérentes émanant des pouvoirs publics, l'utilisation de termes clairs dans la planification de l'électrification, ainsi qu'une communication claire et transparente concernant les rôles et responsabilités de chaque agence gouvernementale impliquée dans ce plan. L'inclusion dans la planification nationale de l'électrification est un facteur vital pour la réalisation des objectifs d'électrification. Lors de l'élaboration ou de la mise à jour des politiques nationales

d'électrification, la coordination et la collaboration avec les parties prenantes, (y compris l'industrie et les partenaires de développement) sont essentielles pour garantir que les solutions proposées puissent être mises en œuvre avec la technologie disponible et garantissent la durabilité du secteur de l'électrification hors réseau. Les gouvernements doivent être en mesure de communiquer les changements intervenus dans l'environnement politique au secteur privé et de prendre en considération les réactions des entreprises concernant l'impact des politiques et des programmes sur leurs performances. Comme le notait le SEforALL, « une collaboration accrue entre les ministères de l'énergie et d'autres ministères – tels que les finances, l'éducation, la santé, le développement rural et l'environnement – est nécessaire pour assurer la cohérence des politiques dans divers domaines de l'économie » [27]. Les entreprises à leur tour ont besoin d'un canal par lequel elles peuvent communiquer les défis et opportunités émergents sur le marché. Une communication régulière peut aider à renforcer la confiance et la responsabilité mutuelle.

Afin d'attirer les investisseurs privés, les pays de l'ASS doivent mettre en place des incitations fiscales et des mécanismes de soutien afin de rendre le climat favorable pour ces acteurs. Pour Valérie LEVKOV, les Etats devraient allouer les subventions sur une base de revenus. Ils devraient aider les populations rurales aux revenus plus modestes et pour lesquelles le coût de l'électricité est généralement plus élevé qu'en zone urbaine en faisant payer les tarifs aux populations urbaines qui ont plus de revenus. De plus, ces états doivent également garantir la convertibilité de la monnaie locale sur les différents projets d'électrification de sorte à réduire le risque change. En effet, l'équilibre entre risque et rétribution qui constitue aussi un facteur clé pour les investisseurs passe par la garantie d'un environnement d'investissement stable et prévisible. Afin de garantir ce climat favorable, les Etats devraient créer des régulateurs indépendants, comme cela a été le cas au Sénégal avec la CRSE, qui ont des missions claires et bien définies. Ceux-ci permettent d'assurer la transparence globale des projets qui est attendue par les investisseurs. Cependant, la présence d'un régulateur ne constitue pas nécessairement un facteur déterminant pour attirer les acteurs privés mais elle permet de maintenir un équilibre satisfaisant entre toutes les parties prenantes.

b) Faciliter l'accès aux financements privés en augmentant la part de financement public

Selon des estimations du SEforALL, 45 milliards de dollars par an en nouveaux investissements publics et privés sont nécessaires pour parvenir à un accès universel à l'énergie d'ici 2030. Pour

2013-2014, les engagements financiers s'élevaient à 19,4 milliards de dollars par an, ce qui est bien en dessous de l'objectif de 45 milliards de dollars. Les gouvernements devraient augmenter la part des investissements énergétiques consacrés aux initiatives d'accès à l'énergie, et en particulier à l'énergie solaire hors-réseau. Les sources potentielles de financement pour soutenir le développement de ce secteur pourraient inclure des ressources actuellement disponibles allouées à l'extension du réseau, au financement pour le climat, ou aux subventions pour les combustibles fossiles. Bien que les financements dédiés à l'accès à l'énergie et aux solutions hors-réseau augmentent de plus en plus, la plupart des banques de développement et des donateurs ne consacrent en effet qu'une petite part de leur budget énergétique à cette catégorie. Le nouvel accord de la BAD sur l'énergie pour l'Afrique vise un objectif de 75 millions de connexions hors réseau dans le cadre des activités soutenues par la banque d'ici 2025 [20]. De même, la banque mondiale, figurant à l'heure actuelle parmi les principaux bailleurs de fonds dans ce secteur, finance environ 25 % des investissements dans les mini-réseaux électriques dans les pays en développement en apportant les fonds qui permettront de lever des financements aux conditions du marché. Les gouvernements peuvent chercher à tirer parti de cet intérêt croissant pour les solutions off-grid et rechercher des investissements privés pour faciliter la réalisation de leurs programmes d'électrification décentralisée.

c) Un mix intelligent des différentes solutions avec des modèles d'affaires adaptés

L'inclusion de l'extension réseau, du mini-grid et des kits solaires individuels dans les stratégies d'électrification dans le cadre d'une approche intégrée est la clé du développement de solutions efficaces d'accès à l'électricité. En effet, l'extension du réseau électrique vers les zones rurales reculées et à faible densité de population entraîne des coûts élevés et très souvent a peu d'impact économique vu la capacité à payer limitée de ces habitants pour le raccordement et la fourniture du service. Étendre le réseau vers les zones qui ont un haut potentiel d'électrification (souvent les zones péri-urbaines) semble bien plus stratégique et avantageux tout en maintenant dans le même temps les solutions décentralisées dans les zones qui sont difficilement accessibles. Il faut trouver un arbitrage économique judicieux entre ces solutions. On pourrait par exemple : (i) privilégier les mini-grids lorsque l'écosystème est favorable, en d'autres termes une densité de population relativement élevée, la présence d'usages productifs (moulins et ateliers de couture par exemple) et idéalement d'un partenaire ancre qui garantirait la rentabilité

économique de l'installation ; (ii) utiliser les kits solaires individuels dans les zones les plus reculées et où la densité de population est très faible.

Les méthodes de planification géospatiale peuvent être utilisées en amont afin d'analyser les différents facteurs qui influent sur la façon la plus rentable et neutre sur le plan technologique de raccorder les communautés (notamment la taille de la zone, la densité de population, le taux d'électrification, la distance par rapport au réseau national, les activités économiques locales et leur niveau de développement). En s'appuyant sur cette analyse, les gouvernements seront en mesure de prendre des décisions plus éclairées sur la combinaison appropriée des solutions technologiques à déployer, tout en tenant compte d'autres aspects tels que les priorités gouvernementales, la disponibilité des fonds et les conditions macroéconomiques plus larges. Une approche technologiquement neutre de la planification de l'électrification peut permettre une réduction des coûts, du temps et de la complexité nécessaires pour atteindre les objectifs d'accès universels, et peut plutôt se concentrer sur les services énergétiques requis par les ménages, notamment l'amélioration de la fiabilité de l'accès. Aussi, la pénétration du mobile money, la capacité et la volonté de payer des populations peuvent servir à identifier dans chaque pays les zones où les solutions technologiques sont viables. Ce type de données de marché est utile à la fois aux gouvernements à la recherche de solutions énergétiques et aux acteurs du secteur privé pour orienter l'expansion future du marché. La coexistence de plusieurs solutions énergétiques peut fonctionner et celles-ci ne doivent pas nécessairement être exclusives. Des plans d'électrification bien conçus doivent exploiter la complémentarité d'une gamme de solutions énergétiques.

VI. CONCLUSION ET PERSPECTIVES

L'électrification rurale de l'Afrique Subsaharienne représente un grand défi mais également un marché qui attire aussi bien les grands groupes que de petites entreprises qui proposent des solutions «off-grid» tant à l'échelle d'un foyer que d'un village. Avec la croissance démographique exponentielle du continent, le défi à relever pour les décennies à venir est énorme sans compter le fait qu'une grande partie du continent a un grand retard à rattraper. Ce challenge qui s'impose aux gouvernements, à leurs partenaires de développement et au secteur privé consiste à trouver le moyen d'électrifier au plus tôt des millions de ménages principalement dans les zones reculées et de petits entrepreneurs. Dans ce contexte de baisse des coûts des technologies solaires photovoltaïques, nous pensons que les pays de l'Afrique subsaharienne doivent axer le développement de l'électrification rurale sur la mise en valeur de l'énergie solaire afin d'être à même de relever ce défi. Ils doivent étudier toutes les options technologiques possibles, qu'il s'agisse des kits solaires individuels à usage domestique, des mini-réseaux ou de l'extension des réseaux nationaux. En effet, lorsque les coûts de raccordement au réseau classique de distribution d'électricité sont trop élevés, voire quand cette hypothèse est insensée d'un point de vue logistique, restent les solutions d'électrification hors-réseau que sont le kit solaire et les mini-réseaux. Ces solutions d'électrification décentralisées contribuent aujourd'hui à répondre aux besoins énergétiques du continent bien plus rapidement que les mesures traditionnelles. Ces technologies représentent une solution d'électrification viable, respectueuse de l'environnement, rapidement évolutive, adaptable aux conditions locales et surtout à même de responsabiliser les communautés rurales, plus particulièrement les jeunes et les femmes. Nous préconisons que les états repensent l'électrification rurale selon une approche géographique couplée aux réalités économiques des populations à électrifier, définissant ainsi les solutions technologiques les mieux adaptées en fonction des régions concernées. Comme nous l'avons étudié dans le présent mémoire, cela a été le cas au Sénégal au sein de la concession ERA, filiale du groupe EDF où cohabitent plusieurs solutions d'électrification. La compagnie travaille aujourd'hui sur un projet-pilote de mini-grid solaire avec stockage par batterie. La solution technique conteneurisée d'une puissance de 41 kWc avec un stockage par batterie de 198 kWh est fournie par la société ECOSUN et permettra d'alimenter une centaine de foyers et des usages productifs. Ce pilote permettra également d'apporter une référence au groupe EDF dans la concession ERA dans la perspective d'un contrat long terme avec la SENELEC. Aussi, dans ce projet, la rentabilité économique du mini-grid qui fait partie intégrante des moyens de production d'électricité exploités dans la

concession est garantie par un mécanisme de compensation de l'Etat Sénégalais. Il faut noter que cette situation est particulière car le financement des rares mini-réseaux ruraux en Afrique subsaharienne repose largement aujourd'hui sur l'aide internationale.

Afin d'accélérer l'électrification rurale, les gouvernements des états d'Afrique subsaharienne doivent travailler à la définition de cadres réglementaires clairs et stables afin de faciliter l'intégration des solutions d'électrification rurale hors-réseau dans la planification de leur investissements. Ils doivent également mettre en place des politiques incitatives afin d'attirer les investisseurs et les opérateurs privés (fiscalité, mécanismes de subventions, etc). La route est encore longue et la prise de conscience par les états de l'intérêt que représente le secteur privé prend du temps. En ce sens, le rôle des bailleurs de fond (la banque mondiale par exemple) reste essentiel afin d'accompagner les gouvernements dans la mise en place d'un environnement propice pour attirer les acteurs du secteur privé.

Par ailleurs, les innovations en matière de paiement mobile se sont vulgarisées ces dernières années et ont permis l'émergence de modèles économiques innovants tels que le pay-as-you-go. Cette innovation appliquée au financement des kits solaires individuels permet d'améliorer l'accès à l'électricité pour les populations rurales africaines aux revenus modestes. D'aucun pourrait penser que l'Afrique est désormais un foyer d'innovations qui pourraient se vulgariser à plus grande échelle ailleurs. Assistera – t – on dans un avenir proche à un transfert retour sud-nord ?

BIBLIOGRAPHIE

Ouvrages et articles

- [1] Africa Progress Panel (2015). “Lights, Power, Action, Electrifying Africa”, Genève, Africa Progress Panel.
- [2] Africa Progress Panel (2017). “Lights, Power, Action, Electrifying Africa”, Genève, Africa Progress Panel.
- [3] Desarnaud, G. (2017). « L’électrification rurale en Afrique : comment déployer des solutions décentralisées », Institut français des relations internationales (IFRI), Paris.
- [4] Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP) (2018). Technical Report. Washington, DC: World Bank.
- [5] Hache, Emmanuel & Martin, Rebecca & Seck, Gondia. (2018). Le développement des énergies renouvelables va-t-il permettre le décollage économique de l’Afrique subsaharienne ?.
- [6] Huet, J.-M., Boiteau, A. (2017). « L’électrification rurale en Afrique : une opportunité de développement économique ? », Secteur privé et Développement, Proparco, hors-série.
- [7] Innogence Consulting, (2018). Etat des lieux du marché des kits solaires en Afrique : Acteurs, Marchés, Investissements, Produits et Tendances.
- [8] International Finance Corporation (IFC), (2018). Benchmarking Mini-Grid DESCOS 2017 Update, Summary of Findings, International Finance Corporation, Washington, DC.
- [9] International Finance Corporation (IFC), (2018). Off-Grid Solar Market Trends Report 2018, International Finance Corporation, Washington, DC.
- [10] International Energy Agency (IEA), (2014). Africa Energy Outlook: A Focus on Energy Prospects in Sub-Saharan Africa. Organization for Economic Co-operation and Development, Paris.
- [11] International Energy Agency (IEA), (2015). World energy outlook 2015.
- [12] International Energy Agency (IEA) and World Bank, (2014). “Sustainable Energy for All 2013–2014: Global Tracking Framework”. Washington, DC: World Bank.

- [13] International Energy Agency (IEA) and World Bank, (2017). “Sustainable Energy for All 2017-Progress toward Sustainable Energy.” World Bank, Washington DC.
- [14] International Energy Agency (IEA), (2018). World Energy Outlook 2018.
- [15] International Renewable Energy Agency (IRENA), (2015b). « Renewable Power Generation Costs in 2014 », Abu Dhabi, International Renewable Energy Agency.
- [16] International Renewable Energy Agency (IRENA), (2016). “Roadmap for a Renewable Future. 2016 Edition”, Abu Dhabi, International Renewable Energy Agency.
- [17] International Renewable Energy Agency (IRENA), (2018). Planification et perspectives pour les énergies renouvelables: Afrique de l’Ouest, Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA), Abou Dhabi.
- [18] Africa-EU Renewable Energy Cooperation Programme (RECP), (2014). Mini-Grid Policy Toolkit, Policy and Business Frameworks for Successful Mini-grids Roll-outs.
- [19] Ministère des Mines et de l’Energie, (2018). Stratégie d’Electrification du Togo
- [20] Off-grid Solar Market Trends Report, (2016). Bloomberg New Energy Finance and Lighting Global in co-operation with the Global Off-Grid Lighting Association.
- [21] Office National de l’Electricité, (2005). Programme d’Electrification Rurale Global (PERG), Rapport Annuel. Royaume du Maroc.
- [22] Orlandi, I., Tyabji, N., Chase, J. (2016). “Off-Grid Solar Market Trends Report 2016”, Bloomberg New Energy Finance and Lighting Global.
- [23] Reber, T. J., S. S. Booth, D. S. Cutler, X. Li et J. A. Salasovich. (2018). « Tariff Considerations for Micro-Grids in Sub-Saharan Africa. » Rapport technique N° NREL/TP-7A40-69044. National Renewable Energy Lab, Golden, CO.
- [24] SEforALL (Sustainable Energy for All) and CPI (Climate Policy Initiative), (2018). Energizing Finance: Understanding the Landscape 2018, Sustainable Energy for All, Washington, DC, and Vienna.
- [25] Tenenbaum, Bernard, Chris Greacen, and Dipti Vaghela. (2018). Mini Grids and the Arrival of the Main Grid: Lessons from Cambodia, Sri Lanka, and Indonesia.
- [26] World Bank. (2015). Evaluation of rural electrification concessions in sub-Saharan Africa: detailed case study – Senegal (English). Washington, D.C.: World Bank Group.

[27] World Bank. (2018). Africa's Pulse, No. 18: Une analyse des perspectives qui façonnent l'avenir économique de l'Afrique. Washington, DC : La Banque mondiale.

Sites internet

[28] Banque Mondiale, [en ligne]. [Consulté le 8 mai 2019]
<https://donnees.banquemondiale.org/indicateur/SP.DYN.TFRT.IN>

[29] Bloomberg New Energy Finance (BNEF), (2018), 1Q 2019 Off-Grid AND Mini-Grid Market Outlook. [en ligne]. [Consulté le 23 mai 2019].

<https://medium.com/climatescope/1q-2019-off-grid-and-mini-grid-market-outlook-ec4a400ced93>

Interviews

- Emmanuel SELLIER, Responsable du département Off-grid du Groupe EDF, 13 mars 2019.
- Valérie LEVKOV, Directrice Afrique Moyen Orient et Méditerranée Orientale du Groupe EDF, 23 mai 2019.

ANNEXES

Sommaire des annexes

Annexe I : Etude technique	57
Annexe II : Simulation de l’outil mémo-grid	62
Annexe III : Modélisation financière du projet-pilote	69
Annexe IV : Fiches techniques des composants du mini-grid ECOSUN	72

Annexe I : Etude technique

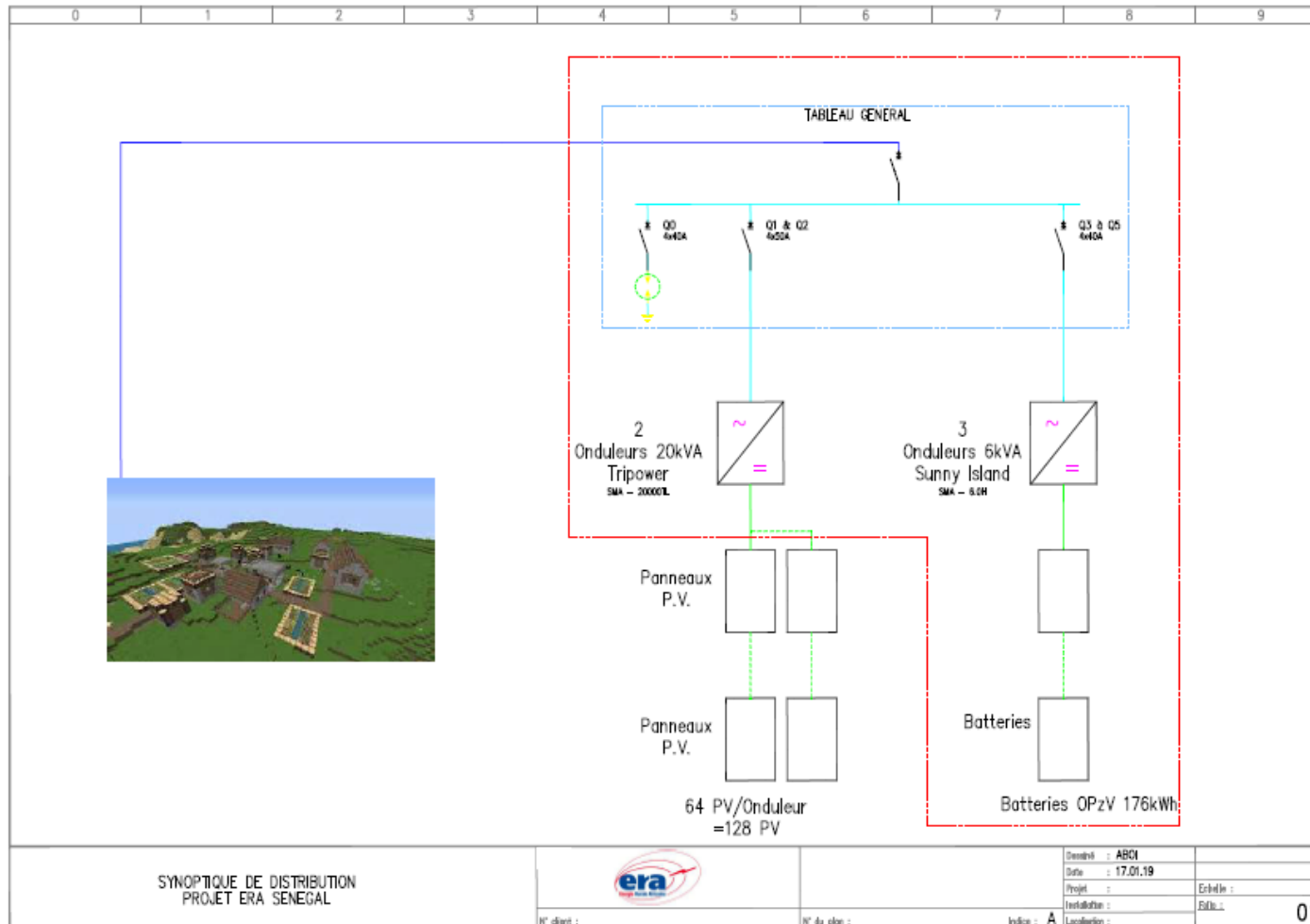


Figure 12 Schéma unifilaire projet-pilote de mini-grid solaire dans le village de SEGOUCOURA :

Tableau 8: Tableau constitutif de la courbe de charge du village de SEGOUCOURA

		Heures de la journée																							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Domestique	Eclairage	6	0	0	0	36	36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	36	36	36	36	36	6
	Radio	0	0	0	0	0	0	0	30	30	30	30	30	30	30	0	0	0	0	30	30	30	30	0	0
	TV	50	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	0	0	0	0	0	50	50	50	50	50	50	50
OUI	Froid	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
Nbr:	Total usager	131	75	75	75	111	111	75	105	105	155	155	155	105	105	75	75	75	125	191	191	191	191	161	131
33	Total village	4323	2475	2475	2475	3663	3663	2475	3465	3465	5115	5115	5115	3465	3465	2475	2475	2475	4125	6303	6303	6303	6303	5313	4323
Moulins	Eclairage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Moteur	0	0	0	0	0	0	0	0	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	0	0	0	0	0	0	0	0
Nbr:	Total usager	0	0	0	0	0	0	0	0	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Total village	0	0	0	0	0	0	0	0	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	0	0	0	0	0	0	0	0
Boutiques	Eclairage	0	0	0	0	15	15	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15	15	15	15	15	15	0
	Radio	0	0	0	0	0	0	0	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	0
	TV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Froid	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Nbr:	Total par usager	150	150	150	150	165	165	165	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	195	195	195	195	195	195	150
5	Total village	750	750	750	750	825	825	825	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	975	975	975	975	975	975	750
Case de Santé	Eclairage	0	0	0	0	15	15	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15	15	15	15	15	15	0
	Radio	0	0	0	0	0	0	0	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	0

	TV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Froid	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	
Nbr:	Total usager	150	150	150	150	165	165	165	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	195	195	195	195	195	195	150	
1	Total village	150	150	150	150	165	165	165	180	180	180	180	180	180	180	180	180	195	195	195	195	195	195	150		
Atelier Couture	Eclairage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15	15	15	15	0	0	0	
	Radio	0	0	0	0	0	0	0	0	15	15	15	15	15	15	15	15	15	0	0	0	0	0	0	0	
	Moteur	0	0	0	0	0	0	0	0	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	0	0	0
Nbr:	Total usager	0	0	0	0	0	0	0	0	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	0	0	0
3	Total village	0	0	0	0	0	0	0	0	495	495	495	495	495	495	495	495	495	495	495	495	495	0	0	0	
Eclairage public		900	900	900	900	900	900	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	900	900	900	900	900	900	
	Puissance clim	0	0	0	0	0	0	0	0	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	0	0	0	0	0	0	0	
Climatisation prod		0	0	0	0	0	0	0	0	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	0	0	0	0	0	0	0	
Charge Total Village		6123	4275	4275	4275	5553	5553	3465	4545	9040	10690	10690	10690	9040	9040	8050	8050	5050	5790	8868	8868	8868	8373	7383	6123	
Domestique		4323	2475	2475	2475	3663	3663	2475	3465	3465	5115	5115	5115	3465	3465	2475	2475	2475	4125	6303	6303	6303	6303	5313	4323	
Moulins		0	0	0	0	0	0	0	0	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	0	0	0	0	0	0	0	0	
Boutiques		750	750	750	750	825	825	825	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	975	975	975	975	975	975	750	
Case de Santé		150	150	150	150	165	165	165	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	195	195	195	195	195	195	150	
Atelier Couture		0	0	0	0	0	0	0	0	495	495	495	495	495	495	495	495	495	495	495	495	495	495	0	0	0

Eclairage public		900	900	900	900	900	900	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	900	900	900	900	900	900
Climatisation prod		0	0	0	0	0	0	0	0	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	0	0	0	0	0	0	0
Charge total (W)		6123	4275	4275	4275	5553	5553	3465	4545	9040	10690	10690	10690	9040	9040	8050	8050	5050	5790	8868	8868	8868	8373	7383	6123	

Tableau 9: Equipements constitutifs du mini-grid solaire ECOSUN

N°	Désignation	Unité	Qté
1	Champ photovoltaïque		
	Panneaux Solaire (en attente de prix photowatt)	U	136
	Transport Mulhouse	ens	1
	Structure de support du champ PV + paratonnerre	ens	1
	Supplément Structure	ens	1
	UCP (Unité de Couplage Parallèle) + protection panneaux	ens	2
2	Genie Civil		
	Bloc Fondation support modules et support Conteneur	ens	1
3	Parc batteries étanches		
	Batteries Gel OPzV 2V	kWh	197,76
	Chantier Batteries	ens	2
4	Equipement de gestion d'énergie		
	Onduleurs Solaire	U	2
	Onduleurs-chargeurs	U	3
	Equipement de synchronisation (Multicluster)	U	1
	Equipement de contrôle local (Cluster controller)	U	1
5	Système de monitoring et de télégestion		
	Un système de monitoring et de télégestion	ens	1
6	Tableau Général Basse Tension		
	TGBT avec toutes les protections électriques	ens	0
7	Conteneur		
	Conteneur Aménagé + Isolation Thermique	ens	1
8	Equipements intérieurs		
	Climatiseur	u	1
	Eclairage et la distribution électrique intérieure	ens	1
9	Prestation		
	Plans électriques, plan d'implémentation...	ens	1
	Câblage du container	ens	1
	MO installation	ens	1
	Transport International	ens	1
10	Option		
	Sondes de température + anémomètre + pyranomètre + liaison au système de management des informations	ens	1
11	Réseau BT	ens	
	TOTAL OFFRE HT		128 000 euros

Annexe II : Simulation de l’outil mémo-grid

Nous effectuerons dans cette partie la simulation du fonctionnement du mini-réseau sur la période du 1^{er} septembre 2019 au 31 août 2020. Nous simulerons deux types de fonctionnement : un fonctionnement sans groupe électrogène diesel et le deuxième avec un groupe. Notons que dans l’outil, le champ photovoltaïque est divisé en deux tranches égales de 20 520 W.

Tableau 10 : Paramétrage de l’interface et spécifications des équipements choisis pour la première partie du champ photovoltaïque

senegal_v2 Draft

Run

PV 1

Battery and Inverter 2

v.2 02.04.19

<p>Diesel</p> <p><input checked="" type="radio"/> Deactivate Diesel <input type="radio"/> Activate Diesel</p> <p>Nominal diesel efficiency <input type="text" value="0.27"/></p> <p>Nominal Power Diesel [kW] <input type="text" value="50.0"/></p>	<p>Activation Panel</p> <p><input type="radio"/> Deactivate Panel <input checked="" type="radio"/> Activate Panel</p>	<p>Grade of dirtiness</p> <p><input type="radio"/> Clean <input type="radio"/> Low <input checked="" type="radio"/> Medium <input type="radio"/> High</p>
<p>Temperature</p> <p>Difference between inverter and ambient temperature [°C] <input type="text" value="0.0"/></p>	<p>PV Panel</p> <p>Total Power PV and Nominal power inverter (W) <input type="text" value="20520.0"/></p> <p>Choose kind of panel</p> <p><input type="radio"/> Mono 150 W / 12 V Renogy <input type="radio"/> Mono 100 W / 12 V offgridtecsolar <input type="radio"/> Mono 50 W / 12 V Renogy <input type="radio"/> Poly 150 W / 12 V centsys <input type="radio"/> Poly 100 W / 12 V Eco-Worthy <input type="radio"/> Poly 50 W / 12 V acopower <input type="radio"/> Poly 325W CS6U CanadianSolar <input type="radio"/> Mono VSMS 310W TARKA 60/ VOLTEC solar <input checked="" type="radio"/> Multi PW2450F Crystal Advances/ Photowatt</p>	<p>How to install PV</p> <p><input type="radio"/> Free-standing systems <input checked="" type="radio"/> Building-integrated systems</p>
<p>Kind of Inverter</p> <p><input checked="" type="radio"/> Tripower/ Manufacturer SMA</p>	<p>Angles</p> <p>Latitude (between -90 and 90) <input type="text" value="13.773"/></p> <p>Inclination (between 0 and 90) <input type="text" value="15.0"/></p> <p>Azimuth (east = -90 while south = 0) <input type="text" value="0.0"/></p>	<p>How to install inverter</p> <p><input type="radio"/> No cooling system <input checked="" type="radio"/> Inverters with cooling system</p>
<p>Starting day <input type="text" value="1"/></p> <p>Ending day <input type="text" value="1"/></p>	<p>Starting month <input type="text" value="1"/></p> <p>Ending month <input type="text" value="1"/></p>	<p>Starting year <input type="text" value="2018"/></p> <p>Ending year <input type="text" value="2019"/></p>

Tableau 11: Paramétrage de l'interface et spécifications des équipements choisis pour la deuxième partie du champ photovoltaïque

senegal_v2 Draft

Run

PV

Battery and Inverter 2

v.2 02.04.19

<p>Activation Panel 1</p> <p><input type="radio"/> Deactivate Panel</p> <p><input checked="" type="radio"/> Activate Panel</p>	<p>Grade of dirtiness</p> <p><input type="radio"/> Clean</p> <p><input type="radio"/> Low</p> <p><input checked="" type="radio"/> Medium</p> <p><input type="radio"/> High</p>	<p>Kind of Inverter 1</p> <p><input checked="" type="radio"/> Tripower/ Manufacturer SMA</p>
<p>PV 1</p> <p>Total Power PV and Nominal power inverter (W)</p> <p style="text-align: center;"><input style="width: 100%;" type="text" value="20520.0"/></p>	<p>How to install PV</p> <p><input type="radio"/> Free-standing systems</p> <p><input checked="" type="radio"/> Building-integrated systems</p>	<p>Temperature</p> <p>Difference between inverter and ambient temperature [°C]</p> <p style="text-align: center;"><input style="width: 100%;" type="text" value="0.0"/></p>
<p>Choose kind of panel</p> <p><input type="radio"/> Mono 150 W / 12 V Renogy</p> <p><input type="radio"/> Mono 100 W / 12 V offgridtecsolar</p> <p><input type="radio"/> Mono 50 W / 12 V Renogy</p> <p><input type="radio"/> Poly 150 W / 12 V centsys</p> <p><input type="radio"/> Poly 100 W / 12 V Eco-Worthy</p> <p><input type="radio"/> Poly 50 W / 12 V acopower</p> <p><input type="radio"/> Poly 325W CS6U CanadianSolar</p> <p><input type="radio"/> Mono VSMS 310W TARKA 60/ VOLTEC solar</p> <p><input checked="" type="radio"/> Multi PW2450F Crystal Advances/ Photowatt</p>	<p>Angles</p> <p>Latitude (between -90 and 90)</p> <p style="text-align: center;"><input style="width: 100%;" type="text" value="13.773"/></p> <p>Inclination (between 0 and 90)</p> <p style="text-align: center;"><input style="width: 100%;" type="text" value="15.0"/></p> <p>Azimuth (east = -90 while south = 0)</p> <p style="text-align: center;"><input style="width: 100%;" type="text" value="0.0"/></p>	

Tableau 12 : Paramétrage de l'interface : batteries et onduleurs

senegal_v2 Draft

Run

PV

PV 1

v.2 02.04.19

<p>Battery manufacturer</p> <p>Hoppecke</p> <p>Storage capacity (kWh)</p> <p style="text-align: center;"><input style="width: 100%;" type="text" value="197.76"/></p> <p>Rated charge power (kW)</p> <p style="text-align: center;"><input style="width: 100%;" type="text" value="30.0"/></p> <p>Rated Discharge Power (kW)</p> <p style="text-align: center;"><input style="width: 100%;" type="text" value="20.0"/></p> <p>Self Discharge Rate (kWh/h)</p> <p style="text-align: center;"><input style="width: 100%;" type="text" value="0.1"/></p> <p>Transition loss in % of charging power</p> <p style="text-align: center;"><input style="width: 100%;" type="text" value="0.01"/></p> <p>Level at Start (kWh)</p> <p style="text-align: center;"><input style="width: 100%;" type="text" value="110.0"/></p>	<p>Kind of Inverter 2</p> <p><input checked="" type="radio"/> Sunny Island 6/ Manufacturer SMA</p> <p><input type="radio"/> Sunny Island 8/ Manufacturer SMA</p>
	<p>Temperature</p> <p>Difference between inverter and ambient temperature [°C]</p> <p style="text-align: center;"><input style="width: 100%;" type="text" value="0.0"/></p>

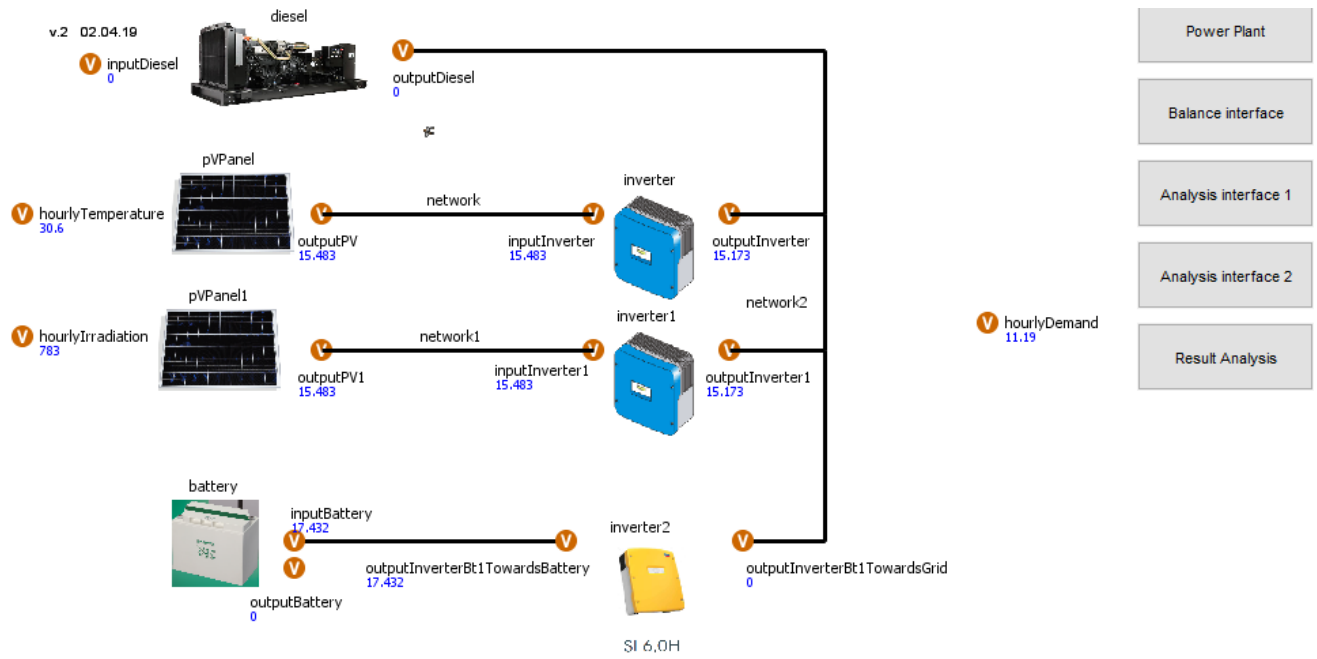


Figure 13: Schéma du fonctionnement du mini-réseau

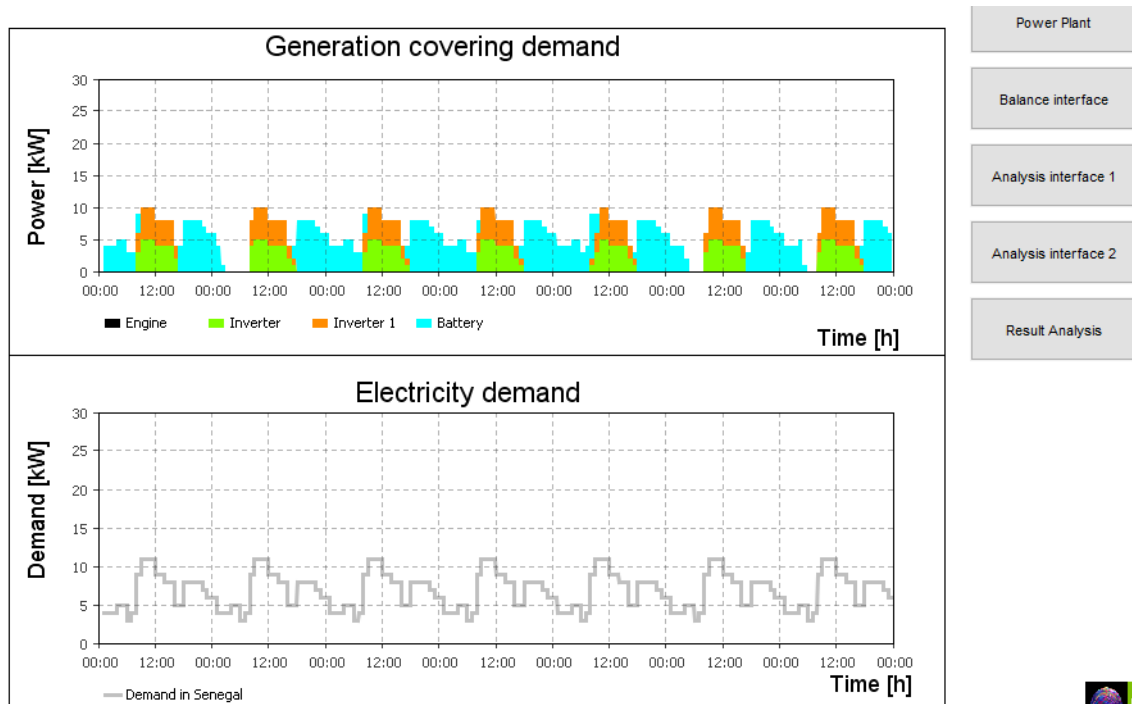


Figure 14 : Production et demande en temps réel (sans Diesel)

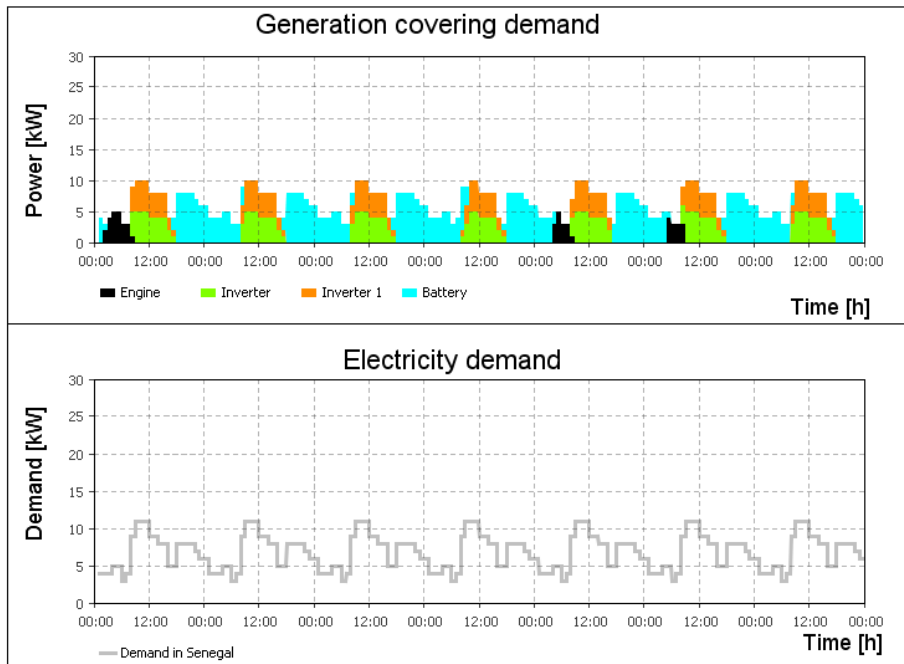


Figure 15: Production et demande en temps réel (avec diesel)

- Power Plant
- Balance interface
- Analysis interface 1
- Analysis interface 2
- Result Analysis

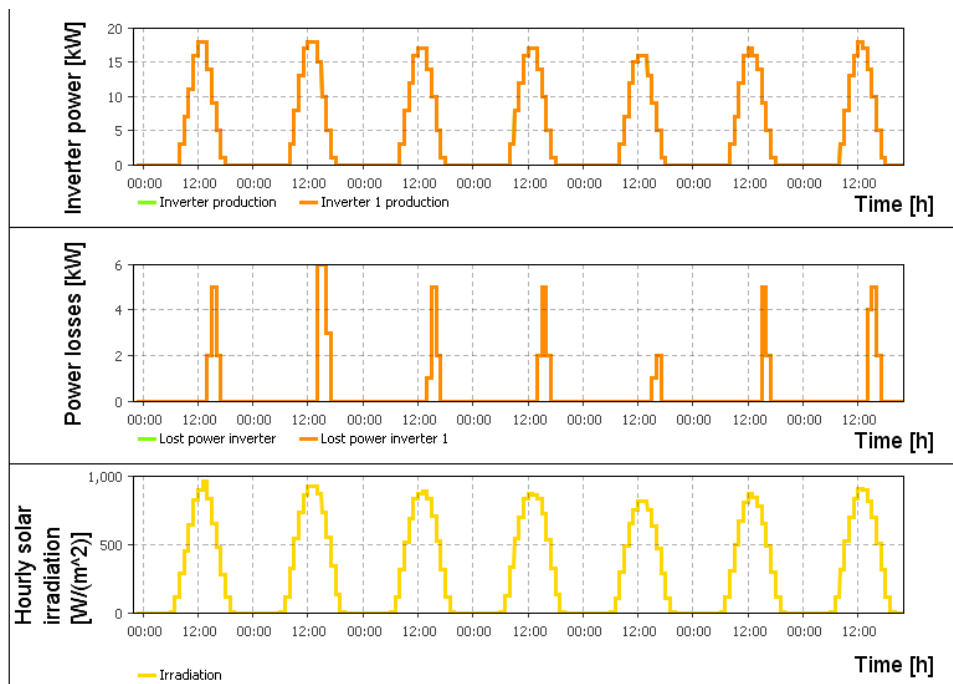


Figure 16: Première interface de simulation : courbes de production des onduleurs et du niveau d'irradiation solaire

- Power Plant
- Balance interface
- Analysis interface 1
- Analysis interface 2
- Result Analysis



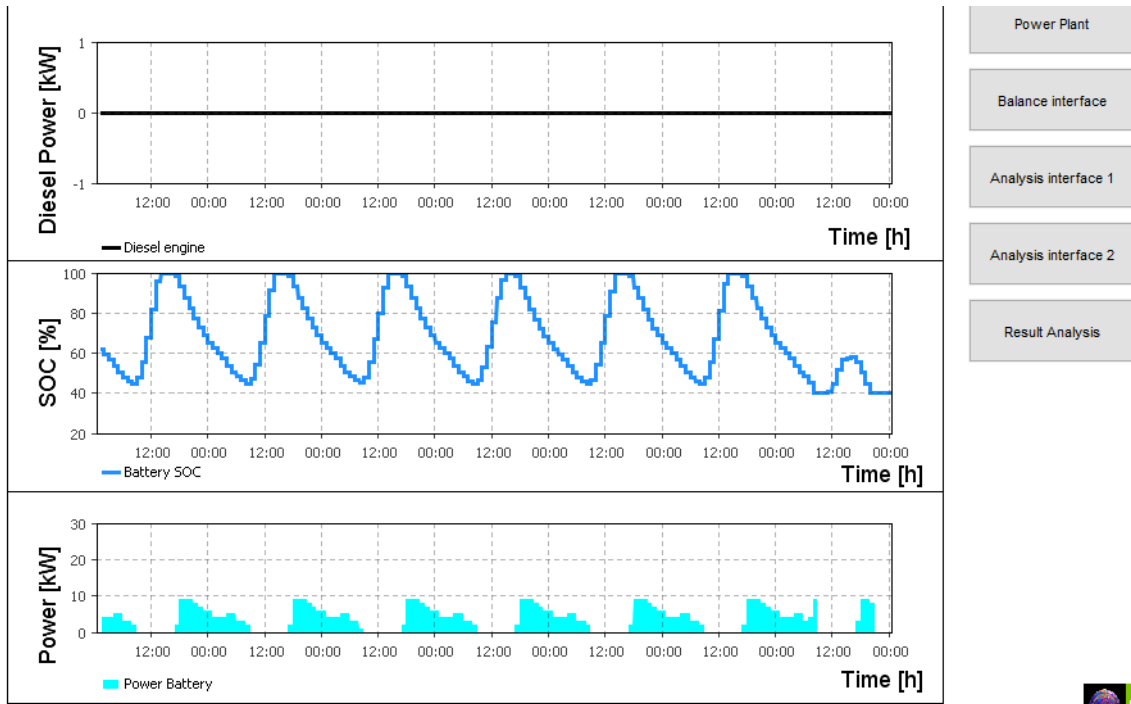


Figure 17 : Deuxième interface de simulation : courbes de production du groupe diesel, de l'état de charge des batteries et de leur charge-décharge (sans groupe diesel)

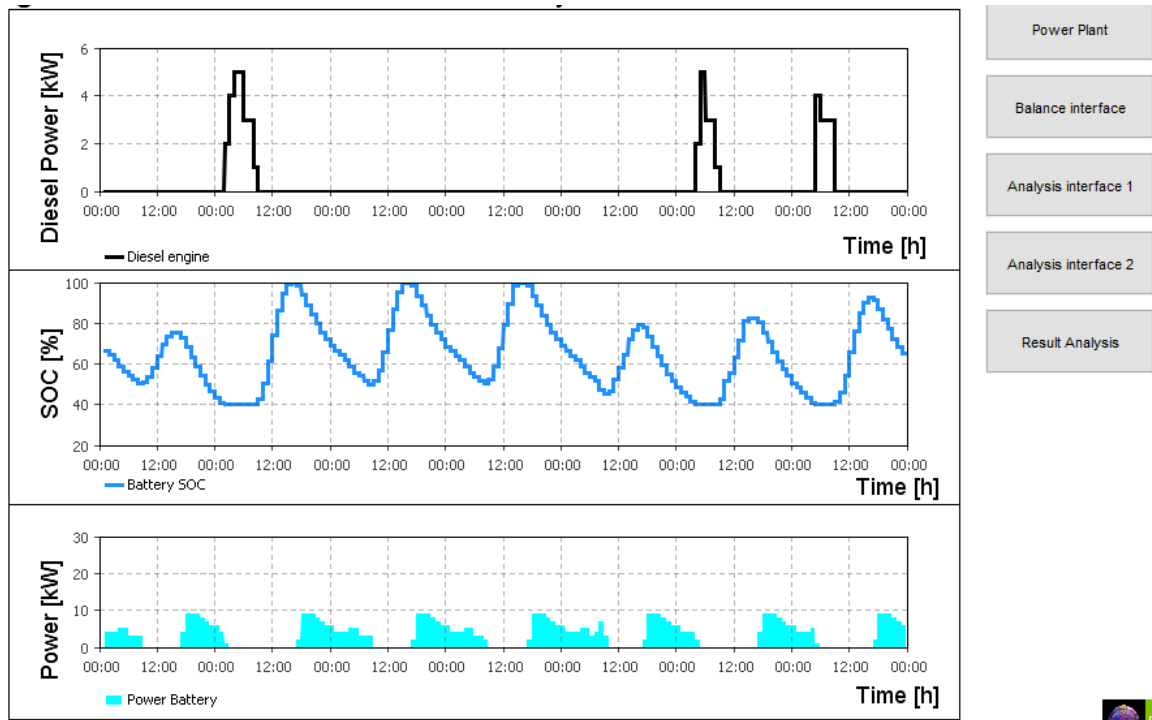


Figure 18 : Deuxième interface de simulation : courbes de production du groupe diesel, de l'état de charge des batteries et de leur charge-décharge (avec groupe diesel)

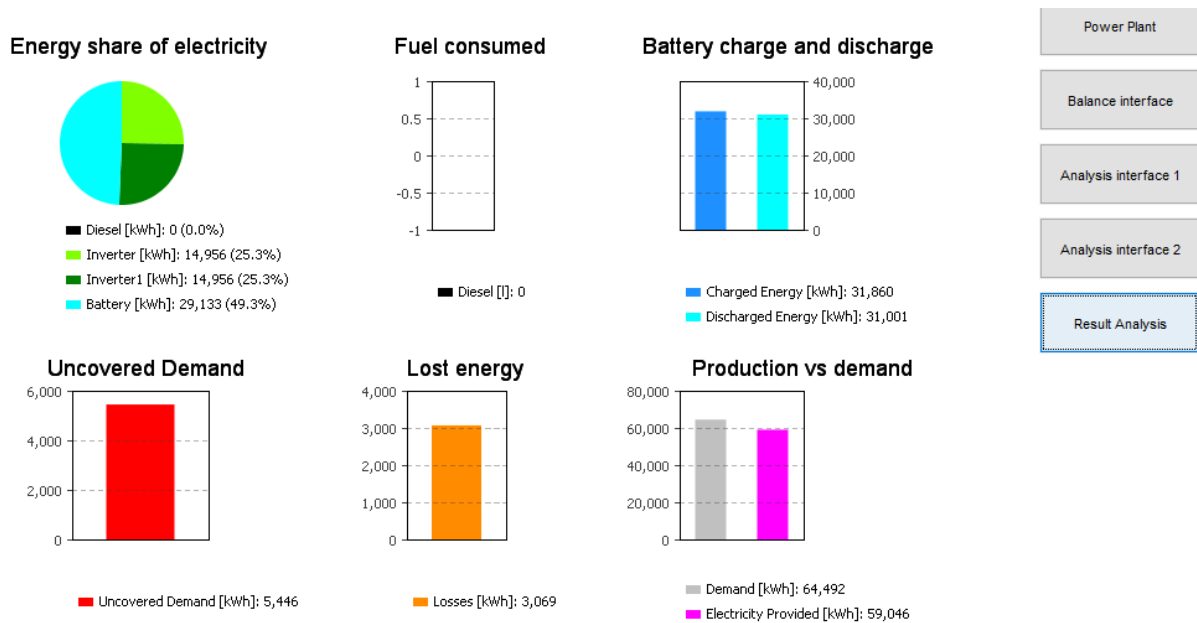


Figure 19 : Résultats de la simulation du fonctionnement du mini-réseau (sans groupe diesel)

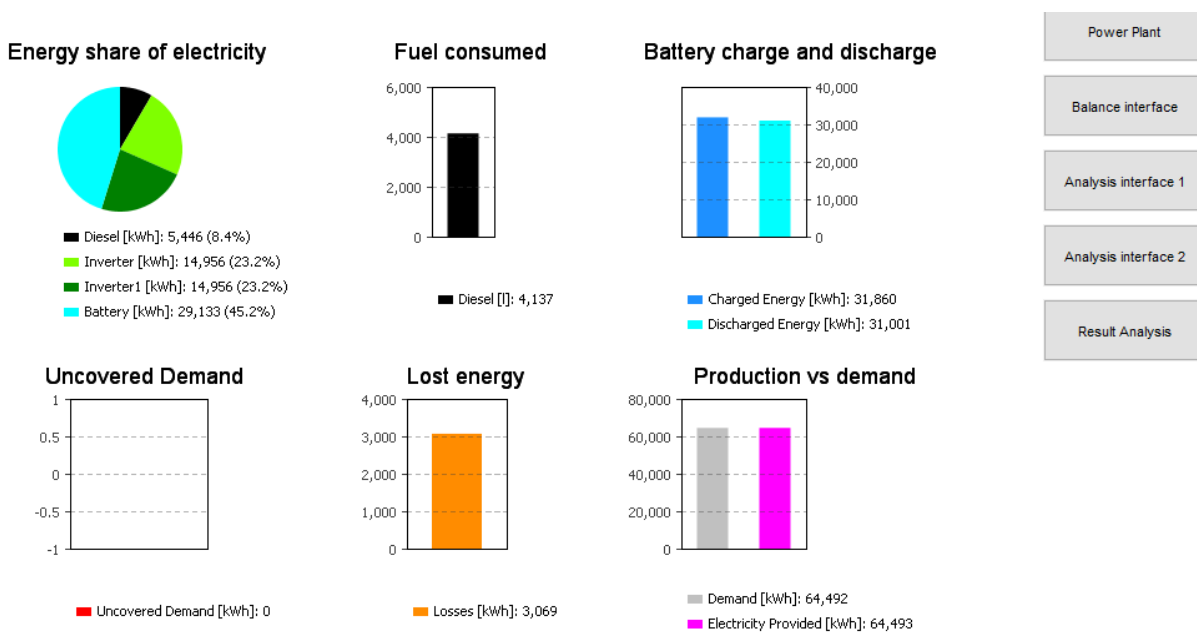


Figure 20 : Résultats de la simulation du fonctionnement du mini-réseau (avec groupe diesel)

Les résultats de la simulation sur la première année nous permettent d'avoir une visibilité sur les facteurs suivants :

- La production d'électricité qui s'élève à 59 046 kWh contre une demande de 64 492 kWh.

- La demande non couverte comme nous pouvons l'observer sur la figure 19 s'élève à 5 446 kWh. Si ERA décide de coupler l'installation à un groupe diesel pour assurer la continuité de service, l'outil estime le besoin en diesel à 4137 litres.
- L'énergie stockée et restituée par la batterie est également indiquée. L'énergie restituée par la batterie représente 49,3% dans la production d'électricité du mini-réseau.
- L'énergie perdue qui nous est précisée à titre indicatif sur la figure 20 et qui s'élève à 3 069 kWh (simulation sans diesel) soit 5,2% de la production totale.

Annexe III : Modélisation financière du projet-pilote

Tableau 13 : Prévisions de chiffres d’Affaires

Population cible (nombre de ménages)	100
Puissance installée (W)	41 000

Types de client	Nombre	Consommation électrique journalière (kWh)	Prix au kWh (Fcfa)	CA mensuel (Fcfa)	CA Total Mensuel (Fcfa)	CA Annuel (Fcfa)	
S1	50	0,40	233	2796	139 800	677 600 ¹	
S2	5	0,72	239	5162	25 812	309 744	
S3	15	1,44	224	9677	145 152	741 824 ¹	
S4 DOMESTIQUE	30	3,33	144	14400	432 000	184 000 ⁵	
CASE DE SANTE	1	4,2	144	18144	18 144	217 728	
ATELIER DE COUTURE	3	2,15	144	9288	27 864	334 368	
MOULIN	2	12	144	51840	103 680	244 160 ¹	
BOUTIQUE	5	4,215	144	18209	91 044	092 528 ¹	
ECOLE	1	4,215	144	18209	18 209	218 506	
EP	30	0,36	144	1555	46 656	559 872	
						-	
					(en Euros)	1 598,22	19 178,59

Tableau 14: Modélisation financière : Scénario 1 base case

CAPEX	128 000 €			
OPEX	4%			
Taux d'actualisation	6%			
CA annuel	19 178,59			
Années	0	1	2	3
Taux de pénétration		50%	70%	100%
Revenu		9 589	13 425	19 179
OPEX		384	537	767
Cash Flow		9 206	12 888	18 411
CAPEX supplémentaires	-128000		(51 200)	(76 800)
DCF	-128000	9 206	(38 312)	(58 389)
Renouvellement				
NDCF	-128000	9 206	(38 312)	(58 389)
CDCF	-128000	(118 794)	(157 106)	(215 495)
VAN	-39 599 €			
TRI	4,05%			
Payback	18 ans			

Tableau 15: Modélisation financière : Scénario 2 worst case

CAPEX											
OPEX											
Taux d'actualisation											
CA annuel											
Années	0	1	2	3	4	5	6	7	8		
Taux de pénétration		30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%		
Revenu		5 754	7 671	9 589	11 507	13 425	15 343	17 261	19 179		
OPEX		460	614	767	921	1 074	1 227	1 381	1 534		
Cash Flow		5 293	7 058	8 822	10 587	12 351	14 115	15 880	17 644		
CAPEX supplémentaires	-128000				(25 600)	(25 600)	(25 600)	(25 600)	(25 600)		
DCF	-128000	5 293	7 058	8 822	(15 013)	(13 249)	(11 485)	(9 720)	(7 956)		
Renouvellement											
NDCF	-128000	5 293	7 058	8 822	(15 013)	(13 249)	(11 485)	(9 720)	(7 956)		
CDCF	-128000	(122 707)	(115 649)	(106 827)	(121 840)	(135 089)	(146 574)	(156 294)	(164 250)		
VAN	-99 021 €										
TRI	2,94%										
Payback	21 ans										

Tableau 16: Modélisation financière : Scénario 3 best case

CAPEX			
OPEX			
Taux d'actualisation			
CA annuel			
Années	0	1	2
Taux de pénétration		70%	100%
Revenu		13 425	19 179
OPEX		537	767
Cash Flow		12 888	18 411
CAPEX supplémentaires	-128000	(51 200)	(76 800)
DCF	-128000	(38 312)	(58 389)
Renouvellement			
NDCF	-128000	(38 312)	(58 389)
CDCF	-128000	(166 312)	(224 701)
VAN	69 790 €		
TRI	4,31%		
Payback	17 ans		

Annexe IV : Fiches techniques des composants du mini-grid ECOSUN

➤ Fiche technique des modules photovoltaïques

Photowatt® PW2450F

Crystal Advanced®



Le module photovoltaïque haute qualité

Le module PW2450F Crystal Advanced® bénéficie des toutes dernières innovations développées par Photowatt®. La technologie brevetée Crystal Advanced® permet d'optimiser le processus industriel de cristallisation du silicium et d'obtenir ainsi une cellule photovoltaïque à haut rendement et très fiable dans le temps. Les étapes majeures de la fabrication sont exclusivement réalisées en France, avec les composants les plus performants du marché.

60 CELLULES
MODULE POLYCRISTALLIN

285-265 Wc
PUISSANCE

17.2%
RENDEMENT MAXIMUM

CO2
FAIBLE EMPREINTE CARBONE

0/+ 5 Wc
TOLÉRANCE POSITIVE











RESPECT DE L'ENVIRONNEMENT

- Respect des meilleurs standards de la profession (ISO 14001)
- Recyclage des panneaux usagés (Photowatt® est co-fondateur de PV Cycle France)
- Priorité sur l'exigence environnementale en limitant l'empreinte carbone

LONGÉVITÉ ET PERFORMANCE

- Modules certifiés auprès d'organismes internationaux (VDE)
- Meilleur rendement grâce au verre anti-reflet
- Cellules triées en continu inverse et en résistance shunt
- Meilleure puissance grâce à l'espacement uniforme et optimal entre les cellules

FIABILITÉ

- Inspection à Microluminescence des cellules et des modules
- Tests internes passés jusqu'à 2 fois les exigences des normes IEC
- Contrôle de l'encadrement réalisé par des instituts indépendants (ex : Fraunhofer IZT) jusqu'à 4 fois par an

ENCADREMENT ROBUSTE ET LÉGER

- Cadre aluminium permettant une résistance maximale aux conditions climatiques extrêmes (5400Pa)
- Encadrement résistant aux dommages liés au gel
- Poids du module permettant une manipulation aisée

PW2450F Crystal Advanced®

Photowatt®

› CARACTÉRISTIQUES MÉCANIQUES

Type de cellules	Multicristallin
Taille du module	1685 x 993 x 40 mm
Dimension des cellules	156 x 156 mm (± 1%)
Nombre de cellules	60
Poids du module	20 kg
Matériau face avant	3.2 mm verre trempé anti-reflet
Matériau face arrière	À base de Tedlar®, blanc
Matériau cadre	Alliage d'aluminium anodisé
Boîte de jonction	IP 65
Câbles solaires	Résistant UV, 4,0 mm ² , 1100 mm
Type de connecteur	MC4 ou équivalent MC4

› COUPLAGE DU SYSTÈME

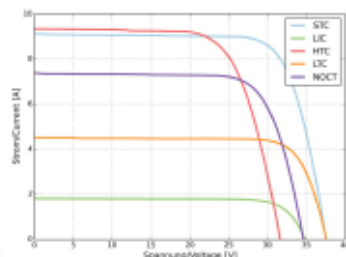
Température de fonctionnement	-40°C à +85°C
Haute résistance aux conditions climatiques extrêmes	5400 Pa (Neige) 2400 Pa (Vent)
Courant de retour admissible I _g	20A
Tension maximale du système	1000V DC (IEC)
Fusible en série max	15A
PID	Free

› COEFFICIENTS DE TEMPÉRATURE *

Température nominale cellule NOCT	°C	47,3 (±2)
Coefficient de température de P _{max}	γ	-0,42 %/°C
Coefficient de température de Voc	β	-0,34 %/°C
Coefficient de température de Isc	α	+0,06%/°C

*Avec 1000 W/m² ; température de 25°C ; spectre AM 1,5

› COURBES DE TEMPÉRATURE



› GARANTIE

Garantie du produit	10 ans
Garantie de puissance linéaire [®] <small>Se référer aux conditions générales de garantie</small>	25 ans

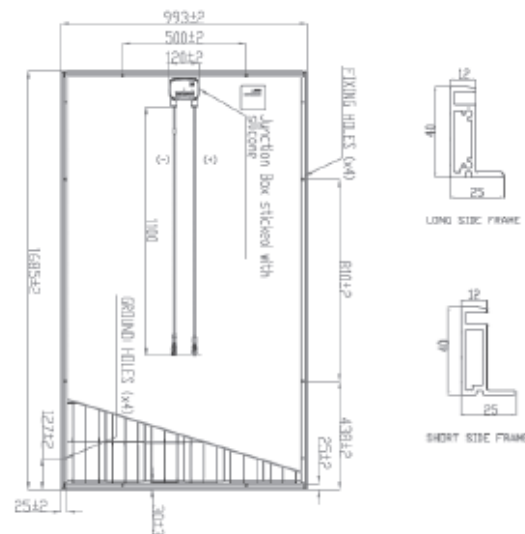
› CARACTÉRISTIQUES ÉLECTRIQUES (STC*)

Puissance nominale	W	285	280	275	270	265
Tolérance de puissance	W	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Tension à la puissance nominale	V	31.4	31.3	31.1	30.9	30.7
Intensité à la puissance nominale	A	9.10	9.00	8.90	8.75	8.68
Tension de circuit ouvert	V	38.6	38.5	38.4	38.2	38.1
Courant de court-circuit	A	9.55	9.50	9.40	9.29	9.21
Rendement surfacique	%	17.2	16.9	16.6	16.3	16.0

*Caractéristiques nominales en Conditions de Test Standard (STC : 1000 W/m² ; spectre AM 1,5 ; température de cellule de 25°C)

› CARACTÉRISTIQUES ÉLECTRIQUES (NOCT*)

Puissance nominale	W	285	280	275	270	265
Puissance maximale	W	203	200	197	194	191
Tension au point de puissance maximale	V	29.0	28.8	28.6	28.4	28.2
Courant au point de puissance maximale	A	7.20	7.10	7.00	6.90	6.80
Tension de circuit ouvert	V	35.2	35.1	35.0	34.9	34.8
Courant de court-circuit	A	7.80	7.70	7.60	7.50	7.40



› CERTIFICATS QUALITÉ



➤ Fiche technique des onduleurs chargeurs

SUNNY ISLAND 6.0H / 8.0H
POUR INSTALLATIONS EN SITE ISOLÉ ET RACCORDÉES AU RÉSEAU



Souple

- Pour les systèmes d'autoconsommation et d'alimentation de secours dans des installations raccordées au réseau ou en site isolé

- Conçu pour toutes les batteries au plomb et de nombreuses batteries ion-lithium
- Possibilité d'équipement ultérieur et d'extension modulaire pour les systèmes monophasés et triphasés

Efficace

- Jusqu'à 96 % de rendement maximal
- Grande efficacité du système global
- Installation et mise en service simples et rapides

Sûr

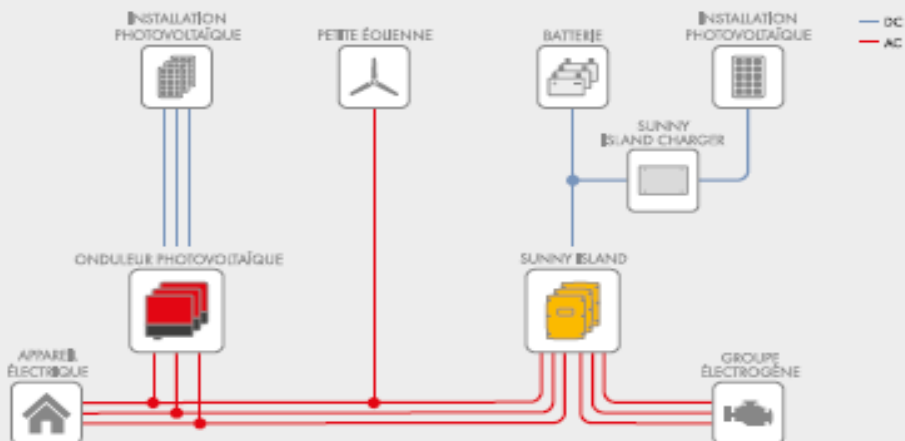
- Sécurité contrôlée garantie par une certification externe
- Gestion de batterie intelligente pour une grande longévité
- Fonctionnement fiable grâce à une capacité de surcharge extrêmement élevée

SUNNY ISLAND 6.0H / 8.0H

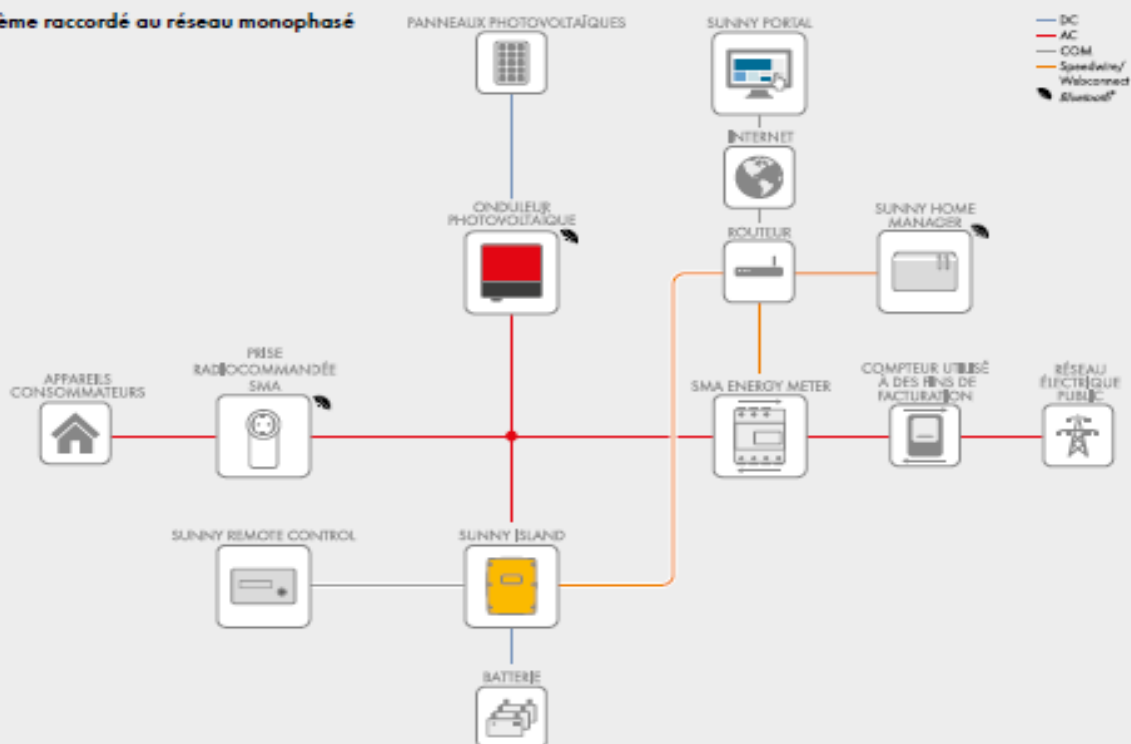
La solution polyvalente pour le raccordement au réseau ou en site isolé

Qu'il s'agisse de l'utiliser dans des régions éloignées du réseau ou pour la gestion de l'énergie personnelle, le Sunny Island 6.0H/8.0H peut être utilisé à la fois dans des installations raccordées au réseau ou en site isolé. Polyvalent, il séduit aussi par ses nombreux avantages. Nos clients bénéficient de plus de 25 ans d'expérience SMA dans le domaine des onduleurs à batterie. La classe de protection élevée, la grande plage de température et la capacité de surcharge extrême assurent la sécurité nécessaire aux installations éloignées du réseau. Une gestion intelligente de la charge et de l'énergie garantit le fonctionnement même dans des situations critiques. En tant qu'élément central du SMA Flexible Storage System, la solution de stockage polyvalente pour les installations nouvelles et existantes, le Sunny Island possède un avantage de taille : il stocke l'énergie solaire qu'il a lui-même produite et assure avec le Sunny Home Manager une gestion intelligente de l'énergie au sein de votre propre maison. Le Quick Configuration Guide ainsi que les commandes intuitives permettent dans les deux cas une installation simple et agréable. Le Sunny Island 6.0H / 8.0H vous offre la solution polyvalente appropriée pour les installations raccordées au réseau ou en site isolé !

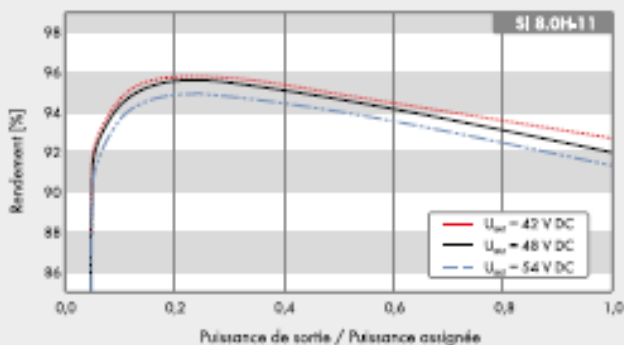
Système en site isolé triphasé



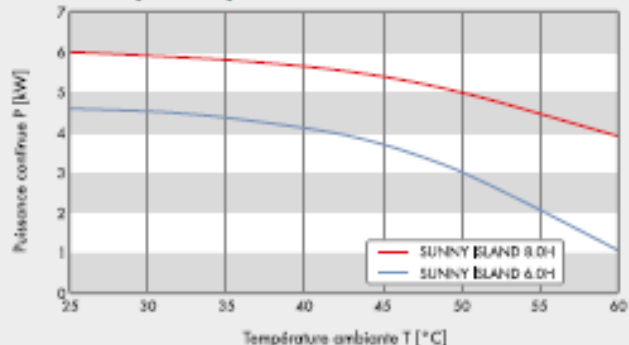
Système raccordé au réseau monophasé



Courbe de rendement



Courbe température-puissance



SUNNY ISLAND 6.0H / 8.0H

Caractéristiques techniques	Sunny Island 6.0H	Sunny Island 8.0H
Service sur le réseau électrique public ou générateur		
Tension de réseau assignée / Plage de tension AC	230 V / 172,5 V à 264,5 V	230 V / 172,5 V à 264,5 V
Fréquence de réseau assignée / plage de fréquence autorisée	50 Hz / 40 Hz à 70 Hz	50 Hz / 40 Hz à 70 Hz
Courant alternatif maximal pour l'optimisation de l'autoconsommation (gestion du réseau)	20 A	26 A
Puissance AC maximale pour une optimisation de l'autoconsommation (gestion du réseau)	4,6 kVA	6 kVA
Courant d'entrée AC maximal	50 A	50 A
Puissance d'entrée AC maximale	11500 W	11500 W
Mode îlotage ou mode alimentation de remplacement		
Tension de réseau assignée / Plage de tension AC	230 V / 202 V à 253 V	230 V / 202 V à 253 V
Fréquence assignée / Plage de fréquence (réglable)	50 Hz / 45 Hz à 65 Hz	50 Hz / 45 Hz à 65 Hz
Puissance assignée (pour Unim, from / 25 °C / cos φ = 1)	4600 W	6000 W
Puissance AC à 25 °C pendant 30 min / 5 min / 3 s	6000 W / 6800 W / 11000 W	8000 W / 9100 W / 11000 W
Puissance AC à 45 °C	3700 W	5430 W
Courant assigné / Courant de sortie maximal (crête)	20 A / 120 A	26 A / 120 A
Taux de distorsion harmonique tension de sortie / Facteur de puissance à la puissance assignée	< 4 % / -1 à +1	< 4 % / -1 à +1
Entrée DC batterie		
Tension d'entrée assignée / Plage de tension DC	48 V / 41 V à 63 V	48 V / 41 V à 63 V
Courant de charge maximal de la batterie / Courant de charge assigné DC / Courant de décharge assigné DC	110 A / 90 A / 103 A	140 A / 115 A / 130 A
Type de batterie / Capacité de batterie (plage)	Li-Ion*, FLA, VRLA / 100 Ah à 10000 Ah (plomb) / 50 Ah à 10000 Ah (Li-Ion)	Li-Ion*, FLA, VRLA / 100 Ah à 10000 Ah (plomb) / 50 Ah à 10000 Ah (Li-Ion)
Régulation de charge	Procédé de charge IU2U avec pleine charge et charge d'égalisation automatique	
Rendement / Autoconsommation de l'appareil		
Rendement maximal	95,8 %	95,8 %
Consommation en circuit ouvert / Mode veille	25,8 W / 6,5 W	25,8 W / 6,5 W
Dispositif de protection (appareil)		
Courtcircuit AC / Surcharge AC	● / ●	● / ●
Protection inversion de polarité DC / Fusible DC	- / -	- / -
Surtempérature / Décharge excessive de la batterie	● / ●	● / ●
Catégorie de surtension selon CEI 60664-1	III	III
Données générales		
Dimensions (L / H / P)	467 mm / 612 mm / 242 mm (18,4 pouces / 21,1 pouces / 9,5 pouces)	
Poids	63 kg (138,9 lb)	
Plage de température de fonctionnement	-25 °C à +60 °C (-13 °F à +140 °F)	
Classe de protection selon CEI 62103	I	I
Classe climatique selon CEI 60721	3K6	3K6
Indice de protection selon CEI 60529	IP54	IP54
Équipement / Fonction		
Commande et affichage / Relais multifonction	externe via SRC-20 / 2	externe via SRC-20 / 2
Systèmes triphasés / Fonction de courant de secours	● / ●	● / ●
Calcul de l'état de charge / Pleine charge / Charge d'égalisation	● / ● / ●	● / ● / ●
Capteur de température de la batterie / Câbles de communication	● / ●	● / ●
Certificats et homologations	www.SMA-France.com	
Garantie	5 ans	
Pour installations en site isolé		
Détection automatique des champs magnétiques relatifs / Support du générateur	● / ●	● / ●
Montage en parallèle / Multicluster	● / ●	● / ●
Démarrage progressif intégré	●	●
Accessoires		
Pour installations en site isolé		
Fusible de batterie**	○	○
Interface SICOMSGMA (RS485) / SI-SYSCAN (Multicluster)	○ / ○	○ / ○
Interface SWDMSI-10 (Speedwire)	○	○
Sunny Island Charger SIC60-MPT** / SMA Cluster Controller	○ / ○	○ / ○
Pour installations raccordées au réseau		
Interface SICOMSGMA (RS485) / Interface SWDMSI-10 (Speedwire)	○ / ○	○ / ○
Sunny Home Manager / SMA Energy Meter / Commutateur automatique de transfert**	○ / ○ / ○	○ / ○ / ○
● Équipement de série ○ Équipement en option – non disponible		
* voir « List of Approved Ultron/Batteries » sur www.SMA-Solar.com		
** (par le biais de sous-traitants externes)		
Toutes les spécifications - version : octobre 2016		
Désignation de type	SI6.0H-11	SI8.0H-11

➤ Fiche technique des onduleurs réseau

SUNNY TRIPOWER
15000TL / 20000TL / 25000TL



Économique

- Rendement maximal de 98,4 %

Sûr

- Parafoudre DC (type II) intégrable

Flexible

- Tension d'entrée DC jusqu'à 1000 V
- Dimensionnement souple de l'installation grâce au concept multistring
- Écran en option

Innovant

- Fonctions novatrices de gestion du réseau grâce au Integrated Plant Control
- Fourniture de puissance réactive 24 h/24 (Q on Demand 24/7)

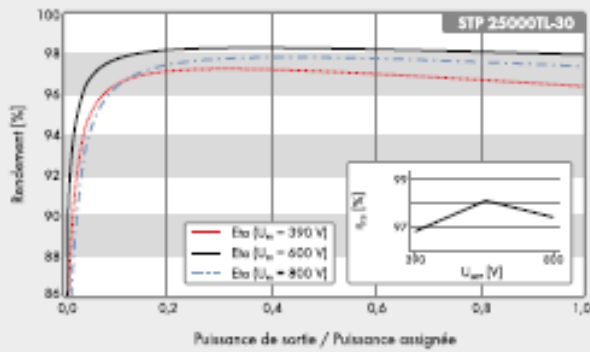
SUNNY TRIPOWER 15000TL / 20000TL / 25000TL

Solutions flexibles pour grandes toitures et centrales photovoltaïques

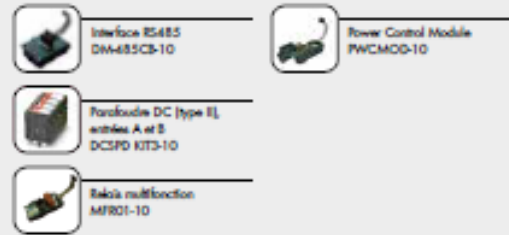
Les onduleurs Sunny Tripower conviennent parfaitement pour les grandes installations sur grandes toitures. Grâce à leur rendement atteignant 98,4 %, ils fournissent non seulement des rendements très élevés mais se caractérisent également par une grande flexibilité de dimensionnement et une compatibilité étendue avec de nombreux panneaux photovoltaïques grâce au concept multistring et une large plage de tension d'entrée.

L'innovation consiste dans l'intégration de nouvelles fonctions de gestion du réseau telles que l'Integrated Plant Control qui permet de réguler la puissance réactive au niveau du point de raccordement au réseau par le seul biais de l'onduleur. Vous faites ainsi l'économie d'unités de régulation supérieures, synonyme de réduction du prix au watt. Une autre nouveauté est la fourniture de puissance réactive 24 h/24 (Q on Demand 24/7).

Courbe de rendement



Accessoires



● Équipement de série ○ Équipement en option — non disponible
données en conditions nominales
Version : mai 2016

Caractéristiques techniques

Entrée (DC)

Puissance DC max. [quand $\cos \varphi = 1$]/puissance assignée DC

Tension d'entrée max.

Plage de tension MPP/tension d'entrée assignée

Tension d'entrée min./tension d'entrée de démarrage

Courant d'entrée max. entrée A/entrée B

Nombre d'entrées MPP indépendantes/strings par entrée MPP

Sortie (AC)

Puissance assignée (à 230 V, 50 Hz)

Puissance apparente AC max.

Tension nominale AC

Plage de tension AC

Fréquence du réseau AC/plage

Fréquence de réseau assignée/tension de réseau assignée

Courant de sortie max./courant de sortie assigné

Facteur de puissance pour la puissance assignée/Facteur de déphasage réglable

THD

Phases d'injection/phases de raccordement

Rendement

Rendement max./européen

Dispositifs de protection

Dispositif de déconnexion côté DC

Surveillance du défaut à la terre/Surveillance du réseau

Parafoudre DC : type II

Protection inversion de polarité DC/résistance aux courts-circuits AC/séparation galvanique

Unité de surveillance du courant différentiel, sensible tous les courants

Classe de protection (selon IEC 62109-1) / catégorie de surtension (selon IEC 62109-1)

Données générales

Dimensions [L / H / P]

Poids

Plage de température de fonctionnement

Émission sonore (typique)

Autoconsommation (nuit)

Topologie/système de refroidissement

Indice de protection (selon CEI 60529)

Classe climatique (selon IEC 60721-3-4)

Valeur maximale admissible d'humidité relative de l'air (sans condensation)

Équipement / fonction / accessoires

Raccordement DC/raccordement AC

Écran

Interface : RS485, Speedwire/Webconnect

Interface de données : SMA Modbus / SunSpec Modbus

Relais multifonction/Power Control Module

OptiTrack Global Peak / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7

Compatible off-grid / compatible SMA Fuel Save Controller

Garantie : 5 / 10 / 15 / 20 ans

Certificats et homologations (autres sur demande)

* N'est pas valable pour toutes les annexes nationales de la norme EN 50438

Sunny Tripower 20000TL

20440 W/20440 W

1000 V

320 V à 800 V/600 V

150 V/188 V

33 A/33 A

2/A;3; 8;3

20000 W

20000 VA

3/N/PE ; 220 V/380 V

3/N/PE ; 230 V/400 V

3/N/PE ; 240 V/415 V

180 V à 280 V

50 Hz/44 Hz à 55 Hz

60 Hz/54 Hz à 65 Hz

50 Hz/230 V

29 A/29 A

1/0 inductif à 0 capacitif

≤ 3 %

3/3

98,4 %/98,0 %

Sunny Tripower 25000TL

25550 W/25550 W

1000 V

390 V à 800 V/600 V

150 V/188 V

33 A/33 A

2/A;3; 8;3

25000 W

25000 VA

3/N/PE ; 220 V/380 V

3/N/PE ; 230 V/400 V

3/N/PE ; 240 V/415 V

180 V à 280 V

50 Hz/44 Hz à 55 Hz

60 Hz/54 Hz à 65 Hz

50 Hz/230 V

36,2 A/36,2 A

≤ 3 %

3/3

98,3 %/98,1 %

●
●/●
○
●/●/-
●
I / AC: II; DC: II

661/682/264 mm (26,0/26,9/10,4 pouces)

61 kg (134,48 lb)

-25°C à +60°C (-13°F à +140°F)

51 dB(A)

1 W

Sans transformateur/OptiCool

IP65

4K4H

100%

SUNCLIX/borne à ressort

○

○/●

●/●

○/○

●/●/●

●/●

●/○/○/○

ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, EN 50438:2013*, G59/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2013, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA 2013, PPC, RD 1699/413, RD 661/2007, Rel. n°7:2013, SIA777, TOR D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VTR 2014

Désignation de type

STP 20000TL-30

STP 25000TL-30

➤ Fiche technique des batteries

The image shows three HOPPECKE sun | power VRL batteries of varying sizes, arranged in a row that recedes into the background. The largest battery is in the foreground, showing its top terminals and a green label with the HOPPECKE logo and technical specifications. The background is a dark green gradient.

sun | power VRL
Type DPzV/DPzV bloc

**Batterie plomb-acide étanche
pour applications de cyclage**

www.hoppecke.com

sun | power VR L type OPzV

Applications types :

- Réseaux d'électricité autonomes (sites isolés)
- Systèmes hybrides
- Peak shaving (couverture des pics de consommation)/ stabilisation de la tension
- Stations de relais mobile
- Tourisme vert
- Protection cathodique contre la corrosion
- Systèmes de pompage

Les avantages :

- Batterie faible entretien (pas de remise en eau) – grâce à la technologie GEL innovante
- Très bonne stabilité en cyclage – le design tubulaire optimisé des plaques permet une meilleure réception des courants de charge en mode PSoC (Partial State of Charge – en état de charge partielle)
- Compatibilité maximale – dimensions conformes à la norme DIN 40742
- Exploitation optimale de l'espace – possibilité d'installation à l'horizontale
- Protection contre les courts-circuits renforcée même pendant le montage – grâce à l'utilisation des connecteurs HOPPECKE

sun | power VR L type OPzV bloc

Applications types :

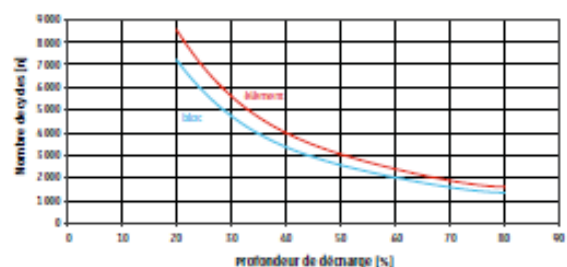
- Systèmes solaires domestiques
- Systèmes hybrides
- Systèmes de signalisation
- Stations de relais mobile
- Éclairage solaire des rues
- Protection cathodique contre la corrosion
- Équipements en services médicaux

Les avantages :

- Batterie faible entretien (pas de remise en eau) – grâce à la technologie GEL innovante
- Très bonne stabilité en cyclage – le design tubulaire optimisé des plaques permet une meilleure réception des courants de charge en mode PSoC (Partial State of Charge – en état de charge partielle)
- Compatibilité maximale – dimensions conformes à la norme DIN 40744
- Montage et intégration simples – bouchon de batterie avec système de poignée intégré
- Protection contre les courts-circuits renforcée même pendant le montage – grâce à l'utilisation des connecteurs HOPPECKE



Espérance de vie en cycles par rapport à la profondeur de décharge



¹ Partial State of Charge – fonctionnement en état de charge partielle ² Le fonctionnement en position horizontale est possible uniquement pour certaines versions de ce modèle. Veuillez en tenir compte lors de la commande !

Capacités, dimensions et poids

Type DPzV bloc	Tension nominale V	C ₁₀₀ /1,85 V Ah	C ₁₀₀ /1,85 V Ah	C ₁₀₀ /1,85 V Ah	C ₁₀₀ /1,80 V Ah	C ₁₀₀ /1,77 V Ah	Poids max* kg	Longueur max* L mm	Largeur max* W mm	Hauteur max* H mm	Fig.
sun power vrl 12-70	12	70	65	58	51	45	40,0	272	205	383	A
sun power vrl 12-120	12	130	125	118	103	91	52,5	272	205	383	A
sun power vrl 12-180	12	200	190	175	154	136	75,5	380	205	383	A
sun power vrl 6-250	6	270	250	235	205	181	51,0	272	205	383	B
sun power vrl 6-300	6	330	315	293	250	226	66,0	380	205	383	B
sun power vrl 6-370	6	400	375	350	308	272	73,0	380	205	383	B
Type DPzV											
sun power vrl 2-250	2	287	264	243	204	189	18,3	105	208	420	C
sun power vrl 2-310	2	359	329	304	255	236	22,3	126	208	420	C
sun power vrl 2-370	2	430	395	365	306	283	26,5	147	208	420	C
sun power vrl 2-420	2	478	453	428	391	346	29,9	126	208	535	C
sun power vrl 2-520	2	574	543	513	470	415	35,1	147	208	535	C
sun power vrl 2-620	2	670	634	599	548	485	42,1	168	208	535	C
sun power vrl 2-750	2	847	802	762	682	595	48,7	147	208	710	C
sun power vrl 2-875	2	990	935	888	796	694	61,3	215	193	710	D
sun power vrl 2-1000	2	1130	1070	1016	909	793	65,9	215	193	710	D
sun power vrl 2-1125	2	1271	1203	1143	1023	893	75,6	215	235	710	D
sun power vrl 2-1250	2	1412	1337	1270	1137	992	80,5	215	235	710	D
sun power vrl 2-1375	2	1553	1471	1397	1250	1091	89,3	215	277	710	D
sun power vrl 2-1500	2	1695	1604	1524	1364	1190	94,6	215	277	710	D
sun power vrl 2-1700	2	1955	1870	1785	1545	1372	110,0	215	277	855	D
sun power vrl 2-2000	2	2281	2182	2082	1802	1601	136,5	215	400	815	E
sun power vrl 2-2300	2	2607	2493	2380	2060	1829	152,9	215	400	815	E
sun power vrl 2-2600	2	2933	2805	2677	2317	2058	173,0	215	490	815	F
sun power vrl 2-2900	2	3258	3117	2975	2574	2287	186,5	215	490	815	F
sun power vrl 2-3200	2	3584	3428	3272	2832	2515	214,7	215	580	815	F
sun power vrl 2-3500	2	3910	3740	3570	3089	2744	222,3	215	580	815	F

C₁₀ et C₁₀₀ = Capacité pour une décharge en 10 et 100 heures

* conformément à la norme DIN 40742, ces données sont à considérer comme valeurs maximales

Fig. A type DPzV bloc

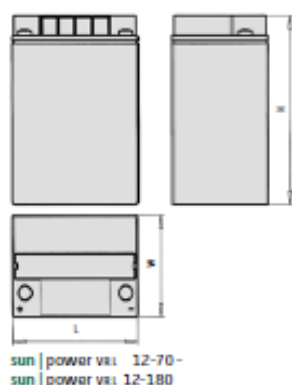


Fig. B type DPzV bloc

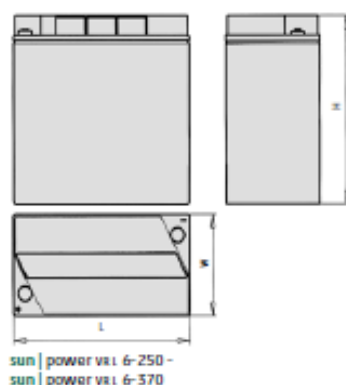


Fig. C type DPzV

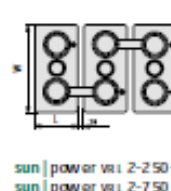


Fig. D type DPzV

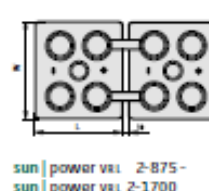


Fig. E type DPzV

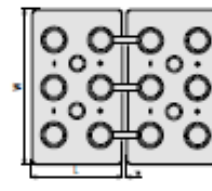
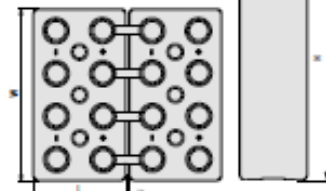


Fig. F type DPzV



Éco-compatibilité optimale -
système de recyclage certifié, en circuit fermé
IEC 60896-21 - IEC 61427